



dena-Netzstudie

**Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration
von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore
bis zum Jahr 2020**



Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)

Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020

Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland
zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und
Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und
Kraftwerksentwicklungen sowie der
erforderlichen Regelleistung

Konsortium

DEWI / E.ON Netz / ewi / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission

Endbericht

Köln, 24. Februar 2005

Teil 1

Andreas Jansen

Jens Peter Molly

Bernd Neddermann

Teil 2

Udo Bachmann

Hans-Paul Gerch

Eckhard Grebe

Stefan Gröninger

Michaela König

Axel Könnemann

Martin Lösing

Yvonne Saßnick

Gaby Seifert

Carsten Siebels

Wilhelm Winter

Teil 3

Michael Bartels

Christoph Gatzen

Markus Peek

Walter Schulz

Ralf Wissen

Inhalt

Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

1 Analyse des Planungs- und Genehmigungsstandes, der Technikentwicklung und der Infrastruktur	1
1.1 Onshore-Windenergie	1
1.1.1 Ausbaupotenzial der Windenergie durch Nutzung zusätzlicher Standorte	1
1.1.2 Repowering	13
1.2 Entwicklung der Anlagentechnologie	17
1.2.1 Entwicklung in der Vergangenheit und aktueller Anlagenbestand	17
1.2.2 Perspektiven für die zukünftige Entwicklung der Anlagentechnik	19
1.3 Offshore-Windenergie	21
1.3.1 Vorbemerkung	21
1.3.2 Einflüsse auf die Offshore-Entwicklung	21
1.3.3 Übersicht zu den aktuell geplanten Projekten	35
2 Aufbau der Szenarien	40
2.1 DEWI-Szenario	40
2.1.1 Prognose des Windenergieausbaus an Land durch Nutzung zusätzlicher Standorte	40
2.1.2 Prognose des Windenergiezuwachses durch Repoweringmaßnahmen	41
2.1.3 Prognose des Offshore-Windenergieausbaus	42
2.1.4 Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore bis 2020	45
2.2 Szenario auf Basis der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats	46
2.2.1 Prognose des Windenergieausbaus an Land	47
2.2.2 Prognose des Offshore-Windenergieausbaus	55
2.2.3 Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore bis 2020	56
2.3 Betrachtung weiterer aktueller Studien zur künftigen Nutzung der Windenergie	57
2.3.1 DEWI-Studie „WindEnergy 2004“	57
2.3.2 BTM Consult Windenergie-Prognose 2004-2008	58
2.3.3 DLR/IFEU/WI-Studie 2004	59
2.3.4 Vergleich aktueller Szenarien für die künftige Nutzung der Windenergie	59
2.4 Szenario für den Ausbau sonstiger regenerativer Energien bis 2020	60

Teil 2: Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbaukosten

3	Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus den Netzuntersuchungen.....	64
4	Ausblick	70
5	Aufgabe und Methodik.....	75
6	Netzberechnungstools.....	80
6.1	Stationäre Untersuchungen.....	80
6.2	Dynamische Untersuchungen.....	80
7	Eingangsdaten für die Szenarien.....	81
7.1	Allgemeines.....	81
7.2	Einspeisung aus WEA (Onshore und Offshore).....	83
7.3	Nachbildung des Netzes	84
7.4	Berücksichtigung der Betriebsweisen des Netzes	85
7.5	Bilanzierung und Kraftwerkseinsatz	87
7.5.1	Allgemeines	87
7.5.2	Zeithorizont 2003.....	89
7.5.3	Zeithorizont 2007.....	93
7.5.4	Zeithorizont 2010.....	96
7.5.5	Zeithorizont 2015.....	99
7.5.6	Zeithorizont 2020.....	102
8	Ergebnisse der stationären Berechnungen	105
8.1	Allgemeines.....	105
8.2	Notwendige Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen.....	106
8.2.1	Zeithorizont 2007.....	106
8.2.2	Zeithorizont 2010.....	113
8.2.3	Zeithorizont 2015.....	119
8.2.4	Zusammenfassung der Maßnahmen.....	125
8.3	Verlustleistung	127
8.3.1	Allgemeines	127
8.3.2	Zeithorizont 2003.....	128
8.3.3	Zeithorizont 2007.....	129
8.3.4	Zeithorizont 2010.....	130
8.3.5	Zeithorizont 2015.....	131
8.4	Blindleistung	132
8.4.1	Allgemeines	132
8.4.2	Zeithorizont 2003.....	133
8.4.3	Zeithorizont 2007.....	134
8.4.4	Zeithorizont 2010.....	135
8.4.5	Zeithorizont 2015.....	136
8.5	Lösungsansatz 2020	137
8.6	Kostenbetrachtungen.....	142
8.7	Genehmigungen	145
9	Dynamische Untersuchungen	146
9.1	Beschreibung der Windparkmodelle	146
9.1.1	Windpark auf Basis doppelt gespeister Asynchrongeneratoren	149
9.1.2	Windpark auf Basis stall-geregelter Asynchrongeneratoren.....	153
9.1.3	Windpark auf Basis von Synchrongeneratoren mit Vollumrichter	154

9.2	Aufbau des dynamischen UCTE-Datensatzes	156
9.2.1	Erweiterung und Validierung des UCTE-Datensatzes	156
9.2.2	Aufteilung der Windenergieeinspeisung auf die unterschiedlichen Technologien	158
9.2.3	Nachbildung der unterlagerten 110-kV- und MS-Netze	160
9.2.4	Einbindung der Onshore-Anlagen	160
9.2.5	Einbindung der Offshore-Anlagen	160
9.2.6	Abgleich zwischen stationären und dynamischen Datensätzen	161
9.3	Ermittlung der Erzeugungsausfälle bei Kurzschlüssen im HÖS-Netz	164
9.4	Untersuchungsergebnisse	165
9.4.1	Szenario 2003	165
9.4.2	Untersuchungsergebnisse für die Szenarien 2007, 2010 und 2015	167
9.4.3	Gewährleistung der Systemsicherheit bei Erzeugungsausfällen bis zu 3000 MW	172
9.4.4	Berücksichtigung der WEA in Dänemark	174
9.4.5	Substitution konventioneller Erzeugungseinheiten durch WEA	176
9.4.6	Einfluss der Netzstützung auf das Spannungsniveau bei Netzfehlern	177
9.4.7	Einfluss des WEA-Anlagenverhaltens auf konventionelle Erzeugungseinheiten	186
9.5	Lösungsansätze bezüglich erweiterter Anforderungen an alte und neue WEA	188
9.5.1	Altanlagen	188
9.5.2	Neuanlagen/ Repowering mit erhöhten Anforderungen	189
9.5.3	Ergebnisse zur verbesserten Netzstützung und modifizierte Abschaltbedingungen von Altanlagen	190
9.6	Schlussfolgerungen der dynamischen Untersuchungen bis 2015	193
10	Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zum Netzanschlusspunkt	196
10.1	Netzanschlusspunkte	196
10.2	Aufbau der Systemanbindung eines OWP	200
10.3	Art der Anbindung: hochgespannte Drehstrom- oder Gleichstrom-Übertragung (AC/DC)	203
10.4	Spannungsebene und Blindleistungskompensation	206
10.5	Systemparametrierung der Windpark-Anbindung	209
10.5.1	Nordsee, Ausbaustufe 2010	209
10.5.2	Nordsee, Ausbaustufe 2020	212
10.5.3	Ostsee 2007/2010/2020	215
10.6	Kurzschluss-Stromberechnungen	218
10.7	Oberschwingungen	218
10.8	Dynamische Berechnungen Nordsee	220
10.9	Dynamische Berechnungen Ostsee	221
10.10	Investitionen für die Anbindung der Offshore Windparks	225

**Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Anforderungen an Regel-/Reserveenergie,
Kostenauswirkungen, sonstige Effekte**

11 Höhe und Charakteristik der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien	228
11.1 Besonderheiten der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien	228
11.2 Schwankungen und Stochastik der WEA-Stromerzeugung	229
11.3 Auswirkungen einer verstärkten WEA-Einspeisung auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark	236
12 Kapazitätsbedarf zur (saisonalen) Höchstlastdeckung.....	238
12.1 Methodisches Vorgehen	238
12.2 Numerische Annahmen	244
12.3 Gesicherte Leistung der installierten WEA-Kapazitäten.....	245
13 Regel- und Reserveenergie.....	251
13.1 Qualitativer Einfluss der WEA-Einspeisung auf die notwendige Regel- /Reserveleistungsvorhaltung	251
13.2 Methodisches Vorgehen	255
13.3 Annahmen über die organisatorischen Rahmenbedingungen.....	261
13.4 Numerische Annahmen	261
13.5 Regel- und Reserveleistungsanforderungen	264
13.6 Abruf von Regel- und Reserveenergie	269
14 Auswirkungen auf den Kraftwerkspark.....	272
14.1 Methodisches Vorgehen und Aufbau des Kapitels.....	272
14.2 Annahmen zu wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen.....	277
14.3 Auswirkungen des WEA-Ausbaus auf Kraftwerkspark, Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen in Deutschland 2003 - 2015	284
14.3.1 Basisszenario.....	285
14.3.2 Basisszenario + CO ₂	291
14.3.3 Alternativszenario: „Hoher Erdgaspreis und CO ₂ -Brennstoffpreisaufschlag“	295
14.4 Kostenauswirkungen	299
14.4.1 Auswirkungen auf die Einspeisevergütungen für Strom aus Windkraft	299
14.5 Einspeisung und Vergütung sonstiger Erneuerbarer Energien	303
14.5.1 Kosteneinsparungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung im konventionellen Kraftwerkspark.....	307
14.5.2 Auswirkungen auf CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Vermeidungskosten.....	309
14.5.3 Erhöhung der Strombezugskosten für Endverbraucher	311
15 Ausblick	319

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Entwicklung der jährlich installierten und der kumulierten Windenergieleistung in Deutschland [aus: DEWI (2004)].....	2
Abbildung 1-2:	Entwicklung des Windenergieausbaus in verschiedenen Regionen	3
Abbildung 1-3:	Anteile unterschiedlicher Anlagengrößen an der jährlich neu installierten Windenergieleistung [aus: DEWI (2004)].....	18
Abbildung 1-4:	Verteilung verschiedener WEA-Generatortypen in den Bundesländern (Stand Ende 2003) .	19
Abbildung 1-5:	Entwicklung des jährlichen Windenergiezuwachses in Deutschland nach WEA-Generatortypen	20
Abbildung 1-6:	Marktanteile verschiedener technischer WEA-Konzepte im Jahr 2003 [aus: DEWI (2004)].....	20
Abbildung 1-7:	Übersicht zur Lage der im deutschen Küstenbereich von Nord- und Ostsee geplanten Offshore-Windparks (Projekte, für die bereits eine Antragskonferenz beim BSH durchgeführt wurde – Stand: Juni 2004)	38
Abbildung 2-1:	Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nordsee	43
Abbildung 2-2:	Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Ostsee.....	43
Abbildung 2-3:	Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nord- und Ostsee	44
Abbildung 2-4:	Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nord- und Ostsee (kumulierte Leistung).....	44
Abbildung 2-5:	Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (Neuinstallation) – DEWI-Szenario	45
Abbildung 2-6:	Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumulierte Leistung) – DEWI-Szenario.....	45
Abbildung 2-7:	Regionale Verteilung des Ausbau- und des Repowering-Potenzials für die Windenergienutzung bis 2020 – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“	48
Abbildung 2-8:	Prognose der Windenergieentwicklung in Schleswig-Holstein.....	49
Abbildung 2-9:	Prognose der Windenergieentwicklung in Niedersachsen.....	49
Abbildung 2-10:	Prognose der Windenergieentwicklung in Mecklenburg-Vorpommern	50
Abbildung 2-11:	Prognose der Windenergieentwicklung in Nordrhein-Westfalen	50
Abbildung 2-12:	Prognose der Windenergieentwicklung in Sachsen-Anhalt.....	51
Abbildung 2-13:	Prognose der Windenergieentwicklung in Brandenburg	51
Abbildung 2-14:	Prognose der Windenergieentwicklung in Rheinland-Pfalz	52
Abbildung 2-15:	Prognose der Windenergieentwicklung im Saarland.....	52
Abbildung 2-16:	Prognose der Windenergieentwicklung in Hessen	53
Abbildung 2-17:	Prognose der Windenergieentwicklung in Thüringen	53
Abbildung 2-18:	Prognose der Windenergieentwicklung in Sachsen	54
Abbildung 2-19:	Prognose der Windenergieentwicklung in Baden-Württemberg	54
Abbildung 2-20:	Prognose der Windenergieentwicklung in Bayern	55
Abbildung 2-21:	Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumuliert) – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“	56
Abbildung 2-22:	Langfristprognose für Deutschland bis zum Jahr 2030 unter Einbeziehung von Onshore-Ausbau und -Repowering und Offshore-Ausbau und -Repowering (aus: [DEWI (2004a)]).	57
Abbildung 2-23:	Vergleich aktueller Szenarien zur künftigen Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland	60
Abbildung 2-24:	Prognose der installierten Bruttogleistung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie) bis 2020 – orientiert am Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)].....	61
Abbildung 2-25:	Prognose der Bruttostromerzeugung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie) bis 2020 – orientiert am Szenario „NaturschutzPlus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)].....	61
Abbildung 7-1:	Übersicht über die gebildeten Netzregionen.....	82
Abbildung 7-2:	Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2003.....	89
Abbildung 7-3:	Legende für die folgenden Blockschaltbilder.....	90

Abbildung 7-4:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2003 bei Starklast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind).....	91
Abbildung 7-5:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2003 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind).....	92
Abbildung 7-6:	Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2007.....	93
Abbildung 7-7:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2007 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind).....	94
Abbildung 7-8:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2007 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind).....	95
Abbildung 7-9:	Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2010.....	96
Abbildung 7-10:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2010 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind).....	97
Abbildung 7-11:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2010 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind).....	98
Abbildung 7-12:	Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2015.....	99
Abbildung 7-13:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2015 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind).....	100
Abbildung 7-14:	Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2015 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind).....	101
Abbildung 7-15:	Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2020.....	102
Abbildung 7-16:	Austauschleistungen zwischen den Netzregionen für 2020 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind)	103
Abbildung 7-17:	Austauschleistungen zwischen den Netzregionen für 2020 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)	104
Abbildung 8-1:	Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2007	106
Abbildung 8-2:	Übersicht über berücksichtigte Netzverstärkungen in 2007	109
Abbildung 8-3:	Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2010	113
Abbildung 8-4:	Übersicht über erforderlichen Leitungsneubau bis 2010	116
Abbildung 8-5:	Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2015	119
Abbildung 8-6:	Übersicht über erforderlichen Leitungsneubau bis 2015	122
Abbildung 8-7:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2003 bedingt durch den WEA-Leistungstransport	128
Abbildung 8-8:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2007 bedingt durch den WEA-Leistungstransport	129
Abbildung 8-9:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2010 bedingt durch den WEA-Leistungstransport	130
Abbildung 8-10:	Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2015 bedingt durch den WEA-Leistungstransport	131
Abbildung 8-11:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2003, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport	133
Abbildung 8-12:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2007, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport	134
Abbildung 8-13:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2010, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport	135
Abbildung 8-14:	Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2015, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport	136
Abbildung 8-15:	Übersicht über die Zusatztrassen bis 2020 („Overlay-Netz“).....	140
Abbildung 8-16:	Kumulierte Investitionskosten für Wind bedingte Netzausbaumaßnahmen im deutschen Verbundnetz in Abhängigkeit von der eingespeisten Leistung aus Windenergieanlagen (ohne Netzanschlusskosten und Anbindungskosten der Windparks von der Offshore-Plattform bis an den Netzanschlusspunkt).....	144
Abbildung 9-1:	Netzanschlusskonzepte für verschiedene Windparkmodelle	148
Abbildung 9-2:	Übersichtsschaltbild WEA	149

Abbildung 9-3:	Spannungseinbruch der DFIG auf 20 % U_N am PCC, P=30*1,5 MW ohne Spannungsstützung.....	150
Abbildung 9-4:	Spannungseinbruch der DFIG auf 80 % U_N am PCC, P=30*1,5 MW ohne Spannungsstützung.....	151
Abbildung 9-5:	Spannungseinbruch der DFIG auf 20 % U_N am PCC, P=30*1,5 MW mit Spannungsstützung.....	151
Abbildung 9-6:	Spannungseinbruch der DFIG auf 80 % U_N am PCC, P=30*1,5 MW mit Spannungsstützung.....	152
Abbildung 9-7:	Spannungseinbruch der ASG auf 20 % U_N , P=22*2 MW.....	153
Abbildung 9-8:	Spannungseinbruch der ASG auf 80 % U_N , P=22*2 MW.....	153
Abbildung 9-9:	Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 20 % U_N am PCC, P=22*2,0 MW ohne Spannungsstützung.....	154
Abbildung 9-10:	Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 80 % U_N am PCC P=22*2,0 MW ohne Spannungsstützung.....	155
Abbildung 9-11:	Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 20 % U_N am PCC, P=45 MW mit Spannungsstützung.....	155
Abbildung 9-12:	Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 80 % U_N am PCC, P=45 MW mit Spannungsstützung.....	156
Abbildung 9-13:	Struktur des dynamischen UCTE-Datensatzes.....	157
Abbildung 9-14:	Vergleich Simulation und Messung für einen 1000 MW-Ausfall in Spanien.....	158
Abbildung 9-15:	Kumulierte Leistung je Generatortyp geordnet nach Jahren.....	159
Abbildung 9-16:	Ausgangsdatensatz und Lastflussergebnisse in INTEGRAL.....	162
Abbildung 9-17:	Lastflussergebnisse für den Ausgangsdatensatz nach der Konvertierung.....	163
Abbildung 9-18:	Schutzauslösung für bereits angeschlossene Windenergieanlagen.....	165
Abbildung 9-19:	Erzeugungsausfall für die Szenarien 2003 bis 2015 für zwei exemplarische Fehlerereignisse (nahe Dollern und Wolmirstedt).....	169
Abbildung 9-20:	Vergleich der Szenarien 2003, 2007 und 2010 und 2015 bezüglich der Spannungsstabilität und des Ausfalls von Windenergieanlagen bei konzeptgemäßer Fehlerklärung (Fehler F1) – Spannungstrichter für einen Einbruch der Generatorklemmenspannung unter 80% der Nennspannung.....	170
Abbildung 9-21:	Zeitlicher Verlauf der Wirkleitung für das Fehlerszenario F5 (Dollern) für das Szenario 2015 (Schwachlast / Starkwind).....	171
Abbildung 9-22:	Frequenzabweichung bei einem 3-poliger Leitungsfehler im 380-kV-Netz, Region Nordwest für den Fall 2015 (Schwachlast / Starkwind).....	173
Abbildung 9-23:	Windentwicklung in Dänemark.....	174
Abbildung 9-24:	Leistungsflüsse auf 380-kV-Verbundleitungen im benachbarten Ausland bei einem 3-poliger Sammelschienenfehler im 380-kV-Netz, Region Nordwest mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW) für den Fall 2010 mit Wind.....	176
Abbildung 9-25:	Verhalten eines konventionellen Kraftwerkes im Vergleich für die Szenarien 2007 und 2010 bei einem 3-poligen SS-Fehler in der Region Nordwest.....	177
Abbildung 9-26:	Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest.....	179
Abbildung 9-27:	Vergleich des 220-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest.....	180
Abbildung 9-28:	Vergleich des 110-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest.....	181
Abbildung 9-29:	Vergleich des 110-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest mit und ohne SVC (500 MVA).....	182
Abbildung 9-30:	Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest unter Berücksichtigung von SVC-Technik im Höchstspannungsnetz mit unterschiedlicher Fahrweise.....	183
Abbildung 9-31:	Netzstützung von Offshore-Windpark-Clustern im Bereich eines Nahfehlers ohne aktive Kompensation am Netzverknüpfungspunkt.....	184

Abbildung 9-32:	Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Anslusstechnik von Offshore Windparks mit und ohne Unterstützung durch aktive Kompensation am Netzverknüpfungspunkt	185
Abbildung 9-33:	Kraftwerksnaher 380 kV-Fehler bei geringer installierter WEA-Leistung.....	187
Abbildung 9-34:	Kraftwerksnaher 380-kV-Fehler bei hoher installierter WEA-Leistung und hoher WEA-Einspeisung	187
Abbildung 9-35:	Vergleich der Netzstützung zwischen einem konventionellen Kraftwerk und einer WEA..	189
Abbildung 9-36:	Grundsätzliche Anforderungen an WEA bzgl. der Spannungsstützung	190
Abbildung 9-37:	Spannungsprofil nach einem 3-pol. Fehler nahe UW Dollern (F5) für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind).....	192
Abbildung 9-38:	Spannungsprofil nach einem 3-pol. Fehler nahe UW Wolmirstedt (F2) für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind).....	192
Abbildung 9-39:	Reduzierung von Erzeugungsausfällen aufgrund erweiterter Anforderungen an WEA-Altanlagen für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind).....	193
Abbildung 10-1:	Positionen von Windparks und Netzanschlusspunkte	197
Abbildung 10-2:	Positionen von zusätzlichen Windparks und deren Netzanschlusspunkten sowie Varianten für anschließende Netzverstärkungen 2020.....	198
Abbildung 10-3:	Positionen von Windparks und Netzanschlusspunkten	200
Abbildung 10-4:	Grundanforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung	208
Abbildung 10-5:	Spannungs- und Stromprofil der 220 kV Übertragung OWP-C.....	211
Abbildung 10-6:	Spannungs- und Stromprofil der 150 kV Übertragung OWP-A/ OWP-B.....	211
Abbildung 10-7:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch ohne Windparkeinfluss Szenario 2010 min. Kurzschlussleistung.....	219
Abbildung 10-8:	Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch. Mit angeschlossenen Windparks – Szenario 2010 min. Kurzschlussleistung.....	219
Abbildung 10-9:	Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark H	223
Abbildung 10-10:	Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark M.....	224
Abbildung 10-11:	Spezifische Investitionen für die Netzanbindung der Windparks in Abhängigkeit von der Entfernung zum Netzanschlusspunkt.....	226
Abbildung 11-1:	Potentielle jährliche Volllaststunden des Anlagenbestands 2003 für die Windjahre 1994 bis 2003	229
Abbildung 11-2:	Entwicklung der jährlichen Volllaststunden in Abhängigkeit des Windjahres von 2003 bis 2015	230
Abbildung 11-3:	Durchschnittliche spezifische monatliche WEA-Einspeisung –Anlagenbestand 2003 und 2015.....	231
Abbildung 11-4:	Durchschnittliche, stündliche Struktur der spezifischen WEA-Einspeisung (Anlagenbestand 2003).....	232
Abbildung 11-5:	Durchschnittliche, stündliche Struktur der spezifischen WEA-Einspeisung (Anlagenbestand 2015).....	232
Abbildung 11-6:	Wahrscheinlichkeitsverteilung der WEA-Einspeisung nach Jahreszeiten (Anlagenbestand 2003).....	234
Abbildung 11-7:	Wahrscheinlichkeitsverteilung der WEA-Einspeisung nach Jahreszeiten (Anlagenbestand 2015).....	235
Abbildung 11-8:	Wahrscheinlichkeitsfunktion des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung in Abhängigkeit der Prognosehöhe	236
Abbildung 12-1:	Beispiel zur Verdeutlichung der Methodik zur Bestimmung der gesicherten Leistung des thermischen Kraftwerksparks	240
Abbildung 12-2:	Beispiel zur Verdeutlichung der Methodik zur Bestimmung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks	241
Abbildung 12-3:	Kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion eines Kraftwerksparks mit und ohne installierte WEA-Kapazitäten.....	242
Abbildung 12-4:	Schematische Darstellung des Modells CREDIT-WEA.....	243
Abbildung 12-5:	Durchschnittlicher Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in % der installierten WEA-Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.....	246

Abbildung 12-6:	Sensitivitäten zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bezüglich des Niveaus der Versorgungssicherheit.....	247
Abbildung 12-7:	Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in Abhängigkeit der unterstellten spezifischen Verteilungsfunktion der WEA-Einspeisung	248
Abbildung 12-8:	Saisonaler Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung.....	249
Abbildung 13-1:	Ausgleich von Abweichungen durch Stunden- und Minutenreserve (Schematische Darstellung).....	254
Abbildung 13-2:	Methodik bei der Bestimmung des Regel-/Reserveleistungsbedarfs.....	256
Abbildung 13-3:	Kumulierte, gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktionen der Leistungsüberschüsse und -defizite mit und ohne WEA	257
Abbildung 13-4:	Schematische Darstellung des Modells BALANCE-WEA (gesamte Regelleistung).....	259
Abbildung 13-5:	Zusätzlicher positiver Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung.....	265
Abbildung 13-6:	Zusätzlicher negativer Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung.....	266
Abbildung 13-7:	Sensitivität des zusätzlichen positiven Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus.....	267
Abbildung 13-8:	Sensitivität des zusätzlichen negativen Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus.....	267
Abbildung 13-9:	Aufteilung positive Stunden- und Minutenreserve am Gesamtbedarf beim Defizitniveau 0,0025 %.....	268
Abbildung 13-10:	Sensitivität des Bedarfs an positiver Stunden- und Minutenreserveleistung bezüglich des Defizitniveaus.....	269
Abbildung 13-11:	Positiver Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung.....	270
Abbildung 13-12:	Negativer Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung...	271
Abbildung 14-1:	Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2003	282
Abbildung 14-2:	Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2007	282
Abbildung 14-3:	Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2010	283
Abbildung 14-4:	Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2015	283
Abbildung 14-5:	Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 – Basisszenario.....	286
Abbildung 14-6:	Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Basisszenario	288
Abbildung 14-7:	Brennstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Basisszenario	290
Abbildung 14-8:	Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 –Basisszenario + CO ₂	291
Abbildung 14-9:	Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Basisszenario + CO ₂	293
Abbildung 14-10:	Brennstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Basisszenario + CO ₂	294
Abbildung 14-11:	Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 – Alternativszenario	295
Abbildung 14-12:	Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Alternativszenario	296
Abbildung 14-13:	Brennstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Alternativszenario.....	297
Abbildung 14-14:	Reale Degression der Einspeisevergütungen bei Neuanlagen On- und Offshore-WEA bis zum Jahr 2015	301

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Übersicht zur Ermittlung der Flächenausweisungen für die Windenergienutzung in den Regionen.....	5
Tabelle 1-2:	Übersicht zum Ausbaupotenzial der Windenergie (Flächenausweisungen) und dem noch nutzbarem Anteil bei einem mittleren Flächenbedarf von 7 ha/MW in den Bundesländern ..	11
Tabelle 1-3:	Übersicht zu den Anteilen der WEA-Leistungsklassen für den Anlagenbestand in Deutschland am Jahresende 1994 [Quelle: DEWI (1995)].....	14
Tabelle 1-4:	Übersicht zu bereits realisierten Repowering-Projekten (eigene Recherchen, Stand: 02/2004, Angaben ohne Anspruch auf Vollständigkeit).....	15
Tabelle 1-5:	Übersicht zu den bereits realisierten Offshore-Windparks (Stand: 31.12.2003)	22
Tabelle 1-6:	Übersicht zu den neu entwickelten WEA mit einer Nennleistung ab 3 MW.....	23
Tabelle 1-7:	Übersicht zu den Offshore-Windparkplanungen im deutschen Küstenbereich (Stand: Juni 2004).....	39
Tabelle 2-1:	Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß DEWI-Szenario (kumuliert, Angaben in MW).....	46
Tabelle 2-2:	Modifikation des Offshore-Szenarios gemäß Beschluss des dena-Fach-beirats.....	55
Tabelle 2-3:	Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (kumuliert, Angaben in MW)	56
Tabelle 2-4:	Regionale Verteilung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien – Stand 2002 (ohne Windenergie).....	62
Tabelle 7-1:	Resultierende einspeisende WEA-Leistung (Onshore) je Zeithorizont und Netzregion [in MW] (Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,9).....	84
Tabelle 7-2:	Resultierende einspeisende WEA-Leistung (Offshore) je Zeithorizont und Netzregion [in MW] (Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,9).....	84
Tabelle 8-1:	Darstellung aller im Szenario 2007 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall).....	107
Tabelle 8-2:	Berücksichtigte notwendige Netzausbaumaßnahmen in 2007	110
Tabelle 8-3:	Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2007 mit Bezug zum 110-kV-Netz.....	110
Tabelle 8-4:	Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2007	111
Tabelle 8-5:	Darstellung aller im Szenario 2007 mit Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall).....	112
Tabelle 8-6:	Darstellung aller im Szenario 2010 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall).....	114
Tabelle 8-7:	Übersicht über die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2010 mit Bezug zum Übertragungsnetz.....	117
Tabelle 8-8:	Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2010 mit Bezug zum 110-kV-Netz.....	117
Tabelle 8-9:	Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2010	118
Tabelle 8-10:	Darstellung aller im Szenario 2015 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall).....	120
Tabelle 8-11:	Übersicht über die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in 2015 mit Bezug zum Übertragungsnetz.....	123
Tabelle 8-12:	Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2015	124
Tabelle 8-13:	Überblick über die in den einzelnen Szenarien erforderlichen grundlegenden Netzverstärkungsmaßnahmen.....	126
Tabelle 8-14:	Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen in 2020	141
Tabelle 8-15:	Übersicht über zu Grunde gelegte Richtwerte zur Ermittlung der für die Netzausbaumaßnahmen im Verbundnetz benötigten Investitionskosten.....	142
Tabelle 8-16:	Detaillierte Kostenzusammenstellung für die WEA-getriebenen Netzausbaumaßnahmen geordnet nach Zeithorizonten [gerundet, in Mio. €].....	143
Tabelle 9-1 :	Aufteilung der Windenergieeinspeisung auf die unterschiedlichen Technologien.....	159
Tabelle 9-2:	Aufteilung der im Netz verbleibenden Einspeisungen aus Altanlagen [in MW] bis zum Jahr 2015	159

Tabelle 9-3 :	Ausfall der Onshore-Windleistung aufgrund des großflächigen Spannungseinbruchs (Fehler nahe Dollern) für das Szenario 2003.....	167
Tabelle 9-4 :	Ausfall der Onshore-Windleistung aufgrund des großflächigen Spannungseinbruchs (Fehler nahe Wolmirstedt) für das Szenario 2003.....	167
Tabelle 9-5:	Vergleich der Windausfalleleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2007 (Starklast / Starkwind).....	168
Tabelle 9-6:	Vergleich der Windausfalleleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2010 (Starklast / Starkwind).....	168
Tabelle 9-7:	Vergleich der Windausfalleleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2015 (Starklast / Starkwind).....	168
Tabelle 9-8:	Vergleich der Windausfalleleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2015 (Schwachlast / Starkwind).....	168
Tabelle 9-9:	Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW)(2010 Starklast/Starkwind).....	174
Tabelle 9-10:	Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW)(2015 Starklast/Starkwind).....	175
Tabelle 9-11:	Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (ca. 500 MW)(Schwachlast 2015/Starkwind).....	175
Tabelle 9-12:	Modifizierte Abschaltkriterien für unterschiedliche Anlagentypen (Altanlagen).....	188
Tabelle 10-1:	Offshore Planungen Nordsee 2007.....	196
Tabelle 10-2:	Offshore Planungen Nordsee 2010.....	196
Tabelle 10-3:	Offshore Planungen Nordsee 2020.....	197
Tabelle 10-4:	Entfernungen Windpark – Netzanschlusspunkt (Nord- und Ostsee).....	198
Tabelle 10-5:	Offshore Planungen Ostsee 2007.....	199
Tabelle 10-6:	Offshore Planungen Ostsee 2010.....	199
Tabelle 10-7:	Offshore Planungen Ostsee 2020.....	199
Tabelle 10-8:	Vergleich der Übertragungseigenschaften der konventionellen HGÜ in Thyristortechnik mit der HGÜ in IGBT-Technik.....	205
Tabelle 10-9:	Vorschlag für Übertragungsspannung und Systemanzahl.....	207
Tabelle 10-10:	Blindleistungskompensation Ostsee für Szenario 2020.....	209
Tabelle 10-11:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2010.....	210
Tabelle 10-12:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWPJ.....	214
Tabelle 10-13:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWP K bzw. OWP L.....	214
Tabelle 10-14:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWP M.....	215
Tabelle 10-15:	Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Ostsee.....	217
Tabelle 10-16:	Untersuchte Fälle.....	220
Tabelle 10-17:	Untersuchte Fälle. Dynamische Untersuchung Ostsee.....	222
Tabelle 10-18:	Investitionssummen für die Anbindung der Offshore-Windparks.....	225
Tabelle 12-1:	Ungeplante, nicht disponible Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken [Annahmen bei Bestimmung der gesicherten Leistung der WEA].....	244
Tabelle 12-2:	Ergebnisse zum saisonalen Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA (je MW installierter WEA-Kapazität).....	250
Tabelle 13-1:	Nicht disponible, stochastische Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken [Annahmen bei Regel-/Reserveenergie].....	262
Tabelle 13-2:	Kennzahlen der Prognosegüte der ‚day ahead‘- und ‚4h‘-WEA-Prognose in % der installierten Leistung, 2003 – 2015.....	263
Tabelle 14-1:	Ausbauszenario Erneuerbare Energien gemäß Vorgaben Projektsteuerungsgruppe.....	274
Tabelle 14-2:	Saisonaler Stromverbrauch inklusive Netzverluste für die Prognosejahre.....	277
Tabelle 14-3:	Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk 2003 - 2020 (Basisszenario).....	278
Tabelle 14-4:	Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk mit CO ₂ -Aufschlag 2003 – 2020 (Basisszenario mit CO ₂ -Aufschlag).....	278

Tabelle 14-5:	Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk mit CO ₂ -Aufschlag 2003 – 2020 (Alternativszenario mit CO ₂ -Aufschlag)	279
Tabelle 14-6:	Kostenparameter von thermischen Kraftwerken	280
Tabelle 14-7:	Netto-Wirkungsgrad (elektrisch) sowie technische Lebensdauer von neuen Kraftwerken ..	280
Tabelle 14-8:	Parameter zu Mindestteillastverhalten und Kosten bei Anfahrvorgängen bei thermischen Kraftwerken	280
Tabelle 14-9:	Veränderung der installierten Leistung bei Ausbau der Wind-energie – Basisszenario	287
Tabelle 14-10:	Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario	289
Tabelle 14-11:	Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario	290
Tabelle 14-12:	Unterschied installierte Leistung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO ₂	292
Tabelle 14-13:	Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO ₂	293
Tabelle 14-14:	Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO ₂	294
Tabelle 14-15:	Unterschied installierte Leistung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario	296
Tabelle 14-16:	Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario	297
Tabelle 14-17:	Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario	298
Tabelle 14-18:	WEA-Einspeisung und reale Vergütung nach EEG	302
Tabelle 14-19:	WEA-Einspeisung und reale Vergütung nach EEG bei konstanter WEA-Leistung (Stand Ende 2003)	302
Tabelle 14-20:	Zusätzliche WEA-Einspeisung und reale Vergütungen nach EEG	303
Tabelle 14-21:	Einspeisung sonstiger EE und reale Vergütung nach EEG bis 2015	306
Tabelle 14-22:	Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark und Mehrkosten der Windenergie bei Ausbau der Windenergie (gegenüber Stand WEA-Erzeugung Stand 2003)	307
Tabelle 14-23:	Verringerung der CO ₂ -Emissionen bei Ausbau der Windenergie (gegenüber WEA- Erzeugung Stand 2003)	309
Tabelle 14-24:	Durchschnittliche Preise auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt*; 2007 – 2015 in €(2003)/MWh	313
Tabelle 14-25:	Durchschnittliche EEG-Einspeisevergütungen mit und ohne Ausbau der Windenergie; 2007 - 2015 in €(2003)/MWh	313
Tabelle 14-26:	Absolute Strombezugskosten (reine Energiekomponente) in den Szenarien – Angaben in Mio. €(2003)	314
Tabelle 14-27:	Letztverbrauch aus dem Netz der öffentlichen Versorgung; 2007 – 2015 in TWh	315
Tabelle 14-28:	Durchschnittliche Strombezugskosten* (reine Energiekomponente) für Letztverbraucher (öffentliche Versorgung) in €(2003)/MWh	316
Tabelle 14-29:	Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher (öffentliche Versorgung) durch Ausbau der Windenergie in €(2003)/MWh	316
Tabelle 14-30:	Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher durch Ausbau der Windenergie in €(2003)/MWh	317
Tabelle 14-31:	Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher durch gesamte Förderung Erneuerbarer Energien [bei Ausbau der Windenergie] in €(2003)/MWh	318
Tabelle 14-32:	Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher durch gesamte Förderung Erneuerbarer Energien [bei Ausbau der Windenergie] in €(2003)/MWh	318
Tabelle 15-1:	Anwendungsmöglichkeiten von Speichertechnologien	321

Abkürzungsverzeichnis

ASG	Asynchrongenerator mit Stallregelung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
DFIG	Doppelt gespeister Asynchrongenerator
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission System
FFH	Fauna-Flora-Habitat
FRT	Fault Ride Trough Capability (Verhalten bei Netzstörungen)
NV	Nicht-Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken
HOA	Horizontalausgleich
LROP	Landesraumordnungsprogramm
OWP	Offshore-Windpark
PCC	Point of Common Coupling
REG	Regenerative Energien
ROV	Raumordnungsverfahren
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
PSG	Projektsteuerungsgruppe
SeeAnIV	Seeanlagenverordnung
SG	Synchrongenerator mit Vollumrichter
SPA	Special Protected Area (Vogelschutzgebiet)
SVC	Static Var Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVS/UVP	Umweltverträglichkeitsstudie/-prüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlage

Teil 1: Szenarien des Windenergieausbaus und anderer Erneuerbarer Energien

Vorbemerkung

In Teil I der vorliegenden Studie wurde vom Deutschen Windenergie-Institut (DEWI) ein Szenario zum weiteren Ausbau der Windenergie an Land und Offshore erstellt. Die DEWI-Prognose bis 2020 basiert darauf, dass die stärkere Nutzung der Windenergie im Sinne der energiepolitischen Zielorientierung der Bundesregierung auf politischer und administrativer Ebene uneingeschränkt unterstützt und durch die Schaffung positiver Rahmenbedingungen gefördert wird.

Vor diesem Hintergrund hat das DEWI auf der Grundlage des verfügbaren genehmigungsfähigen (Flächen-)Potenzials in den Bundesländern eine Abschätzung zu dem an Land zu erwartenden Windenergieausbau durch die Nutzung zusätzlicher Standorte getroffen. Im Rahmen der Untersuchung wurde auch das Potenzial des „Repowering“ berücksichtigt.

Zur Prognose der Offshore-Windenergienutzung hat das DEWI eine Bewertung der bestehenden Windparkplanungen in der Nord- und Ostsee v.a. hinsichtlich ihrer genehmigungsrechtlichen und technologischen Realisierungsfähigkeit vorgenommen.

Mögliche Einschränkungen bei der Nutzung der ausgewiesenen Windenergieflächen (z.B. unwirtschaftlicher Standort, Probleme bzgl. Netzanbindung und Genehmigungsfähigkeit) wurden in dieser Untersuchung durch eine pauschale Reduzierung des Ausbaupotenzials um 20 % berücksichtigt.

Es wird an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Betrachtung politischer und administrativer Einschränkungen des möglichen Nutzungspotenzials – z.B. in Folge degressiver Einspeisevergütungen und restriktiver Genehmigungsbestimmungen – nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist. Auch mögliche Verzögerungen beim notwendigen Netzausbau an Land werden für die Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung nicht betrachtet.

1 Analyse des Planungs- und Genehmigungsstandes, der Technikentwicklung und der Infrastruktur

1.1 Onshore-Windenergie

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergienutzung an Land ist das Potenzial zur Realisierung neuer Projekte durch die Nutzung zusätzlicher Standorte sowie der Ersatz älterer Windenergieanlagen (WEA) durch moderne leistungsstärkere Anlagen an bereits genutzten Standorten (sog. „Repowering“) von Bedeutung.

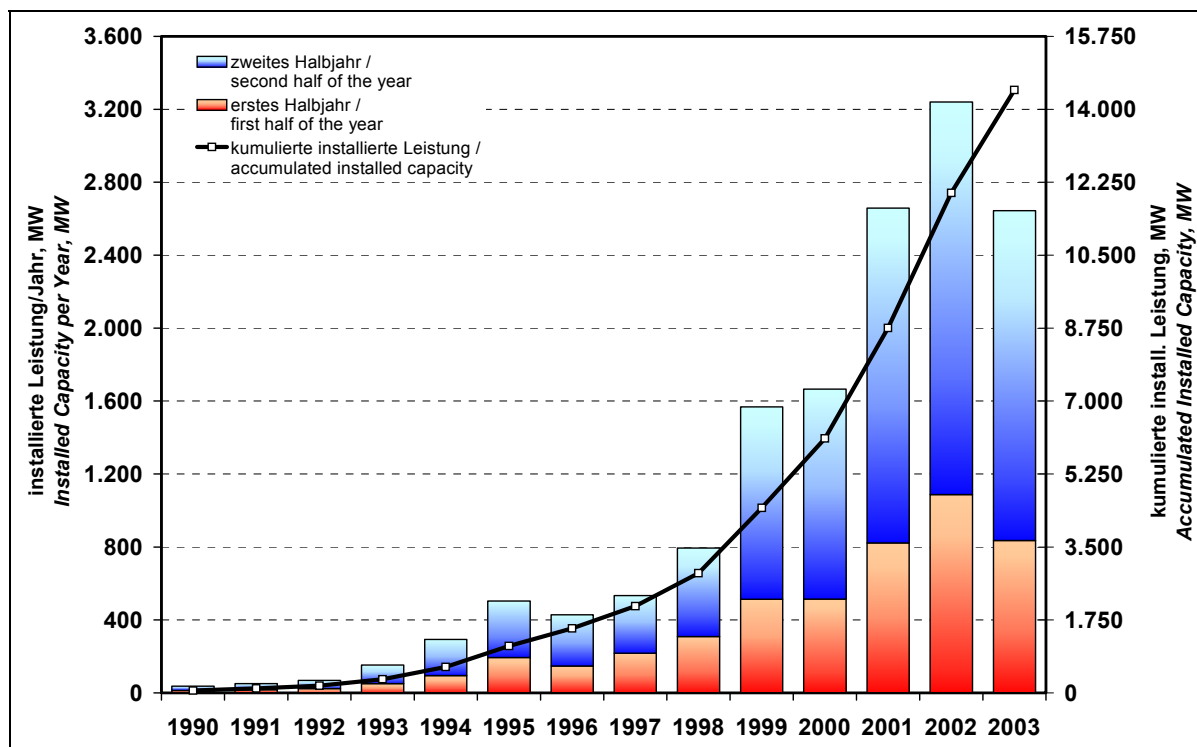
1.1.1 Ausbaupotenzial der Windenergie durch Nutzung zusätzlicher Standorte

Das Potenzial zum weiteren Ausbau der Windenergie an Land durch Nutzung zusätzlicher Standorte lässt sich durch die Gegenüberstellung des bisher erreichten Ausbaus der Windenergie in den Regionen und dem insgesamt verfügbaren Flächenpotenzial (für die Windenergienutzung ausgewiesene Flächen) abschätzen.

1.1.1.1 Analyse von Status Quo und bisheriger Entwicklung der Windenergie

Das DEWI führt seit Anfang der 90er-Jahre eine bundesweite Statistik zur Nutzung der Windenergie, die jeweils halbjährlich, neuerdings vierteljährlich, aktualisiert wird. Die Datenbank des DEWI basiert auf den Angaben der WEA-Hersteller zur Neuinstallation ihrer Anlagen im zurückliegenden Betrachtungszeitraum. In der nachfolgenden Grafik ist die Gesamtentwicklung und der Status der Windenergienutzung in Deutschland mit Stand vom 31.12.2003 dargestellt.

Abbildung 1-1: Entwicklung der jährlich installierten und der kumulierten Windenergieleistung in Deutschland [aus: DEWI (2004)]



Wie Abbildung 1-1 verdeutlicht, ist die Entwicklung der Windenergie in Deutschland durch ein sehr dynamisches Wachstum gekennzeichnet. Vor dem Hintergrund verbesserter politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (v.a. durch das Stromeinspeisungsgesetz von 1991) erfolgte in den 90er-Jahren ein enormer Zuwachs in der Windenergienutzung.

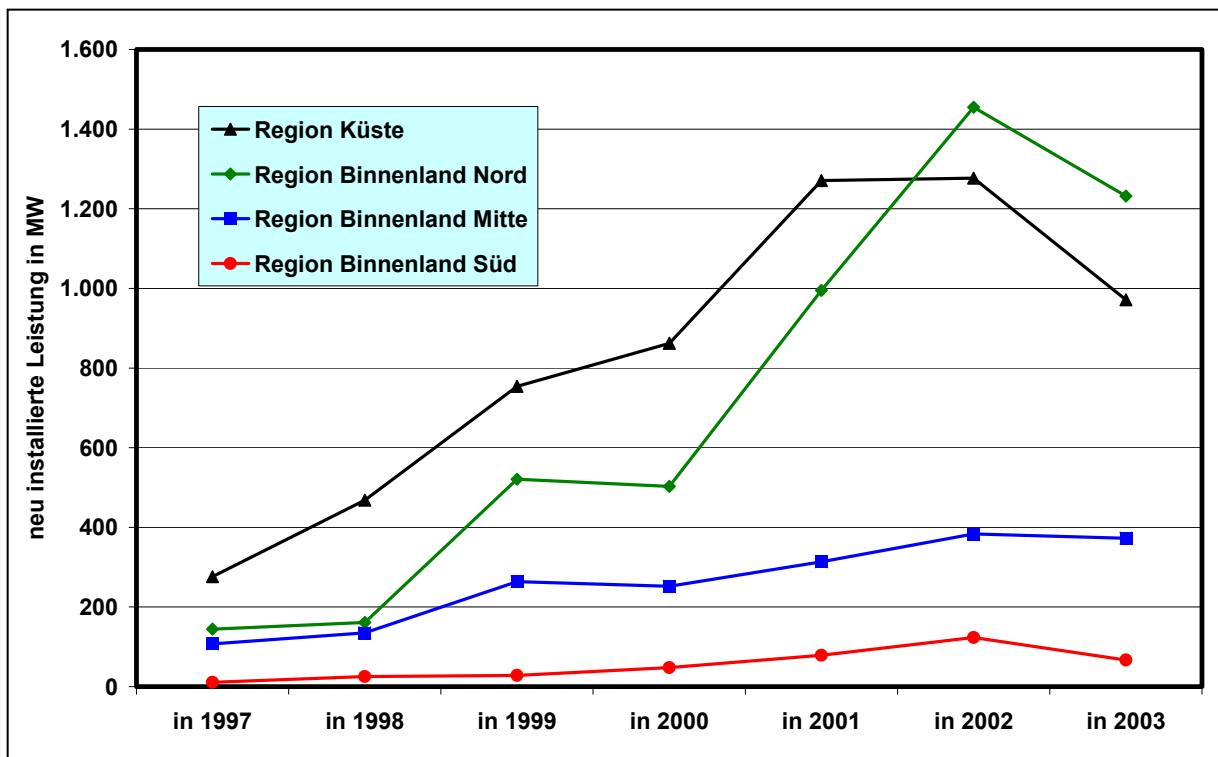
Diese Entwicklung wurde begleitet von deutlichen Fortschritten in der Weiterentwicklung der Technologie und führte zum Aufbau eines neuen Wirtschaftssektors mit hohen Wachstumsraten. Es ist deshalb darauf hinzuweisen, dass der in Abbildung 1-1 erkennbare drastische Anstieg der neu installierten Windenergieleistung nicht zuletzt durch die Erhöhung der durchschnittlichen Leistung der neu errichteten WEA – innerhalb von zehn Jahren um etwa den Faktor acht auf mehr als 1.500 kW/WEA im Jahr 2003 – begründet ist.

Mit dem In-Kraft-Treten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im April 2000 und der damit verbundenen Anpassung der Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung setzte sich das bisherige Wachstum fort. Im Jahr 2002 wurde mit einer neu installierten Leistung von 3.247 MW ein neues Rekordergebnis in Deutschland erzielt.

Ein Zuwachs in dieser Größenordnung konnte 2003 nicht mehr erreicht werden. Die Ausbauraten für 2003 bestätigen vielmehr das Erreichen der in einer Studie des DEWI bereits Anfang 2002 für das Folgejahr prognostizierten Trendwende in der Entwicklung der Windenergienutzung [DEWI (2002)]. Nach dieser Prognose, die auf einer Einschätzung der künftigen Marktentwicklung innerhalb der Windenergiebranche basiert und nicht auf einer Erhebung des Potenzials, wird für die kommenden Jahre mit einem deutlich geringeren Zuwachs der Windenergie an Land gerechnet, da eine zunehmende Sättigung des Marktes erwartet wird.

Interessant ist eine nähere Betrachtung der räumlichen und zeitlichen Entwicklung des Windenergiezuwachses in Deutschland in den vergangenen Jahren (Abbildung 1-2).

Abbildung 1-2: Entwicklung des Windenergieausbaus in verschiedenen Regionen



Küste: S.-H., Nds., MV – Binnenland Nord: NRW, S.-A., Brdb. – Binnenland Mitte: Rh.-Pf., SL, He, Th, S – Binnenland Süd: B-W, Bay

Dabei wird deutlich, dass das Wachstum der Windenergie zunächst klar bestimmt wurde durch den Zuwachs in den drei Küstenländern. Ab 2001 ist jedoch eine Sättigung des Windenergiemarktes in der Region „Küste“ (Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern) zu erkennen, so dass der Gesamtzuwachs der Windenergie 2002 maßgeblich durch das starke Wachstum in der Region „Binnenland Nord“ (Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg) bestimmt wurde.

Abbildung 1-2 verdeutlicht schließlich auch, dass in den südlicher gelegenen Bundesländern – Region „Binnenland Mitte“ (Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen, Thüringen, Sachsen) und Region „Binnenland Süd“ (Baden-Württemberg und Bayern) ein moderates Wachstum der Windenergie auf deutlich geringerem Niveau erfolgt. Für 2003 ist jedoch in allen dargestellten Regionen ein verringerter Zuwachs der Windenergie gegenüber dem Vorjahr zu erkennen.

1.1.1.2 Flächenpotenzial von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung

Voraussetzung für eine realistische Abschätzung des zu erwartenden Zuwachses der Windenergienutzung in den Regionen in Deutschland ist die Ermittlung des verfügbaren genehmigungsfähigen (Flächen)-Potenzials. In diesem Zusammenhang ist von Bedeutung, dass Windenergieprojekte in Deutschland heute nahezu ausschließlich auf Flächen realisiert werden, die als Vorrang-, Vorbehalts- bzw. Eignungsgebiete für die Windenergie ausgewiesen sind.¹

Vor diesem Hintergrund erfolgte im Rahmen der Untersuchung bundesweit eine Erhebung bei den für die Raumordnung und Landesplanung zuständigen Behörden auf Landes- und Bezirksregierungsebene bzw. bei den Landkreisen und Kommunen, um die als Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen in den Raumordnungsprogrammen des Landes (LROP) und in den Regionen (RROP, Regionalpläne) bzw. auf kommunaler Ebene in Flächennutzungs- und Bebauungsplänen zu ermitteln.

1.1.1.2.1 Erläuterung zu den verfügbaren Informationen

Die Auswertung der verfügbaren Angaben zu den Flächenpotenzialen für ausgewiesene Eignungsgebiete zur Windenergienutzung zeigt deutliche Unterschiede in Bezug auf Vollständigkeit und Detaillierungsgrad. Tabelle 1-1 gibt hierzu einen Überblick. Die für diese Betrachtung verfügbaren Informationen basieren auf dem Stand von Ende 2003.

Soweit keine anderen Informationen verfügbar waren, wurden für die Betrachtung im Rahmen dieser Untersuchung auch Planungen berücksichtigt, die derzeit nur als Entwurf vorliegen. Mögliche Detailänderungen in der endgültigen Fassung der Pläne werden deshalb ggf. nicht berücksichtigt.

Es ist hier darauf hinzuweisen, dass die aktuellen Festlegungen in den Regional- und Flächennutzungsplänen eine „Momentaufnahme“ abbilden, dementsprechend sind durch nachfolgende Anpassungen auch Änderungen gegenüber der derzeitigen Flächennutzung möglich.

Dies gilt auch für langfristig angelegte Planungsvorgaben wie z.B. regionale Raumordnungsprogramme, die grundsätzlich jedoch erst nach zehn Jahren neu aufzustellen bzw. fortzuschreiben sind.

¹ Soweit keine entsprechenden Planungsvorgaben in den Regionen festgelegt sind, sind Windenergieprojekte im Rahmen einer sorgfältigen Einzelfallprüfung grundsätzlich auch auf Flächen genehmigungsfähig, die nicht als Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ausgewiesen wurden. Für die Gesamtbetrachtung haben die ausserhalb von Eignungsgebieten realisierten Projekte jedoch keine besondere Relevanz.

Tabelle 1-1: Übersicht zur Ermittlung der Flächenausweisungen für die Windenergienutzung in den Regionen

	Anzahl Planungsgemeinschaften / Bezirksregierungen	Vollständigkeit und Detail			Quellen
		Rechtskräftig	Planung(en) im Entwurf	Keine Positiv-Ausweisung	
Baden-Württemberg	12 PG	2	9	1	PG
Bayern	18 PG	6	2	10	PG
Brandenburg-Berlin	6 PG incl. Senatsverwaltung für Stadtentwicklung Berlin	3	3		PG
Hessen	3 PG	2	1		PG, Regionalversammlung
Mecklenburg-Vorpommern	4 PG	4			Landesplanungsbehörde, PG
Niedersachsen	4 Bez-Reg	4		5 LK im Entwurf und ein LK ohne gültiges RROP	Bez-Reg, LK, Kommunen
Nordrhein-Westfalen	5 Bez-Reg	4		Zum Reg-Bez. Düsseldorf liegen keine Angaben vor	Bez-Reg, LK, Kommunen
Rheinland-Pfalz	5 PG	2	2	1	Ministerium für Inneres und Sport, PG
Sachsen	5 PG	4	1		Regierungspräsidien, PG
Sachsen-Anhalt	3 Bez-Reg (5 PG)	1	2		Ministerium für Bau und Verkehr, Regierungspräsidien, Bez-Reg.
Saarland	1 PG		1		Ministerium für Umwelt
Schleswig-Holstein	5 PG	5			Wirtschaftsministerium, Innenministerium
Thüringen	4 PG	4			PG

(Abkürzungen: PG = Planungsgemeinschaft (Anm.: eine Planungsgemeinschaft umfasst mehrere Landkreise), LK = Landkreis, Bez.-Reg. = Bezirksregierung, RROP = Regionales Raumordnungsprogramm)

Ergänzend zu der Übersicht in Tabelle 1-1 soll nachfolgend kurz auf die verfügbaren Informationen (Stand: Ende 2003) in den einzelnen Regionen eingegangen werden. Die Grundlage für die Flächenausweisungen bilden in der Regel die in Regionalplänen bzw. Regionalen Raumordnungsprogrammen (RROP) getroffenen Darstellungen, in einigen Regionen wurden ergänzend auch Informationen auf kommunaler Ebene (Flächennutzungspläne) berücksichtigt.

Baden-Württemberg:

Es liegen sehr detaillierte Informationen der Planungsgemeinschaften mit Angaben zu den Flächengrößen vor. 9 Pläne sind derzeit noch im Entwurf, davon 5 ohne Angaben der Flächengrößen. Eine Planungsgemeinschaft hat keine Ausweisung für Flächen zur Windenergienutzung vorgenommen. Es erfolgt keine Aufschlüsselung nach Landkreisen.

Bayern:

In 6 Plänen werden für die Windenergienutzung Ausschlussgebiete benannt, Vorranggebiete bzw. Vorbehaltsgebiete wurden jedoch nur in einem Plan ausgewiesen. 7 weitere Pläne (2 davon noch im Entwurf) enthalten keine Angaben zur Flächenausweisung für die Windenergienutzung. Viele Regionen befinden sich noch in der Aufstellung und/oder weisen keine Flächen für die Windenergienutzung aus (bzw. nur Ausschlussgebiete). In diesen Gebieten bestehen zahlreiche Einzelfallregelungen, wodurch die Erschließung noch erschwert wird. Eine Aufschlüsselung nach Landkreisen ist nur in einem Fall gegeben.

Brandenburg (Berlin):

3 Pläne sind derzeit noch im Entwurf, 3 rechtskräftig. Als Ergebnis direkter Anfragen an die Planungsgemeinschaften wurden ausreichende Informationen zur Verfügung gestellt. Eine Aufschlüsselung nach Landkreisen erfolgt nur in 2 Planungsregionen.

Hessen:

1 Plan ist (teilweise) noch im Entwurf, die übrigen Flächenausweisungen basieren auf den Darstellungen in rechtskräftigen Plänen. Es erfolgt keine direkte Aufschlüsselung nach Landkreisen, für 2 Planungsregionen wurden jedoch digitale GIS-Daten zur Verfügung gestellt.

Mecklenburg-Vorpommern:

Es liegen sehr detaillierte Angaben vor, sämtliche Planungen sind rechtskräftig. Für alle Planungen gibt es eine Aufschlüsselung nach Landkreisen.

Niedersachsen:

Fast alle Flächen wurden rechtskräftig ausgewiesen. In 5 Landkreisen (sowie zwei weiteren Teilflächen) befinden sich die Planungen im Entwurf, ein Landkreis hat derzeit kein gültiges RROP. Es liegen sehr detaillierte Informationen vor, die auch nach Landkreisen aufgeschlüsselt sind.

(Anmerkung: Für das Versorgungsgebiet der EWE in den Bereichen Weser-Ems und Weser-Elbe wurden in dieser Untersuchung ergänzend verfügbare Informationen zu bereits konkreten Planungen berücksichtigt.)

Nordrhein-Westfalen:

Es liegen sehr detaillierte Informationen auf Basis rechtskräftiger Flächenausweisungen vor. Eine Ausnahme bildet lediglich der Regierungsbezirk Düsseldorf, dort (und in den 15 Landkreisen der Region) sind keinerlei Angaben verfügbar. Für die anderen Bereiche des Bundeslandes erfolgt auch eine Aufschlüsselung nach Landkreisen.

Rheinland-Pfalz:

Von zwei Planungsgemeinschaften wurden rechtskräftige Flächen ausgewiesen, eine ist derzeit mit der Aufstellung des RROP befasst und hat noch keine Flächen ausgewiesen. Zwei Planungsgemeinschaften haben aus gleichem Grund unter Vorbehalt Flächengrößen angegeben. Eine Gesamtübersicht des Bestands sowie der geplanten und genehmigten WEA in Rheinland-Pfalz liegt vor. Alle Angaben sind auf Ebene der Planungsgemeinschaft, nicht jedoch nach Landkreisen, aufgeschlüsselt.

Saarland:

Die Aufstellung befindet sich noch im Entwurf. Die vorliegenden Angaben umfassen detaillierte und vollständige Informationen, eine Aufschlüsselung nach Landkreisen liegt jedoch nicht vor.

Sachsen:

Umfangreiche und transparente Angaben zu Flächenausweisungen für die Windenergienutzung liegen für vier Planungsgemeinschaften vor, ein Plan befindet sich derzeit noch im Entwurf. Eine Aufschlüsselung der Angaben auf Landkreisebene existiert für zwei Planungsgemeinschaften.

Sachsen-Anhalt:

Detaillierte und vollständige Informationen wurden von der Landesregierung bereitgestellt. In zwei Bezirksregierungen erfolgt derzeit eine Neuaufstellung, im Bereich der dritten Bez.-Reg. des Landes wurden rechtskräftige Flächen ausgewiesen und diese auf Landkreisebene aufgeschlüsselt bereit gestellt.

Schleswig-Holstein:

Es sind detaillierte und vollständige Informationen verfügbar, die Aufstellungen zu den Flächenausweisungen sind rechtskräftig. Die vorliegenden Angaben sind auf Landkreisebene aufgeschlüsselt.

Thüringen:

Die Aufstellungen bzgl. der Flächenausweisungen für die Windenergienutzung sind rechtskräftig. Die verfügbaren Angaben sind von ausreichender Qualität. Eine Planungsgemeinschaft konnte an Stelle der Flächengrößen nur angeben, ob mehr als 5 oder aber max. 4 WEA auf einer ausgewiesenen Fläche installiert werden können. Die Angaben waren in zwei Fällen auf Landkreisebene aufgeschlüsselt.

1.1.1.2.2 Allgemeine Anmerkungen zur Bewertung der vorliegenden Informationen

Es ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten, dass in der Gesamtsumme wesentliche Änderungen durch die Neuausweisung zusätzlicher Flächen bzw. durch das Wegfallen bisheriger Eignungsflächen für die Windenergienutzung auftreten werden. Als Grund für diese Einschätzung ist zu sehen, dass sich die Windenergienutzung in Deutschland inzwischen auf eine mehr als zehnjährige sehr dynamische Wachstumsphase stützt (siehe Kap. 1.1.1.1) und durch die Novellierung des Baugesetzbuches im Jahr 1998 mittlerweile in praktisch allen relevanten Regionen eine planerische Steuerung für die Windenergienutzung erfolgte.

Eine grundlegende Neustrukturierung der Flächennutzung ist in den Windenergie-„Pionier“-Gebieten im Bereich der Westküste Schleswig-Holsteins und in Ostfriesland zu erwarten. Der sehr frühe Ausbau der Windenergie in diesen besonders windgünstigen Regionen erfolgte weitgehend ohne eine planerische Steuerung, so dass das Landschaftsbild von einer Vielzahl kleiner WEA geprägt ist, die großflächig als Einzelanlagen verteilt sind. Die Standorte vieler Anlagen der ersten Generation liegen deshalb außerhalb der in aktuellen Plänen ausgewiesenen Eignungsgebiete. So wird in Schleswig-Holstein davon ausgegangen, dass derzeit Altanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 260 MW außerhalb von Windenergie-Eignungsgebieten in Betrieb sind [Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2001)]. Dieser Anlagenbestand steht grundsätzlich nicht für ein Repowering zur Verfügung, so dass die betroffenen WEA nach dem Ende der Betriebsdauer nicht ersetzt werden können.

Nach Informationen des im Bereich Weser-Ems und Weser-Elbe zuständigen Regionalversorgers EWE gibt es in den küstennahen Landkreisen Aurich, Wittmund und Cuxhaven bereits Bestrebungen zur Änderung der Flächennutzungspläne. Ziel ist dabei, Einzel-WEA „herauszunehmen“ und eine Neustrukturierung der Windenergienutzung durch eine Flächenausweisung zu erreichen, die eine Konzentration von (weniger und leistungsstärkeren) Anlagen auf kleineren Flächen vorsieht. Die bisherigen Betreiber einzelner WEA sollen im Rahmen der Neustrukturierung bevorzugt eingebunden werden. Es ist derzeit jedoch schwer abzuschätzen, welche Auswirkungen sich letztlich für die insgesamt installierte Leistung in der Region ergeben.

Ebenfalls schwer einzuschätzen sind die Auswirkungen auf das nutzbare Flächenpotenzial, die sich durch die Vergrößerung bestehender Abstandsregelungen in einzelnen Bundesländern ergeben. So geht der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) im Zusammenhang mit den Ende 2003 neu gefassten Abstandsbestimmungen für Schleswig-Holstein und Niedersachsen von deutlichen Einbußen der Nutzungsflächen in einer Größenordnung von 35% bis 50% aus [Neue Energie (2003a) und Neue Energie (2004a)]. Es ist in diesem Zusammenhang jedoch zu beachten, dass beim Einsatz moderner WEA ohnehin größere Abstände eingehalten werden müssen, um den immissionsschutzrechtlichen Bestimmungen (TA Lärm) entsprechen zu können.

1.1.1.2.3 Wirtschaftliche Nutzbarkeit der Flächenpotenziale

Zur Bewertung der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen ist darauf hinzuweisen, dass die Standorte deutliche Unterschiede hinsichtlich ihrer Eignung für den wirtschaftlichen Betrieb eines Windenergieprojektes aufweisen. Dies gilt nicht zuletzt deshalb, weil die Entscheidung für die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergie nicht (nur) von der Qualität der Windverhältnisse am Standort abhängt, sondern durch die Abwägung vielfältiger anderer lokaler und regionaler Aspekte bestimmt wird.

Eine qualitative Bewertung zur wirtschaftlichen Nutzbarkeit der in den verschiedenen Regionen ausgewiesenen Flächen ist jedoch nicht möglich, da keine flächendeckenden Informationen zur Windhöufigkeit verfügbar sind.

Nach den Bestimmungen des zu Beginn des Bearbeitungszeitraums der vorliegenden Studie noch geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom April 2000 erfolgt jährlich für neu in Betrieb genommene WEA eine Absenkung der Einspeisevergütung für die Stromerzeugung aus Windenergie um 1,5%. Durch die fortlaufende Degression der Einspeisevergütung, die gemäß EEG 2000 erstmals im Jahr 2002 erfolgte, besteht ein zunehmender Druck zur Kostenoptimierung, damit auch künftig ein wirtschaftlicher Betrieb der WEA an den (knapper werdenden) Standorten möglich ist [EEG (2000)].

Die am 01.08.2004 (nach Abschluss der Untersuchungen für Teil 1 der vorliegenden Studie) in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sieht vor, dass die Degression der Einspeisevergütung für neu installierte WEA jährlich auf 2% ansteigt. Darüber hinaus erfolgt eine Absenkung der Anfangsvergütung auf 8,7 Cent/kWh in 2004 (statt 8,8 Cent/kWh für WEA, die vor dem 01.08.2004 neu in Betrieb genommen wurden) [EEG-Novelle (2004)].

Der Druck zur wirtschaftlichen Erschließbarkeit neuer Standorte wird durch die Novellierung des EEG folglich nochmals verschärft. Gleiches gilt für die Realisierung von Repowering-Projekten (siehe hierzu Kapitel 1.1.2).

Nach den Bestimmungen der Gesetzesnovelle wird die EEG-Vergütungspflicht für WEA, die nach dem 31.07.2005 in Betrieb gehen, auf Standorte mit mindestens 60% des Referenzertrags beschränkt [EEG-Novelle (2004)]. Diese Neuregelung im EEG war im Bearbeitungszeitraum der vorliegenden Untersuchung noch nicht bekannt. Es sei hier jedoch angemerkt, dass nach Einschätzung des DEWI die 60%-Regelung nicht zu einer wesentlichen Reduktion des Ausbaupotenzials der Windenergie an Land führen wird, die über die pauschale 20%-Reduktion in den Szenarien in der vorliegenden Studie hinausgeht. (Anm.: Mit der 20%-Reduktion wird u.a. auch die mangelnde Wirtschaftlichkeit einzelner Standorte berücksichtigt.)

Es ist darauf hinzuweisen, dass hier eine sehr langfristige Abschätzung für die von vielen Einflussfaktoren bestimmte zeitliche und räumliche Entwicklung der Windenergienutzung erfolgt. Den o.g. Risiken bzgl. der Nutzbarkeit der verfügbaren Flächen stehen deshalb auch entsprechende Chancen durch eine standortspezifische Weiterentwicklung und Optimierung der Windenergie-technik, die Erweiterung verfügbarer Netzkapazitäten, die mögliche Ausweisung zusätzlicher Eignungsflächen u.a.m. gegenüber.

Schließlich gilt es zu beachten, dass WEA mit einer größeren Nabenhöhe deutlich höhere Energieerträge erwirtschaften und deshalb ggf. auch an windschwächeren Standorten ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen erreicht werden kann. (Bsp.: Enercon E-66/18.70 erzeugt nach Herstellerangaben pro Jahr 20% mehr Strom, wenn die WEA mit einer Nabenhöhe von 114 m statt 65 m betrieben wird.)

Für die Prognose der Windenergieentwicklung im Rahmen dieser Studie wird zur Berücksichtigung bestehender Unwägbarkeiten bzgl. der Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen – wie z.B. nicht erreichbare Wirtschaftlichkeit, nicht gegebene Netzanbindung sowie mögliche Probleme bei der Realisierbarkeit der Planungen aufgrund von Genehmigungsschwierigkeiten o.ä – eine pauschale Reduzierung des ermittelten Ausbaupotenzials von 20% betrachtet (siehe hierzu auch Kap. 2.1).

Es sei an dieser Stelle schließlich nochmals darauf hingewiesen, dass die Betrachtung politischer und administrativer Einschränkungen des möglichen Nutzungspotenzials – z.B. in Folge degressiver Einspeisevergütungen und restriktiver Genehmigungsbestimmungen – nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist.

1.1.1.2.4 Flächenbedarf für die Windenergienutzung

Die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung in Raumordnungsprogrammen, Regionalplänen bzw. auf kommunaler Ebene in Flächennutzungs- und Bebauungsplänen resultiert aus einem umfassenden Abwägungsprozess unter Beteiligung aller für die Flächennutzung in der Region relevanten Interessengruppen. Die Flächen, die als Ergebnis dieses aufwändigen Planungsprozesses für die Windenergienutzung ausgewiesen werden, berücksichtigen bereits vorgeschriebene Mindestabstände zu benachbarten Flächennutzungen (Wohn- und Gewerbegebiete, Naturschutzbereiche, Verkehrswege u.a.m.). Die in Hektar aus-

gewiesenen Flächen für die Windenergienutzung stehen somit grundsätzlich uneingeschränkt zur Bebauung mit Windenergieanlagen zur Verfügung. Vor diesem Hintergrund macht die Unterscheidung in „Brutto-“ und „Nettoflächen“ für die Windenergienutzung wenig Sinn.

Bei der Realisierung von Windenergieprojekten kommt es in der Praxis dennoch vielfach zu Einbußen in der Nutzbarkeit der ausgewiesenen Flächen. Als Ursache dafür kommen vielfältige projektspezifische Gründe in Betracht, wie z.B. der ungünstige „Zuschnitt“ der Fläche in Bezug auf die Einhaltung von Mindestabständen zwischen den Windenergieanlagen, rechtliche Auseinandersetzungen mit benachbarten Grundeigentümern oder sonstige lokale Probleme (Einhaltung immissionschutzrechtlicher Bestimmungen, Windverhältnisse, Netzanschlussmöglichkeiten, Zuwegung u.a.).

Um für das zur Verfügung stehende Flächenpotenzial abschätzen zu können, welche Windenergieleistung auf der ausgewiesenen Fläche installiert werden kann, wird in dieser Untersuchung grundsätzlich von einem mittleren Flächenbedarf von 7 Hektar pro Megawatt installierte Windenergieleistung ausgegangen. Vorliegende Erfahrungswerte aus zahlreichen bereits realisierten Windparkplanungen zeigen, dass dieser Ansatz mit 7 ha/MW einen für die Gesamtbetrachtung realistischen Mittelwert darstellt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass es projektspezifisch durchaus zu recht deutlichen Abweichungen kommen kann.

Der für die Erstellung der vorliegenden Studie eingesetzte Fachbeirat hat in seiner Sitzung am 17.03.2004 den Beschluss gefasst, dass für die Prognose des Windenergieausbaus für Niedersachsen und Brandenburg ein mittlerer Flächenbedarf von 10 ha/MW betrachtet werden soll.

Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass das DEWI die Beschlussfassung des Fachbeirats aus fachlicher Sicht nicht mittragen kann. Nach Auffassung des DEWI ist nicht zu begründen, warum in Niedersachsen und Brandenburg ein anderer Ansatz für den Flächenbedarf zugrunde zu legen ist als in anderen Bundesländern. Angesichts der vorliegenden Fakten betrachtet das DEWI den Ansatz eines mittleren Flächenbedarfs von 7 ha/MW im Übrigen auch für Brandenburg und Niedersachsen als sinnvoll.

So lassen sich für Brandenburg anhand von 38 Beispielen rechtskräftig ausgewiesener Flächen in den RROP im Mittel 6,4 ha/MW als planungsrechtlich angestrebter Wert ableiten.

In Niedersachsen zeigt eine Analyse des Status Quo, dass in 22 von 37 Landkreisen bereits Ende 2003 eine Nutzung der Flächen mit weniger als 10 ha/MW erfolgte – vielfach wurde auch schon ein Wert von 7 ha/MW erreicht bzw. unterschritten. Dies ist insbesondere deshalb von Bedeutung, weil bei einem angenommenen Flächenbedarf von 10 ha/MW kein weiteres Potenzial für den Ausbau der Windenergie in den betreffenden Regionen Niedersachsens mehr gegeben ist. Die Entwicklung in den letzten Jahren sowie vorliegende Informationen zu konkreten Planungen zeigen jedoch, dass der Ausbau in Niedersachsen noch nicht großräumig abgeschlossen wurde.

Es ist hier zu erwähnen, dass konkrete Informationen von Energieversorgungsunternehmen und Planungsbehörden, die ergänzend zu den Angaben zur Flächenausweisung in den Regionen verfügbar waren, für die Untersuchung berücksichtigt wurden. Zu nennen sind hier etwa bereits bekannte konkrete Planungen bei den regionalen Energieversorgern EWE und E.ON

Hanse, die zu einer Erhöhung der installierten Gesamtleistung – über den 7 ha/MW-Ansatz hinaus – führen.

1.1.1.3 Ausbaupotenziale in den Regionen

Unter Berücksichtigung des in den einzelnen Regionen bereits erreichten Ausbaus der Windenergie (siehe Kap. 1.1.1.1) lässt sich aus den in Kap. 1.1.1.2 ermittelten Flächenpotenzialen das für den weiteren Ausbau verbleibende „Restpotenzial“ (gemäß 7 ha/MW-Ansatz) für die zusätzlich in den Regionen in Eignungsgebieten installierbare Leistung bestimmen.

Für die Prognosebetrachtung wurde zur Verteilung des ermittelten Restpotenzials (also die in der Region noch installierbare Leistung) ein Zeitraum angenommen, der sich an der bisherigen Entwicklung des Windenergieausbaus in der Region orientiert.

Es ist an dieser Stelle grundsätzlich anzumerken, dass bei der Auswertung der großen Datenbestände geringfügige Umstimmigkeiten auftreten, die durch Ungenauigkeiten in der Datenerhebung begründet sind.

Hinzuweisen ist hier schließlich auch darauf, dass die Entwicklung des Windenergieausbaus in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg nicht im Detail betrachtet wurde, da aufgrund der urbanen Struktur dieser Regionen von einem insgesamt geringen Potenzial auszugehen ist. Zudem ist zu beachten, dass für die Integration einer begrenzten Windstromeinspeisung in das Versorgungsnetz einer Großstadt keine grundlegenden Probleme zu erwarten sind.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu dem ermittelten theoretischen Ausbaupotenzial und dem noch nutzbaren Anteil in den Bundesländern.

Tabelle 1-2: Übersicht zum Ausbaupotenzial der Windenergie (Flächenausweisungen) und dem noch nutzbarem Anteil bei einem mittleren Flächenbedarf von 7 ha/MW in den Bundesländern

Region	Bundesland	Ausbaupotenzial [MW]	Bestand Ende 2003 [MW]	Ausbaupotenzial abzgl. Bestand [MW]	noch nutzbarer Anteil [%]	Anteil am Restpotenzial [%]	Repowering-Potenzial [MW]
Küste	Schleswig-Holstein	2.327	2.007	320	13,7	2,2	950
	Niedersachsen	5.462	3.921	1.541	28,2	10,7	1.800
	Mecklenb.-Vorpommern	1.724	927	797	46,2	5,6	477
Binnenland Nord	Nordrhein-Westfalen	5.522	1.822	3.700	67,0	25,8	1.013
	Sachsen-Anhalt	3.920	1.631	2.289	58,4	15,9	716
	Brandenburg	5.421	1.806	3.615	66,7	25,2	1.063
Binnenland Mitte	Rheinland-Pfalz	932	601	331	35,5	2,3	280
	Saarland	113	35	78	69,1	0,5	23
	Hessen	860	348	512	59,5	3,6	203
	Thüringen	687	426	261	37,9	1,8	208
	Sachsen	883	614	269	30,5	1,9	299
Binnenland Süd	Baden-Württemberg	581	209	372	64,0	2,6	108
	Bayern	542	189	353	65,2	2,5	99
insgesamt (incl. Bestand in HB und HH):		28.974	14.609	14.365	49,6	100	7.239

Anmerkungen: Das in Tabelle 1-2 aufgeführte Ausbaupotenzial basiert auf dem 7 ha/MW-Ansatz für den Flächenbedarf in den zur Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen. In der

Übersicht wurden zusätzlich konkrete Informationen von Energieversorgungsunternehmen und Planungsbehörden berücksichtigt (siehe Kapitel 1.1.1.2.4).

Ergänzend wird in Tabelle 1-2 für die einzelnen Bundesländer auch das Repowering-Potenzial dargestellt. Zu beachten ist dabei, dass durch Repowering-Maßnahmen auf den zur Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen ein zusätzlicher Leistungszuwachs – über das in Tabelle 1-2 aufgeführte Ausbaupotenzial hinaus – erreicht werden kann (siehe hierzu auch Kap. 2.1.2).

Aus der Übersicht wird deutlich, dass mit Stand Ende 2003 rund die Hälfte (50,4%) des auf Basis ausgewiesener Flächen bestehenden Windenergiepotenzials genutzt wird. Bei einer Orientierung an dem 7 ha/MW-Ansatz als Flächenbedarf für die Windenergienutzung ergibt sich ein verbleibendes Restpotenzial für den Windenergieausbau an Land von 14.365 MW. Durch Repowering auf den ausgewiesenen Flächen ist darüber hinaus eine Leistungszuwachs um 7.239 MW möglich.

1.1.1.3.1 Region „Küste“

Vergleichsweise große Restpotenziale bestehen noch in Niedersachsen (1.541 MW) und auch in Mecklenburg-Vorpommern (797 MW). In Schleswig-Holstein beschränkt sich das verbleibende Ausbaupotenzial dagegen auf „Lückenbebauungen“ sowie die Nutzung sehr weniger noch verfügbarer Restflächen.

Für Niedersachsen zeigt eine regionalspezifische Betrachtung, dass der Großteil der noch verfügbaren Flächenpotenziale nicht in Küstennähe (Bez.-Reg. Weser-Ems: 18,9% und Bez.-Reg. Lüneburg: 23%) sondern in den mittleren und südlichen Bereichen des Landes besteht (Bez.-Reg. Braunschweig: 32,5% und Bez.-Reg. Hannover: 25,6%).

In Mecklenburg-Vorpommern liegen die noch nicht genutzten Flächenpotenziale hauptsächlich in der Region Westmecklenburg.

In Schleswig-Holstein ist der Ausbau der Windenergie sehr weit fortgeschritten, die ausgewiesenen Flächen sind weitgehend belegt. Landesweit gibt es nach Auskunft des regionalen Energieversorgers E.ON Hanse bereits eine Bebauung der verfügbaren Flächen mit durchschnittlich etwa 7 ha/MW. Vor dem Hintergrund dieser Gesamtsituation gibt es laut E.ON Hanse dennoch (einzelne) konkrete Planungen für weitere Windenergieprojekte.

1.1.1.3.2 Region „Binnenland Nord“

Zwei Drittel des bestehenden Restpotenzials für den Windenergieausbau an Land befinden sich im Bereich „Binnenland Nord“. Nordrhein-Westfalen und Brandenburg verfügen mit jeweils rund einem Viertel des gesamten Ausbaupotenzials über die größten Anteile, in Sachsen-Anhalt kann bei einem Anteil von 16% am bundesweit verbleibenden Flächenpotenzial noch eine zusätzliche Windenergieleistung von 2.289 MW installiert werden.

Die Situation in Nordrhein-Westfalen wird maßgeblich bestimmt durch die Flächenausweisungen im Nordwesten des Landes: Knapp 24.000 Hektar sind im Bereich der Bezirksregierung Münster für die Windenergienutzung ausgewiesen. Allein in dieser Region ergibt sich damit ein Restpotenzial von mehr als 2.900 MW (von 3.700 MW im gesamten Bundesland).

In Brandenburg sind noch große Flächenpotenziale v.a. im Nordwesten des Landes sowie westlich von Berlin und im Bereich Lausitz-Spreewald für die Windenergie verfügbar.

In Sachsen-Anhalt liegen mehr als die Hälfte der ausgewiesenen und noch nicht genutzten Windenergie-Eignungsflächen im Bereich der Bezirksregierung Magdeburg.

1.1.1.3.3 Regionen „Binnenland Mitte“ und „Binnenland Süd“

Wie aus Tabelle 1-2 hervorgeht, wird in den Bundesländern Saarland, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern bisher nur etwa 1/3 der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen genutzt. Für die Gesamtbetrachtung zeigt sich jedoch, dass diese vier in den Bereichen „Binnenland Mitte“ und „Binnenland Süd“ gelegenen Bundesländer mit einem Anteil von 9,2% am Restpotenzial insgesamt eine untergeordnete Rolle einnehmen.

In Rheinland-Pfalz, Thüringen und Sachsen werden rund 1/3 der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen bisher noch nicht genutzt. In allen Bundesländern der Region liegt das Restpotenzial im Bereich 250-350 MW (Ausnahmen Hessen: 512 MW, Saarland: 78 MW).

1.1.2 Repowering

Angesichts knapper werdender Flächenpotenziale und einer zunehmend schwierigen wirtschaftlichen Erschließbarkeit neuer Standorte (tendenziell abnehmende Standortqualität, fortlaufende Degression der Einspeisevergütung) wird der Ersatz älterer Windenergieanlagen durch moderne leistungsstärkere Anlagen an bereits genutzten Standorten – sog. „Repowering“ – eine zunehmende Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Windenergienutzung an Land gewinnen.

Eine realistische Abschätzung zum Potenzial für das Repowering erweist sich jedoch als schwierig. Dies zeigt sich auch daran, dass die Einschätzungen zu den Perspektiven sehr weit auseinandergehen. So sieht z.B. der in Schleswig-Holstein ansässige Energieversorger E.ON Hanse ein sehr großes Potenzial für das Repowering, während EWE, zuständiges EVU im Bereich Weser-Ems und Weser-Elbe, eher geringe Erwartungen mit dem Repowering verbindet.

1.1.2.1 Regionale Entwicklung des Windenergieausbaus und Altanlagenbestand

Für das Repowering bietet es sich an, zunächst kleine Windenergieanlagen, die bereits seit Anfang bzw. Mitte der 90er Jahre in Betrieb sind, durch moderne leistungsstärkere Anlagen zu ersetzen. Auf Basis der DEWI-Statistik lässt sich der Bestand und die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen darstellen.

Ende 1994 waren bundesweit insgesamt 2.617 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 643,1 MW in Betrieb. Unterteilt nach Leistungsklassen stellte sich der Anlagenbestand am Jahresende 1994 wie folgt dar:

Tabelle 1-3: Übersicht zu den Anteilen der WEA-Leistungsklassen für den Anlagenbestand in Deutschland am Jahresende 1994 [Quelle: DEWI (1995)]

WEA-Leistungsklasse	Anteil am Bestand	Installierte Leistung
≤ 80 kW:	29,1% (761 WEA)	41,3 MW
80,1 kW-200 kW:	20,2% (528 WEA)	79,3 MW
200,1 kW-400 kW:	25,2% (660 WEA)	177,2 MW
> 400 kW*:	25,5% (668 WEA)	345,3 MW
alle Leistungsklassen	100% (2.617 WEA)	643,1 MW

(*davon 656 WEA mit 500 kW)

Die Betrachtung der regionalen Verteilung des Anlagenbestands verdeutlicht, dass die Entwicklung der Windenergienutzung in den Küstenregionen an der Westküste Schleswig-Holsteins und in Ostfriesland seinen Ursprung hatte. So waren Ende 1994 in Schleswig-Holstein und Niedersachsen 2/3 des gesamten Anlagenbestands und 3/4 der bundesweiten Windenergieleistung installiert: 962 WEA in Schleswig-Holstein mit einer Leistung von 290,8 MW und 813 WEA in Niedersachsen mit einer Leistung von 195,1 MW.

Mit großem Abstand folgten Nordrhein-Westfalen (339 WEA/43,4 MW) und Mecklenburg-Vorpommern (143 WEA/37,6 MW). In allen anderen Bundesländern erreichte die Windenergienutzung erst zu einem späteren Zeitpunkt eine nennenswerte Größenordnung.

1.1.2.2 Windenergie-Eignungsgebiete und Repoweringpotenzial

Das Repowering ist grundsätzlich nur an Standorten möglich, die auch nach den aktuellen Festlegungen zur Raumordnung und Flächennutzung in der Region für die Nutzung der Windenergie geeignet sind.

Altanlagen, die außerhalb von ausgewiesenen Windenergie-Eignungsgebieten errichtet wurden, genießen Bestandsschutz und können auch z.B. beim Auftreten von Schäden wieder instand gesetzt werden (soweit dies nicht zu einer wesentlichen Änderung der ursprünglich errichteten Anlage führt). Das Repowering ist für diese Anlagen jedoch nicht möglich bzw. nur sehr schwer zu realisieren, da in der Regel der Ersatz der Altanlagen mit dem Verlust der Baugenehmigung gekoppelt ist. Nur in Einzelabsprache mit den zuständigen Baubehörden ist hier eine Vereinbarung standortbezogener Ausnahmeregelungen zu erreichen.

In der Anfangsphase der Windenergienutzung wurden in den Küstenregionen vielfach kleine WEA (bis 200 kW) in unmittelbarer Nähe zu landwirtschaftlichen Betrieben bzw. zu den Wohnhäusern der Betreiber errichtet. Ein Ersatz dieser „Hofanlagen“ durch moderne Anlagen der Megawattklasse kommt grundsätzlich aus technischen und immissionsschutzrechtlichen Gründen nicht in Betracht.

Insbesondere in den „Pionierregionen“ der Westküste Schleswig-Holsteins und in Ostfriesland erfolgte der Ausbau der Windenergie Anfang und Mitte der 90er Jahre weitgehend ohne eine planerische Steuerung, so dass das Landschaftsbild von einer Vielzahl kleiner WEA ge-

prägt ist, die großflächig als Einzelanlagen verteilt sind. Die Standorte vieler WEA der ersten Generation liegen deshalb außerhalb der aktuell ausgewiesenen Eignungsgebiete.

So zeigt eine Studie der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein aus dem Jahr 2001 [Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2001)], dass im nördlichsten Bundesland insgesamt 691 WEA mit einer Gesamtleistung von 234,1 MW außerhalb von Eignungsgebieten und weitere 82 WEA mit 30,5 MW in Ausschlussgebieten betrieben werden. Nach den Ergebnissen der Untersuchung sind insbesondere Standorte im Bereich der Westküste Schleswig-Holsteins von der Problematik betroffen: rund 85% der außerhalb von Eignungsgebieten bzw. in Ausschlussgebieten betriebenen WEA stehen in den Landkreisen Dithmarschen (242 WEA / 97,9 MW), Nordfriesland (257 WEA/66,2 MW) und Schl.-Flensburg (141 WEA/60,7 MW).

Für den Küstenbereich von Niedersachsen sind keine Angaben zu Anzahl und Gesamtleistung der außerhalb von Windenergie-Eignungsgebieten liegenden Anlagen bekannt. Eine kreisbezogene Zuordnung ist dementsprechend nicht möglich.

Die Ausweisung von Eignungsflächen und Vorranggebieten für die Windenergie folgte verbreitet erst Ende der 90er Jahre – nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Neufassung des Baugesetzbuches (BauGB) 1998. Das In-Kraft-Treten des BauGB im Jahr 1998 ist für die Gesamtbewertung des Repowering-Potenzials deshalb von besonderer Bedeutung, weil erst für Windenergieprojekte, die ab 1999 (nach Ablauf der Übergangsbestimmungen im BauGB zur Flächenausweisung) in Betrieb genommen wurden, gesichert davon auszugehen ist, dass die Anlagen innerhalb von ausgewiesenen Eignungsgebieten liegen.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass das Repowering bei entsprechend „abgesicherten“ Vorhaben erst verzögert realisiert werden kann, da der in Betracht kommende Anlagenbestand derzeit erst fünf bis sechs Jahre in Betrieb ist.

1.1.2.3 Rahmenbedingungen des Repowering und bisherige Erfahrungen

Ohne Anspruch auf Vollständigkeit gibt die unten stehende Tabelle 1-4 einen Überblick zu bereits realisierten Repowering-Projekten in Deutschland.

Tabelle 1-4: Übersicht zu bereits realisierten Repowering-Projekten (eigene Recherchen, Stand: 02/2004, Angaben ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Windpark	Altbestand					Repowering					Faktor
	Anz.	kW/WEA	MW	NH [m]	Jahr	Anz.	kW/WEA	MW	NH [m]	Jahr	
Misselwarden (Nds.)	7	500	3,50		1994	7	660	4,62		2000	1,3
Pilsum (Nds.)	10	300	3,00	34	k.A.	6	500	3,00	50	2001	1,0
Wilhelmshaven (Nds.)	3	640	1,92	60	k.A.	3	1.800 (2)/ 4.500 (1)	8,10	98/ 124	2001/ 2003	4,2
Bosbüll (S.-H.)	5	250	1,25	k.A.	1993	3	2.000 (2)/ 1.500 (1)	5,50	65	2002	4,4
Wöhrden (S.-H.)	2	250	0,50	k.A.	k.A.	2	1.500	3,00	k.A.	2002	6,0
Kronprinzenkoog (S.-H.)	2	300	0,60	34	k.A.	1	1.800	1,80	65	2001	3,0
Schneebergerhof (Rh.-Pf.)	2	500	1,00	k.A.	1996	2	1.800	3,60	k.A.	2003	3,6
Westfehmar (S.-H.)	4	250	1,00	k.A.	k.A.	2	1.800	3,60	65	2003	3,6
Neustadt-Bevensen (Nds.)	6	150	0,90	41	1994	6	600	3,60	65	2003	4,0
Norden-Ostermarsch (Nds.)	10	300 (5)/ 330 (5)	3,15	34	k.A.	5	1.800	9,00	65	2003	2,9
Wremen-Grauwalkkanal (Nds.)	15	500	7,50	45	1994	15	600	9,00	46	2003/04	1,2
Reußenköge I (S.-H.)	28	400 (16)/ 500 (12)	12,40	k.A.	1993	18	2.000 (17)/ 2.750 (1)	36,75	k.A.	2003/04	3,0
Reußenköge II (S.-H.)	5	600	3,00	k.A.	k.A.	5	2.000	10,00	k.A.	2003/04	3,3
Tossens (Nds.)	4	300	1,20	34	1992	4	390 (500 gedrosselt)	1,56	40	2004	1,3

(NH = Nabenhöhe)

Wie die Darstellung zeigt, wurden bisher insgesamt erst wenige Vorhaben durchgeführt, wobei in den Küstenregionen von Niedersachsen und Schleswig-Holstein ein Schwerpunkt der Aktivitäten zu erkennen ist.

Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass z.T. auch durch standortbezogene Neustrukturierungen Repowering-Maßnahmen in Kombination mit einem Neuzubau erfolgen. So wurden z.B. am Standort Lindewitt-Goldebek in Schleswig-Holstein zwei 250 kW-WEA des Typs Lagerwey LW 27/250 abgebaut und im verbleibenden Anlagenbestand des Windparks drei WEA mit 3,5 MW Gesamtleistung (1 REpower MD 77 und 2 REpower 57/1000) "integriert" [Erneuerbare Energien (2003)].

Auch im Rahmen des bislang größten Repowering-Vorhabens findet zugleich eine grundlegende Neustrukturierung des Standorts in den Reußenkögen statt. Diese umfasst ergänzend zum Ersatz alter Anlagen durch neue WEA den Abbau kleiner Einzel-WEA und den gleichzeitigen Zubau neuer WEA an anderer Stelle. Die Neustrukturierung erfolgt dabei auch im Hinblick auf eine Optimierung des Schallimmissionsschutzes am Standort [Tel. Auskunft von D. Ketelsen, Dirkshof, vom 27.02.04].

In Schleswig-Holstein sind einige weitere große Repowering-Projekte geplant. So ist nach dem Stand vom Frühjahr 2004 in Simonsberg bei Husum das Repowering von 11 WEA mit je 500 kW, die seit 1993/94 in Betrieb sind, durch sechs Anlagen der 2-3 MW-Klasse vorgesehen [SW&W (2003)]. Im Bürgerwindpark Lübke-Koog sollen 13 WEA mit 500 kW und 14 Anlagen mit 300 kW durch insgesamt 16 Anlagen à 2 MW ersetzt werden [Tel. Auskunft des Bürgerwindpark Lübke-Koog vom 27.02.04].

Tabelle 1-4 verdeutlicht auch, dass das Repowering bei einigen Vorhaben ohne bzw. nur mit einem geringen Zuwachs der bisher installierten Leistung erfolgt. Hintergrund dafür sind die in einigen Regionen geltenden Beschränkungen bzgl. installierter Leistung, WEA-Anzahl und auch Bauhöhe in den ausgewiesenen Gebieten für die Windenergie. Der Betrieb der Anlagen mit einer möglichst großen Bauhöhe ist aus Sicht des Betreibers von besonderer Bedeutung, weil mit zunehmender Nabenhöhe z.T. eine deutliche Steigerung der Erträge erreicht werden kann.

Anzumerken ist an dieser Stelle schließlich, dass der durch Repowering-Maßnahmen zu erreichende Zuwachs an installierter Leistung auch davon abhängt, ob am bestehenden Standort die WEA optimal in einer Reihe aufgestellt werden können oder ob das Repowering auf einer „ungünstig geschnittenen“ Fläche nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Es bleibt insgesamt festzustellen, dass für jedes einzelne Projekt kritisch zu prüfen ist, ob und zu welchem Zeitpunkt Repowering-Maßnahmen sinnvoll sind. Wichtige Aspekte sind hier der Gesamtzustand des Anlagenbestands (Aufwand für Wartung und Instandsetzung), die Finanzierungssituation, die Standorteignung (Windbedingungen, Möglichkeit für eine günstige Aufstellung moderner WEA-Typen am bisherigen Standort) und die Entwicklung der Vergütungszahlungen gemäß EEG.

Zu dem zuletzt genannten Punkt ist in diesem Zusammenhang anzumerken, dass entsprechend den Bestimmungen des EEG (§ 7 Abs. 2) im April 2004 erstmals eine Absenkung der erhöh-

ten Vergütung für Altanlagen erfolgt [EEG (2000)]. Für viele Betreiber der betroffenen Anlagen ist deshalb eine aktuelle wirtschaftliche Gesamtbewertung im Hinblick auf die Realisierung von Repowering-Maßnahmen zu treffen. Hohen Investitionen für die Neuerrichtung moderner WEA stehen dabei erhöhte Vergütungszahlungen bei höheren Energieerträgen gegenüber. Das oben erwähnte verstärkte Interesse an Repowering-Maßnahmen in Schleswig-Holstein ist wesentlich durch diese Neubewertung der wirtschaftlichen Situation angesichts der aktuell anstehenden Vergütungsabsenkung begründet.

Ergänzende Anmerkung: Im Rahmen der Novellierung des EEG wurde eine gesonderte Regelung getroffen, die einen Anreiz für das Repowering des bis Ende 1995 errichteten WEA-Bestands schaffen soll. Danach verlängert sich der Zeitraum für die erhöhte Vergütungszahlung für WEA, die im selben Landkreis alte Anlagen ersetzen und die installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöhen, um zwei Monate je 0,6 Prozent (statt der laut EEG üblichen 0,75 Prozent) des Referenzertrages, um den ihr Ertrag 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet [EEG-Novelle (2004)].

Nicht betrachtet wurde die wirtschaftliche Seite eines möglichen Repowering bezogen auf die durch die stetige Absenkung nach EEG erreichte Vergütung zum Zeitpunkt des Austausches. Es ist denkbar, dass unter den heute gültigen Vergütungsregelungen dann an windschwächeren Standorten kein wirtschaftlicher Betrieb mit Repowering-Anlagen möglich ist.

Grundsätzlich von Bedeutung für die Umsetzung von Repowering-Maßnahmen ist schließlich die Klärung der Frage, welche Verwendung sich für die Altanlagen finden lässt. Im Rahmen dieser Untersuchung ist es jedoch nicht möglich, perspektivisch eine Bewertung zur Entwicklung der Absatzmärkte für gebrauchte WEA vorzunehmen.

Betreiber von WEA an Standorten, die für ein Repowering nicht geeignet sind, werden bestrebt sein, ihre Anlagen solange wie möglich Instand zu halten und auch über die vorgesehene Lebensdauer der Anlage (in der Regel 20 Jahre) hinaus zu betreiben.

Abschließend sei für die langfristige Betrachtung angemerkt, dass aufgrund bestehender Infrastrukturbeschränkungen (max. passierbare Höhe/Breite von Brücken und sonstigen Bauwerken) von einer mittleren Anlagengröße von etwa 2,5 MW für Windenergieprojekte an Land auszugehen ist. Bestätigt wird diese Einschätzung auch z.B. von Seiten der Anlagenhersteller, die max. 4,3 m Turmdurchmesser und max. 40 m Blattlänge für den Straßentransport erwarten (Aussage von C. Hessel, GE Wind Energy, auf der Fachtagung „WindTech 2003“, in [Erneuerbare Energien (2004)]).

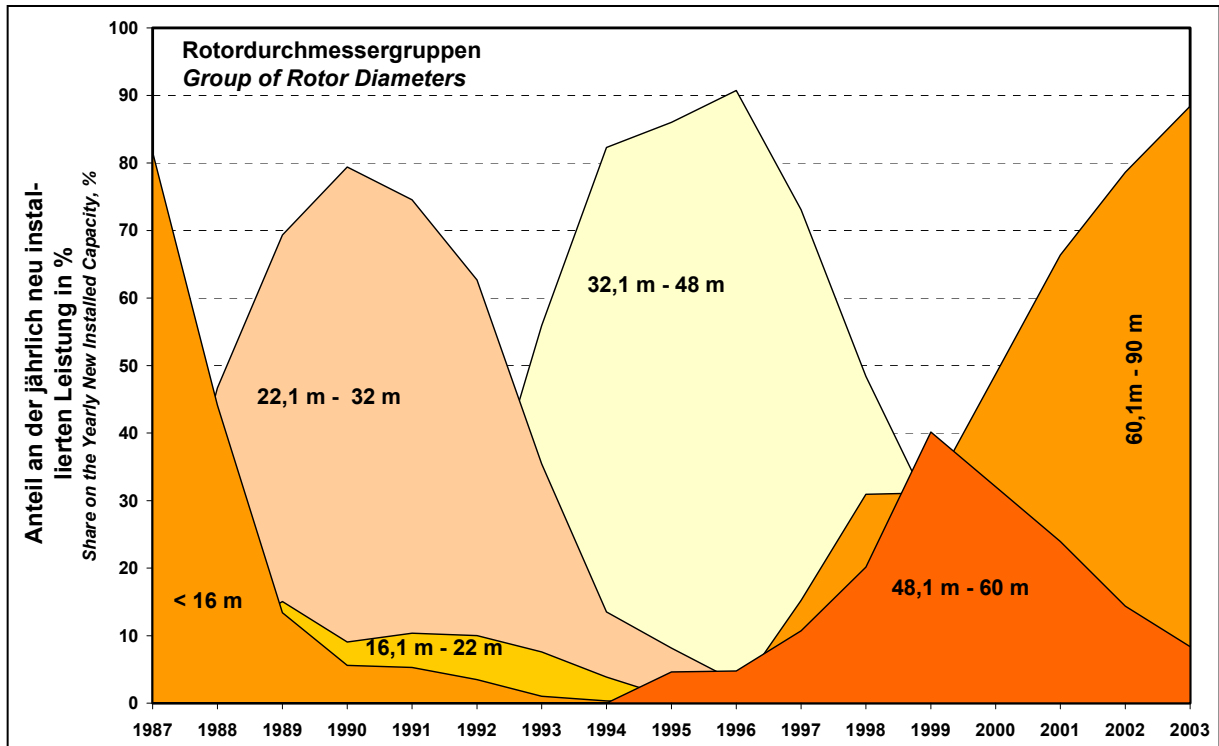
1.2 Entwicklung der Anlagentechnologie

1.2.1 Entwicklung in der Vergangenheit und aktueller Anlagenbestand

Das dynamische Wachstum der Windenergie in Deutschland seit Ende der 1980er-Jahre wurde begleitet von enormen Fortschritten in der Weiterentwicklung der Technologie. Offensichtlich wird dies im Anstieg der durchschnittlichen Leistung der neu errichteten WEA um etwa den Faktor acht innerhalb eines Jahrzehnts auf mehr als 1.500 kW im Jahr 2003. Die nachfolgende Abbildung 1-3 veranschaulicht die Entwicklung der Anlagengrößen und die zeitliche

Abfolge der verschiedenen Anlagengenerationen anhand der Entwicklung der Rotordurchmesser.

Abbildung 1-3: Anteile unterschiedlicher Anlagengrößen an der jährlich neu installierten Windenergieleistung [aus: DEWI (2004)]



Bis Mitte der 1990er Jahre war der Windenergieausbau in Deutschland eindeutig bestimmt durch die Installation von WEA, die auf dem „dänischen Konzept“ basierten. Kennzeichnend für dieses bewährte und einfache Anlagenkonzept sind Stall-Regelung (Leistungsbegrenzung durch Strömungsabriss), netzgekoppelter Asynchrongenerator und drehzahlstarrer Betrieb.

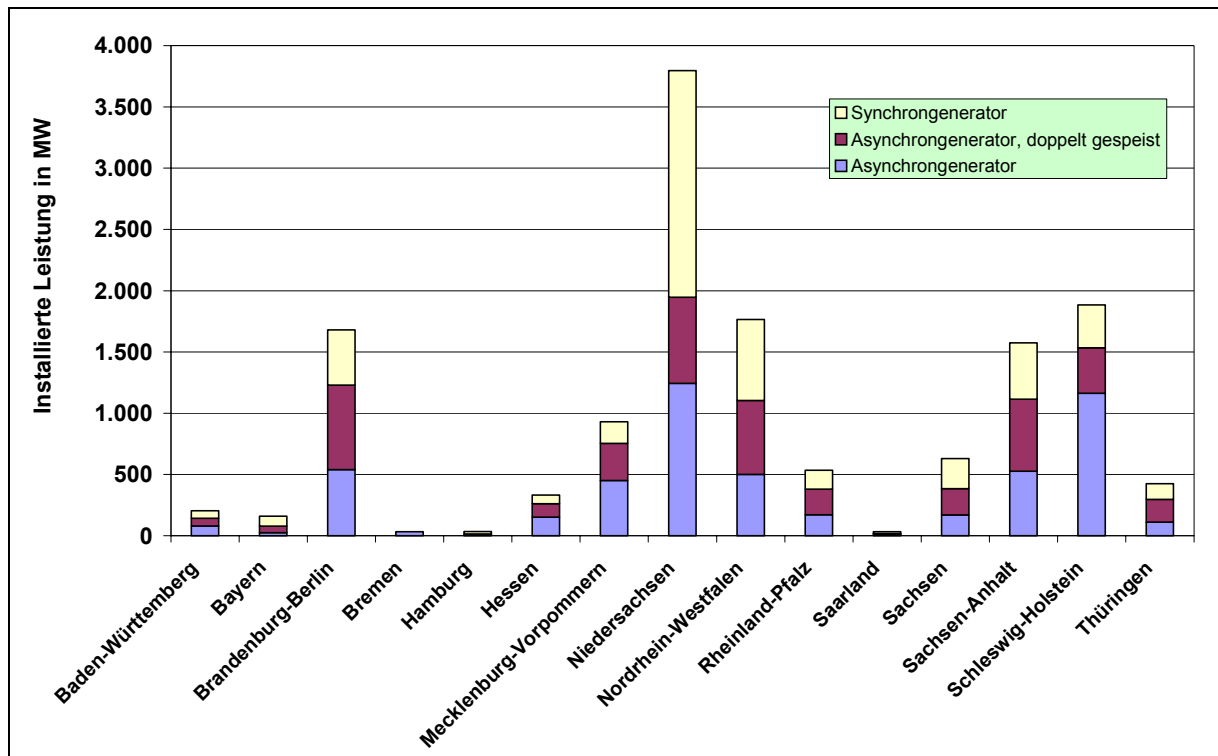
Mit zunehmendem Wachstum der Anlagengröße, deutlich ansteigenden Massen und Belastungen der WEA-Komponenten sowie höheren Ansprüchen der Energieversorger an die „Netzverträglichkeit“ der WEA erfolgte eine Weiterentwicklung der bisher eingesetzten Anlagenkonzeption.

Ein eigener Weg der Technologieentwicklung wurde dabei vom WEA-Hersteller Enercon eingeschlagen. Das Konzept einer getriebelosen drehzahlvariablen und pitch-geregeten WEA mit Synchrongenerator wurde auf dem deutschen Markt sehr erfolgreich vermarktet, so dass Enercon als marktführendes Unternehmen seine Anlagen (v.a. die Anlagentypen E-40 mit 500 kW und später 600 kW sowie E-66 mit zunächst 1,5 MW und später 1,8 MW) in einer hohen Stückzahl errichten konnte.

Als Modifikation bisheriger Anlagenkonzepte hat sich seit Ende der 90er-Jahre zunehmend der doppelt gespeiste Asynchrongenerator am Markt etabliert.

Abbildung 1-4 zeigt die regionale Verteilung der verschiedenen WEA-Generatortypen für den Anlagenbestand Ende 2003 im Überblick.

Abbildung 1-4: Verteilung verschiedener WEA-Generatortypen in den Bundesländern (Stand Ende 2003)



Zu Abbildung 1-4 ist zu erläutern, dass die regionalen Unterschiede in der Verbreitung der verschiedenen Generatorkonzepte nicht zuletzt durch die Hauptabsatzmärkte der WEA-Hersteller geprägt sind. So ist der hohe Anteil an Synchrongeneratoren in Niedersachsen auf die hohen Marktanteile der in Ostfriesland ansässigen Firma Enercon zurückzuführen. Auch in Nordrhein-Westfalen ist ein überdurchschnittlicher Anteil von Enercon-Anlagen vorhanden.

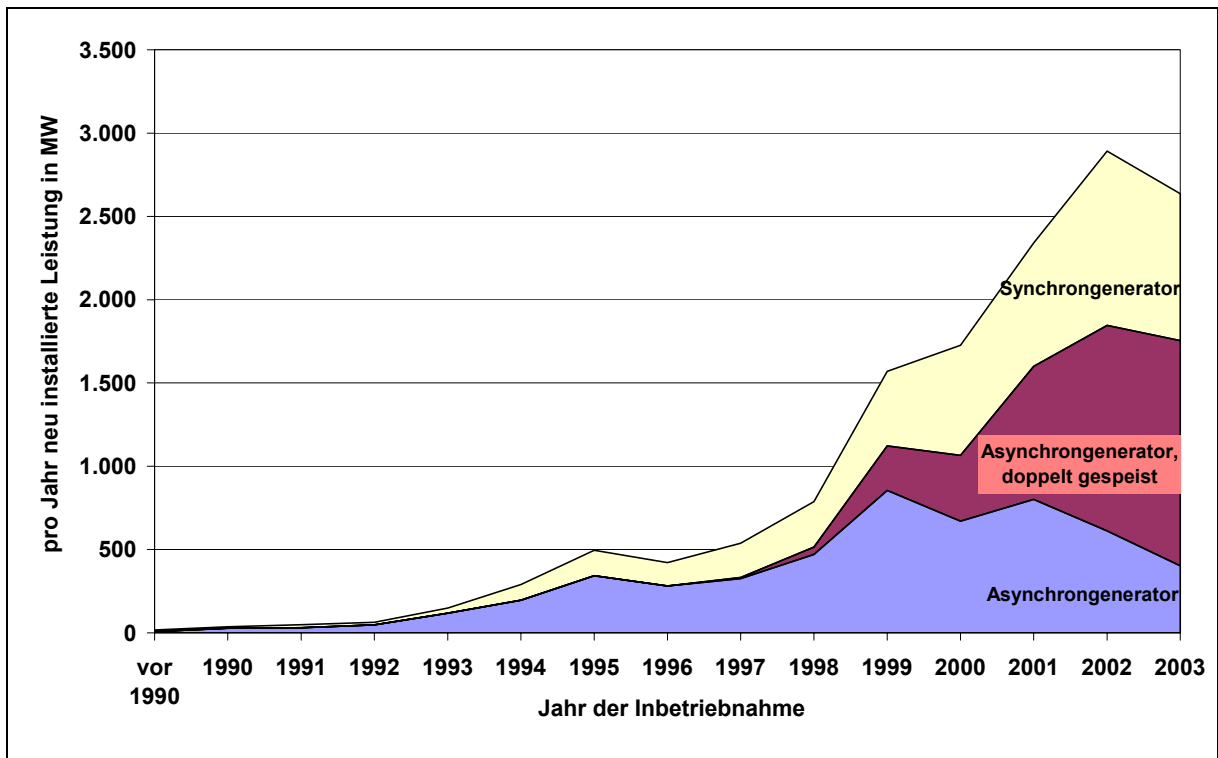
In Schleswig-Holstein ist der Anlagenbestand durch einen sehr hohen Anteil an Asynchrongeneratoren gekennzeichnet. Dies ist durch den frühzeitigen Ausbau der Windenergie (und dem anfangs verbreiteten Einsatz von Asynchrongeneratoren, s.o.) in den Küstenregionen des nördlichsten Bundeslandes zu erklären.

1.2.2 Perspektiven für die zukünftige Entwicklung der Anlagentechnik

Nicht zuletzt wegen der hohen Anforderungen der Netzbetreiber an die Qualität der Netzeinspeisung von WEA setzen die Anlagenhersteller bei der Weiterentwicklung ihrer Anlagenkonzepte verstärkt auf den Einsatz von doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren und Synchrongeneratoren.

Aus der nachfolgenden Abbildung 1-5 ist deutlich zu erkennen, dass mit dem wachsenden Marktanteil doppelt gespeister Asynchrongeneratoren auch die Bedeutung der Asynchrongeneratoren erheblich abgenommen hat.

Abbildung 1-5: Entwicklung des jährlichen Windenergiezuwachses in Deutschland nach WEA-Generatortypen



Es ist darüber hinaus festzustellen, dass für den Einsatz der heute am Markt nachgefragten WEA der MW-Klasse praktisch nur noch pitch-geregelte Anlagen von Interesse sind. Wie die folgende Übersicht zu den Marktanteilen verschiedener WEA-(Regelungs-)Konzepte zeigt, sind stall- und auch aktiv-stall-geregelte Anlagen inzwischen von untergeordneter Bedeutung.

Abbildung 1-6: Marktanteile verschiedener technischer WEA-Konzepte im Jahr 2003 [aus: DEWI (2004)]

Rotordurchmesser rotor diameter	25 - 45 m	45,1 - 64 m	64,1 - 80 m	> 80 m	Gesamtbestand 2003
getriebelos gearboxless	96	77	419	1	593
mit Getriebe gearbox	4	204	792	108	1108
Pitch pitch	96	185	1159	26	1466
Stall stall	4	58	31	0	93
Aktive-Stall active-stall	0	38	21	83	142
1 feste Drehzahl 1 fixed rotor speed	0	0	0	3	3
2 feste Drehzahlen 2 fixed rotor speeds	4	100	52	83	239
variable Drehzahl variable speed	96	181	1159	23	1459
Anzahl der WEA Number of the WT	100	281	1211	109	1701

Wie bereits in Kapitel 1.1.2.3 angemerkt, ist wegen der Baugrößen der WEA-Komponenten mittelfristig von einer mittleren WEA-Größe von 2,5 MW für Standorte an Land auszugehen.

Auf die Perspektiven der Entwicklung der Offshore-Windenergietechnik wird nachfolgend in Kapitel 1.3.2.1 näher eingegangen.

1.3 Offshore-Windenergie

1.3.1 Vorbemerkung

Der für deutsche Offshore-Windenergieprojekte nutzbare Bereich der Nord- und Ostsee liegt im Wesentlichen außerhalb der 12 Seemeilenzone. Mit Entfernungen zur Küste von in der Regel mehr als 30 km und Wassertiefen ab 30 m sind deutsche Projekte in ihrer technischen Herausforderung nicht mit bisher realisierten Offshore-Projekten anderer Staaten in Nord- und Ostsee vergleichbar. Diese liegen näher zur Küste und in deutlich flacherem Wasser. Dennoch sind in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 40 GW in der Planung, deren Verwirklichung ansteht. Nach den Erwartungen der Bundesregierung werden jedoch nur Offshore-Windparks in einem Umfang von ca. 25 bis 30 GW bis zum Jahr 2030 zur Stromerzeugung beitragen. Ein Teil der angemeldeten Projekte wird demnach nicht realisiert werden können.

Im Zeithorizont der Studie, der eine Abschätzung der Entwicklung bis zum Jahr 2020 vorsieht, ergibt sich damit die Schwierigkeit, welche der Projekte zu welcher Zeit verwirklicht werden könnten. Dabei ist eine möglichst wirklichkeitsnahe zeitliche und räumliche Entwicklung abzuschätzen, damit die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in einem an das Szenario angepassten Umfang geplant werden können. Erfahrungen aus dem Onshore-Bereich werden kaum weiterhelfen, da bei der Windenergienutzung auf dem Meer viele völlig neue Aspekte im Bereich Technik, Genehmigung, Netzanschluss und Umwelt zu lösen sind, die bei der Entwicklung der Windenergienutzung an Land nicht relevant waren.

Die Abschätzung des zeitlichen und räumlichen Szenarios der Offshore-Entwicklung wird durch viele Faktoren beeinflusst werden. Dabei handelt es sich um "weiche" Einflussgrößen, die nicht an konkreten Zahlen festzumachen sind und die auch nicht von Wunschvorstellungen geleitet werden sollten. Es gilt daher in erster Linie Trends zu erkennen, wie sich bestimmte Faktoren zeitlich ändern könnten und zu versuchen daraus ein Gesamtszenario zu entwickeln.

1.3.2 Einflüsse auf die Offshore-Entwicklung

Mit einer kurzen Erläuterung sollen in diesem Kapitel die denkbaren Einflüsse auf die Offshore-Entwicklung angesprochen und charakterisiert werden. Die Reihenfolge der Nennung ist willkürlich und gibt keinen Hinweis darauf, wie wichtig oder unwichtig der Einfluss für die künftige Entwicklung der Offshore-Windenergie sein könnte. Ziel ist es, eine Kausalkette von Einflussfaktoren und deren Wirkung zu erstellen, die es erlaubt, das Szenario zu entwickeln und es durchschaubar zu machen. Korrekturen am Szenario sind damit leichter vorzunehmen, da sie sich dann auf die Änderung und den Einfluss von Einzelannahmen abstützen können.

1.3.2.1 Technische Entwicklung der Windturbine

Für die Realisierung der vor der deutschen Küste geplanten Offshore-Windparks ist die Gründung in Wassertiefen von z.T. mehr als 40 m und die Netzanbindung über oft mehr als 100

km erforderlich, zudem ist u.a. ein enormer Aufwand bei Wartungsmaßnahmen gegeben. Dieser außergewöhnliche Aufwand ist nur bei Vorhaben mit sehr vielen Anlagen und einer hohen Gesamtleistung – bzw. wenn möglichst geringe spezifische Kosten und hohe Energieerträge erreicht werden können – wirtschaftlich darstellbar. Die Projektierer von Offshore-Windparks sind dementsprechend bestrebt, die maximal genehmigungs- und realisierungsfähigen Projektgrößen (häufig 80 WEA mit je 5 MW-Nennleistung) zu errichten.

Die Realisierung der geplanten Vorhaben bedeutet eine große Herausforderung für die Weiterentwicklung der Technologie und den Aufbau der erforderlichen Produktions-, Transport- und Montagekapazitäten. Dabei gilt es, das Know-how im Bereich der Windenergie mit den Erfahrungen aus der Offshore-Technologie zusammen zu führen, um kostengünstige Lösungen zu entwickeln.

Wie die in Tabelle 1-5 dargestellte Übersicht zu bereits realisierten Offshore-Windparks verdeutlicht, sind bisher praktisch keine mit den deutschen Planungen vergleichbaren Projekte in Betrieb. Erfahrungen aus dem Betrieb von Offshore-Windparks liegen überwiegend für WEA mit bis zu 2 MW Nennleistung bei einer Küstenentfernung bis 10 km und Wassertiefen unter 20 m vor.

Tabelle 1-5: Übersicht zu den bereits realisierten Offshore-Windparks (Stand: 31.12.2003)

Windpark	Inbetriebnahme	Leistung [MW]	WEA-Typ	WEA [kW]	NH [m]	WT [m]	Standort
<i>Nogersund (außer Betrieb)</i>	S, 1990	0,22	1 WindWorld W-2500/220 kW	220	37,5	6	Ostsee - 350 m vor der Südküste
Vindeby	DK, 1991	4,95	11 Bonus 450 kW/37	450	35	2,5-5	Ostsee - 1,5-3 km nördlich der Insel Lolland
Lely	NL, 1994	2,00	4 Nedwind 40/500	500	40	4-5	Ijsselmeer - 1 km vor dem Deich, östlich von Medemblik
Tunø Knob	DK, 1995	5,00	10 Vestas V39/500 kW	500	40,5	3-5	Ostsee - 6 km vor der Ostküste Jütlands
"Irene Vorrink", Dronten	NL, 1996/97	16,80	28 Nordtank NTK 600/43	600	50	1-2	Ijsselmeer - direkt vor dem Deich, nordöstlich von Lelystad
Bockstigen	S, 1997	2,75	5 WindWorld W-3700/500 kW	500	40	7	Ostsee - 6 km südlich von Burgsvik, südliches Gotland
Blyth	GB, 2000	4,00	2 Vestas V80/2,0 MW	2.000	58	5-11	Nordsee - 1 km vor der Ostküste Nordenglands, bei Newcastle
Utgrunden	S, 2000	10,50	7 Enron Wind 1.5s Offshore	1.500	65	7-10	Ostsee - 12,5 km vor der Küste, Kalmarsund, zwischen Festland und der Insel Öland
Middelgrunden	DK, 2001	40,00	20 Bonus 2 MW/76	2.000	64	3-5	Ostsee - 2 km vor Kopenhagen, Øresund zwischen Dänemark und Schweden
Yttre Steengrund	S, 2001	10,00	5 NEG Micon NM 72/2000	2.000	60	8-12	Ostsee - 5 km vor der Küste, Kalmarsund, zwischen Festland und der Insel Öland
Horns Rev	DK, 2002	160,00	80 Vestas V80/2,0 MW	2.000	70	6,5-13,5	Nordsee - 14-20 km vor der Westküste, bei Esbjerg
"Paludans Flak", Samsø	DK, 2003	23,00	10 Bonus 2,3 MW/82	2.300	61,2	11-18	Ostsee - 3,5 km südlich der Insel Samsø, zwischen Jütland und der Hauptinsel Seeland
Frederikshavn	DK, 2003	10,60	4 2 Vestas V90, 1 Nordex N-90, 1 Bonus 2,3 MW/82	2.300 / 3.000	k.A.	k.A.	Ostsee - direkt in Hafennähe bei Frederikshavn, Nordspitze Jütlands
"Nysted-Havmøllen-Park" (Rødsand)	DK, 2003	158,40	72 Bonus 2,3 MW/82 (Leistung reduziert auf 2,2 MW)	2.200	70	6-9,5	Ostsee - 10 km südlich von Nysted, Lolland, 11 km westlich von Gedser
North Hoyle	Wales, 2003	60,00	30 Vestas V80/2,0 MW	2.000	67	12	Nordsee - 7 km vor der Nordküste von Wales, zwischen Prestatyn and Rhyl
Arklow Bank	Irland, 2003	25,20	7 GE Wind Energy 3.6s offshore	3.600	73,5	5-25	Nordsee - 10 km vor Ostküste Irland bei Arklow (Ausbauplanung: 200 WEA mit 520 MW)
533,20 MW Gesamtleistung Offshore							(NH= Nabenhöhe, W=Wassertiefe)

Mit der Realisierung des dänischen Offshore-Windparks „Horns Rev“ (80 WEA in 14-20 km Entfernung von der Küste) sowie des im Herbst 2003 errichteten „Arklow Bank“-Windparks vor der Ostküste Irlands (WEA mit über 3 MW Nennleistung in Wassertiefen bis 25 m) wurde jedoch eine weitere Entwicklungsstufe im Bereich der Offshore-Windenergienutzung erreicht.

Dabei muss das Arklow-Bank-Projekt als Pilotvorhaben mit Erprobungscharakter für den Einsatz der 3,6 MW-Offshore-WEA von GE Wind Energy bezeichnet werden.

Derzeit sind einige der führenden Windturbinen-Hersteller mit der Entwicklung einer neuen WEA-Generation befasst, um der am Markt bestehenden Nachfrage nach einer Anlagentechnologie für die geplanten Offshore-Windparks nachzukommen.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den in der Entwicklung befindlichen Anlagentypen mit einer Nennleistung ab 3 MW, die z.T. bereits als Prototypen in Betrieb sind.

Tabelle 1-6: Übersicht zu den neu entwickelten WEA mit einer Nennleistung ab 3 MW

WEA-Typ	Nennleistung	Rotor-Durchmesser	Generator	spez. Turmkopfmasse ¹⁾	Prototyp seit bzw. geplant
Vestas V90- 3,0 MW	3,0 MW	90 m	asynchron, doppelt gespeist 4-polig mit Schleifringläufer	17 kg / m ²	07 / 2002
GE Wind Energy 3.6s offshore	3,6 MW	104 m	asynchron, doppelt gespeist 4-polig mit Schleifringläufer	32 kg / m ²	06 / 2002
NEG Micon NM 110/4200	4,2 MW	110 m	asynchron, doppelt gespeist	23 kg / m ²	10 / 2003
Enercon E-112 ²⁾	4,5 MW	114 m	synchron, Enercon Ringgenerator	49 kg / m ²	08 / 2002
Multibrid	5,0 MW	116 m	synchron, permanent erregt	27 kg / m ²	2004
REpower 5 M	5,0 MW	126,5 m	asynchron, doppelt gespeist 6-polig mit Schleifringläufer	28 kg / m ²	2004

[Quelle: Herstellerangaben]

¹⁾ spezifische Turmkopfmasse = Masse von Gondel und Rotor (mit Nabe) bezogen auf die Rotorkreisfläche

²⁾ Enercon E-112: getriebelose Anlage

Alle in der Übersicht dargestellten WEA sind pitch-geregelt und drehzahlvariabel.

Für folgende von den Herstellern angekündigte Neuentwicklungen ab 3 MW liegen keine näheren Informationen vor:

Bonus / AN Windenergie: 3,5 MW, DeWind: 3,5 MW sowie Nordex: 3,5 / 5 MW

Mit einer Nennleistung von 4,5 MW ist der Anlagenhersteller Enercon derzeit führend in der Anlagengröße, äußert sich aber bezüglich einer Offshore-Anwendung der Enercon E-112, zumindest zur Zeit, sehr zurückhaltend. Mit einem Prototypen von 5 MW haben die Firmen Multibrid und REpower Systems Ende 2004 jeweils eine für den Offshore-Einsatz vorgesehene WEA errichtet. Weitere Firmen werden diesem Beispiel folgen (GE Wind Energy und Vestas), allerdings gibt es auch Firmen, die die Entwicklung dieser Anlagengröße neuerdings aus wirtschaftlichen Überlegungen (hohes Risiko) zurückstellen (DeWind und Nordex).

Vielfach scheint übersehen zu werden, dass es sich bei den 5 MW-Windturbinen um eine außerordentliche technische Herausforderung handelt. Der Entwicklungsschritt ist weit größer, als der von 500 kW auf 1500 kW, der genügend Probleme aufgeworfen hat. Mit WEA von 100 m bis 130 m Rotordurchmesser wird eine neue Größenklasse mit all ihren dynamischen Problemen erreicht, die eine genaue Kenntnis der Belastungen und Reaktionen voraussetzt. Der Schritt von 2,5 MW nach 5 MW ist daher nicht einfach nur eine Verdoppelung der Leistung sondern der Schritt in Neuland. Zwar sind die technischen Probleme lösbar, aber man

muss diesen WEA auch die Zeit zur Reife lassen, da sich nur beim Betrieb von mehreren Exemplaren die ganze Bandbreite der möglichen Probleme zeigen wird.

Mit der Enercon E-112 ist eine WEA mit einer für den Offshore-Einsatz erforderlichen Größe im Entwicklungsgrad relativ weit fortgeschritten und Ende 2004 mit vier Exemplaren, darunter eine Nearshore-Anlage, im Betrieb. Die Zurückhaltung der Firma Enercon, die erst mit einer genügenden Anzahl des Anlagentyps an Land über mehrere Jahre Erfahrungen sammeln will, lässt vermuten, dass diese WEA für einen eventuellen Offshore-Einsatz nicht vor 2006 zur Verfügung stehen wird. Dies insbesondere unter dem Aspekt, in neu errichteten E-112 schon die Erfahrungen der Vorgänger umzusetzen.

REpower Systems erwartet von seiner 5 MW-WEA die Serienreife für 2006, ein ehrgeiziges Ziel, das nur bei problemloser Umsetzung der 5 MW-Entwicklung zu erreichen ist. Zumindest werden im Jahr 2006 nur wenige Anlagen des Typs REpower 5 M in Betrieb sein, vielleicht zu wenig Erfahrung für die Versicherungswirtschaft und die Banken, um dann schon entsprechende Risiko- und Finanzdeckungen zu geben.

Andere Hersteller sind in der Anlagenentwicklung zeitlich allenfalls soweit fortgeschritten wie REpower Systems. Dies gilt auch für GE Wind Energy, wo zwar Erfahrungen mit der 3,6 MW-Anlage gesammelt werden, aber eine 5 MW-WEA z.Z. nicht in Betrieb ist. Auch in diesem Fall wird sich ein Einsatz im wirklich kommerziellen Offshore-Betrieb nicht vor 2007 realisieren lassen.

Pfleiderer hat sich von seinem Geschäftsbereich Offshore-Windenergie getrennt. Sowohl die mit der Multibrid-Technologie verbundenen Lizenzen, Patente und Namensrechte als auch die Ende 2004 errichtete 5 MW-Pilotanlage in Bremerhaven wurden an den Projektentwickler Prokon Nord aus Leer veräußert [Boxer-Infodienst (2003)]. Derzeit ist nicht abzusehen, welche Auswirkungen sich für die Weiterentwicklung der Anlagentechnologie ergeben. Gleiches gilt auch für die Übernahme von NEG Micon durch Vestas. Die Produktpalette der beiden dänischen WEA-Hersteller umfasste bisher jeweils eigenständige Entwicklungen für die Offshore-Technologie mit 3 bzw. 4,2 MW Nennleistung [Neue Energie (2004b)].

Aus den oben genannten Überlegungen ergibt sich aus Sicht des DEWI der kommerzielle Einsatz von 5 MW-WEA frühestens ab 2007. Vorher werden allenfalls einzelne Pilotprojekte zum Nachweis der Zuverlässigkeit begonnen werden. Zumindest ist ausgeschlossen, dass mit der Serienreife in 2007 ein sprunghafter Anstieg auf Nennkapazität in der Fertigung bei den Herstellern stattfinden wird, selbst wenn ansonsten alle anderen negativen Einflüsse auf die Projektdurchführung beseitigt wären.

1.3.2.2 WEA-Fertigungskapazitäten

Die erwarteten großen WEA für den Offshore-Einsatz sind in der Leistung rund doppelt so groß wie die heute größten Serienanlagen. Für die Fertigung bedeutet dies, dass Bauteile erheblich größere geometrische Abmessungen haben und deutlich höhere Massen bewegt werden müssen. Die etwa 35% längeren Rotorblätter (55 m) sind dann beispielsweise nicht nur im Durchschnitt 15 m länger, sondern weisen auch eine über doppelt so hohe Masse auf. Für den Hersteller bedeutet dies, dass die vorhandenen Fertigungseinrichtungen in der Regel nicht

ausreichend dimensioniert sein dürften und für eine wirkliche Serienfertigung erst ausgebaut werden müssten. Unter Berücksichtigung der zahlreichen Unsicherheiten über den erreichbaren eigenen Anteil am Markt und vor allem über den wirklichen Beginn der Offshore-Nachfrage, muss davon ausgegangen werden, dass ein Ausbau der Fertigungskapazitäten schrittweise und im zeitlichen Nachlauf mit den abgeschlossenen Lieferaufträgen geschehen wird. Dies vor allem auch wegen der hohen erforderlichen Investitionen, die durch einen entsprechenden Marktanteil abgesichert werden müssen.

Wie bei der Entwicklung der Windenergie an Land während der letzten 14 Jahre wird ein schneller Ausbau der Offshore-Windenergie nicht daran scheitern, dass die Industrie die erforderliche Anzahl WEA nicht liefern könnte. Im Jahr 1990 wurde bezweifelt, dass die in einer Prognose für 2005 [Molly, J.P. (1990)] vorhergesagten rund 5.100 MW installierte Windenergieleistung (nur alte Bundesrepublik, umgerechnet auf die heutige BRD rund 7.500 MW) nicht erreichbar wäre, da die Industrie nicht in der Lage sein würde, die erforderliche Anzahl von Anlagen zu fertigen. Die Realität hat diese Prognose weit übertroffen. Mit den Ende 2003 installierten 14.609 MW wurde in einem zwei Jahre kürzeren Zeitraum doppelt soviel an Leistung aufgebaut. Der Ausbau von Industriekapazitäten richtet sich demnach in erster Linie nach der Attraktivität des Marktes, der für die Onshore-Windenergieentwicklung durch das positive politische/gesellschaftliche Umfeld geprägt wurde.

Ähnlich kann für den Offshore-Markt argumentiert werden. Stimmen die Randbedingungen, so ist eine vergleichbare Nachfrageentwicklung und damit ein entsprechender Ausbau der Fertigungskapazitäten zu erwarten, wie er onshore in Deutschland stattfand. Die Industrie wird die Fertigungskapazität bei positiven Randbedingungen und steigender Nachfrage nach und nach steigern und in der Lage sein, den Bedarf zu befriedigen. Wie in solchen Fällen normal, werden die in einem Wachstumsmarkt hinterher hinkenden Fertigungskapazitäten längere Lieferzeiten bewirken und damit ebenfalls zu einer kontinuierlich fortschreitenden Entwicklung beitragen. Es ist nicht anzunehmen, dass sprunghafte Nachfragesteigerungen, beispielsweise durch viele gleichzeitig zum Bau anstehende Projekte, durch eine ebenso sprunghafte Ausweitung der Fertigungsfähigkeiten befriedigt werden könnten.

1.3.2.3 Genehmigungsverfahren und technische Projektentwicklung

Für die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks ist eine Genehmigung erforderlich. Zuständige Genehmigungsbehörde für Projekte, die seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres in der sog. Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) geplant sind, ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg. Im Küsten nahen Bereich, innerhalb der 12 Seemeilen(sm)-Zone, ist die Genehmigung durch die Behörden des jeweiligen Bundeslandes einzuholen.

1.3.2.3.1 Genehmigungsverfahren für Projekte in der AWZ

Für Windparks in der AWZ ist eine Genehmigung gemäß Seeanlagen-Verordnung (SeeAnlV) erforderlich. Nach den Bestimmungen der SeeAnlV ist die Genehmigung zu erteilen, wenn keine Versagensgründe vorliegen. Gemäß SeeAnlV stellen die Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und die Gefährdung der Meeresumwelt entsprechende

Versagensgründe dar. Die vom BSH erteilte Genehmigung umfasst die Errichtung, den Betrieb und die wesentliche Änderung der Anlagen oder ihres Betriebes [SeeAnIV (1997)].

Das Genehmigungsverfahren nach der aktuellen SeeAnIV basiert auf dem „Prioritätsprinzip“, wonach zuerst über denjenigen Antrag entschieden wird, der auch zuerst die Voraussetzungen für eine Genehmigung erfüllt.

Nach dem formalen Einreichen der Antragsunterlagen beim BSH erfolgt nach einer Vorprüfung die Beteiligung der „Träger öffentlicher Belange“ und die öffentliche Auslegung der Antragsunterlagen. Der Vorhabenträger hat die erforderlichen Unterlagen zu erstellen, die im Rahmen einer Antragskonferenz gemeinsam mit den wichtigsten Beteiligten abgestimmt werden. Vom BSH wurde hierzu ein „Standarduntersuchungskonzept“ entwickelt, bei dem die Risikoanalyse (Schiffssicherheit) sowie die Umweltverträglichkeitsstudie (UVS) von zentraler Bedeutung sind.

Für die Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung im Bereich des Planungsgebiets sind zwei Untersuchungsjahre vorgesehen. Nach Vorlage von Risikoanalyse und UVS werden die hierzu eingereichten Stellungnahmen im Rahmen eines Erörterungstermins behandelt.

Das Verfahren wird mit der Erteilung der Genehmigung durch das BSH unter (projektspezifischen) Auflagen und mit der Zustimmung der Wasser- und Schifffahrtsdirektion (WSD) abgeschlossen. Die erteilte Genehmigung erlischt, wenn nicht innerhalb von 30 Monaten nach Genehmigung mit den Bauarbeiten für die Installation der Anlagen begonnen wurde. Die Genehmigung wird auf 25 Jahre befristet.

Genehmigungsfähig sind nach Aussagen des BSH derzeit nur Pilotphasen mit max. 80 WEA. Für die bei vielen Projekten vorgesehenen Ausbaupläne ist ein neues Genehmigungsverfahren erforderlich. Dabei kommt den Erfahrungen, die durch den Betrieb der Pilotphase gewonnen werden (Auswirkungen auf die Meeresumwelt u.ä.), eine besondere Bedeutung zu.

Auf Basis der vorliegenden Erfahrungen ist derzeit nach dem Einreichen von UVS und Risikoanalyse mit einem Zeitraum von etwa 12 Monaten bis zur Erteilung der Genehmigung durch das BSH zu rechnen. Vom Beginn der Untersuchungen am Standort bis zur Erteilung der Baugenehmigung werden somit etwa drei Jahre vergehen.

1.3.2.3.2 Genehmigungsverfahren für Projekte in der 12 sm-Zone

Offshore-Windparks in der 12-Seemeilenzone sind raumbedeutsame Vorhaben, für die ein Raumordnungsverfahren (ROV) nach den jeweiligen landesspezifischen Bestimmungen durchzuführen ist.

Das ROV weist in wichtigen Punkten Parallelen zum BSH-Genehmigungsverfahren auf. Auch beim ROV findet zunächst eine Antragskonferenz statt, um die vom Vorhabenträger zu erstellenden Unterlagen für das geplante Bauvorhaben abzustimmen. Von zentraler Bedeutung sind dabei eine Raumverträglichkeitsstudie sowie eine Umweltverträglichkeitsstudie. Im Rahmen des ROV haben die Verfahrensbeteiligten die Gelegenheit zur Stellungnahme, zudem finden eine Anhörung der Öffentlichkeit sowie ein Erörterungstermin statt. Der Abschluss des ROV erfolgt durch die sog. Landesplanerische Feststellung.

Im Anschluss an das ROV folgt das eigentliche Baugenehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Im Rahmen des BImSchG-Verfahrens sind u.a. umfangreiche Baugrunduntersuchungen erforderlich, um den Nachweis der Standsicherheit der Anlagen zu erbringen.

1.3.2.3.3 Genehmigung der Kabeltrasse zur Netzanbindung

Die Erteilung der Baugenehmigung durch das BSH bzw. die zuständigen Landesbehörden ist zwar ein wichtiger Bestandteil aber nicht alleine ausschlaggebend für den Bau. Benötigt wird noch die Genehmigung für die Kabeltrasse zur Netzanbindung des Offshore-Windparks. Hier bestehen in der Regel verschiedene behördliche Zuständigkeiten auf See und im küstennahen Bereich, deshalb sind zumeist auch mehrere Genehmigungen für die jeweiligen Teilabschnitte der Kabeltrasse erforderlich.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass eine übergeordnete Koordination der Trassenplanungen für verschiedene Windparkprojekte im betreffenden Seegebiet nötig ist, um die Zahl der insgesamt erforderlichen Kabeltrassen für die Offshore-Windenergienutzung gering zu halten. Dabei ist u.a. zu beachten, dass zumeist eine Querung der ökologisch hoch sensiblen Nationalparkgebiete im Küstenbereich (Wattenmeer in der Nordsee und Boddenlandschaften in der Ostsee) unvermeidlich ist.

Zu beachten ist schließlich auch, dass die Zusage für eine Einspeisemöglichkeit durch den zuständigen Netzbetreiber erst erteilt wird, wenn alle erforderlichen Genehmigungen (für den Windpark und alle Kabeltrassenabschnitte) vorliegen. Es ist deshalb nicht auszuschließen, dass aufgrund von zeitlichen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren eine Netzeinspeisemöglichkeit am ursprünglich geplanten Anschlusspunkt nicht mehr gegeben ist, so dass die Planung und Genehmigung einer neuen Trasse erforderlich wird.

Insbesondere wegen der betroffenen Naturschutzbelange kann es zu zeitraubenden Verfahren bzw. auch zu gerichtlichen Auseinandersetzungen kommen, die jegliche zeitliche Planung in Frage stellen. Zudem bestehen weitere Konfliktpotenziale im küstennahen Bereich, wie z.B. reale oder befürchtete Akzeptanzprobleme in wichtigen Tourismusregionen sowie Nutzungskonflikte in den für die Küstenfischerei genutzten Seegebieten und befürchtete Gefährdungen für die Schiffssicherheit. Und letztlich kann auch die Fortführung der Trasse bis zum Netzeinspeisepunkt an Land zeitaufwändig werden, da viele Einzelinteressen abzuklären und zu befriedigen sind.

Nicht zu vergessen ist der zeitliche Aufwand für die Sicherstellung der Projektfinanzierung, die zwar parallel laufen kann, aber immer in engem Zusammenhang mit dem Fortschritt der technischen Projektentwicklung zu sehen ist, die erst einige Fragen zur Wirtschaftlichkeit beantworten wird. Diese Zusammenhänge können durchaus zu einer Verzögerung führen. Der zeitliche Aufwand für die Zusammenstellung der Projektfinanzierung bei solchen Großprojekten wird mit 1,5 bis 2 Jahren gesehen, so dass die oben genannten Zeiträume als Minimalgrößen einzustufen sind.

1.3.2.4 Bau der Offshore-Windparks

Bisher ist die technische Projektentwicklung nicht soweit fortgeschritten, dass der zeitliche Ablauf des Aufbaus eines Windparks in seinen Einzelheiten vollständig bekannt wäre. Auch ist damit letztlich nicht geklärt, wo ein weniger aufwändig zu setzender Monopile als Fundament eingesetzt werden kann und wo man um eine Tripod-Gründung nicht herumkommt. Abhängig ist dies nicht nur von der Wassertiefe, sondern auch von der Beschaffenheit des Untergrunds. Ein aus einem Tripod bestehendes Fundament ist auf jeden Fall aufwändiger und zeitintensiver herzustellen, zu transportieren und am Standort zu setzen als ein Monopile.

Damit bleibt unsicher, ob im deutschen küstenfernen Bereich, wie er durch die AWZ gegeben ist, Fundament und Aufbau der Windturbine in einem Jahr bewerkstelligt werden können, so wie es beim dänischen Offshore-Windpark „Horns Rev“ mit 80 WEA in 14-20 km Küstenentfernung der Fall war, oder ob es notwendig sein wird, Fundamentbau und Errichtung der WEA über zwei Jahre anzusetzen.

Mit angenommenen 120 Tagen nutzbarer Aufbauzeit während der windärmeren Sommerzeit ist es erforderlich, die Komponenten vorzufertigen und hafennah zu lagern, um beim Aufbau keine zusätzliche Zeit durch Onshore-Transporte zu verlieren. Dies bedeutet die Notwendigkeit der Fertigstellung eines Großteils der Komponenten vor dem eigentlichen Aufbau und eine Konzentration der Seetransport- und Krankapazitäten, die wiederum zu einem Engpass in den Häfen führen können. Engpässe könnten insbesondere dann auftreten, wenn eine „just-in-time“-Fertigung und Lieferung möglich sein sollte, durch die sich andererseits aber auch Lagerflächen einsparen lassen.

Der erforderliche Zeitraum für den Aufbau eines küstenfernen Windparks mit 80 WEA und der wahrscheinlich notwendigen Verwendung eines Tripod ist daher eher über zwei Sommerperioden zu sehen, zumindest für einen Teil der Vorhaben. Projektrealisierungen, die heute für 2007 erwartet werden, könnten damit in einigen Fällen auch in das Jahr 2008 fallen.

1.3.2.5 Hafenskapazitäten

Die Schnelligkeit der Installation eines Offshore-Windparks wird auch durch die verfügbaren Hafenskapazitäten bestimmt werden. Hafenanlagen weisen bestimmte Flächenbelastbarkeiten, Kranverfügbarkeiten, Kailängen und Lagerflächen auf, über die die WEA-Einzelteile verladen werden müssen. Nur Teile der vorhandenen Infrastruktur werden verfügbar gemacht werden können, da die Häfen durch ihr normales Umschlaggeschäft zumindest teilausgelastet sind.

Ohne Nachweis der real verfügbaren Hafeninfrastruktur kann gesagt werden, dass die vorhandenen Strukturen für die konzentrierte Verladung in den 120 windschwachen Tagen eines Jahres nicht ausreichen werden, sollen bis 2020 insgesamt 20 GW Windenergieleistung auf dem Meer installiert werden. Wird angenommen, dass diese Leistung von 2007 bis 2020 über die Jahre gleichverteilt installiert wird, so ergäbe dies pro Tag 2 bis 3 WEA zum Verladen, Transportieren und Aufstellen. Wird von einer exponentiellen Entwicklung ausgegangen, so wird in den Schlussjahren mit einer erheblich höheren Tagesaufstellung gerechnet werden müssen, die einen kräftigen Ausbau der Hafenskapazitäten erfordern würde.

Das Verhalten der Politik zeigt, dass diese nicht bereit ist, zumindest zum jetzigen Zeitpunkt nicht, vorab größere Summen in ein nicht gesichertes Offshore-Zeitalter zu investieren. Grund hierfür ist nicht nur die z. Z. herrschende Mittelknappheit, sondern auch die Befürchtung, eine Investition zu tätigen, die vielleicht in dem geplanten Umfang nicht erforderlich sein könnte. Damit steht die erforderliche Hafeninfrastruktur mit großer Wahrscheinlichkeit nicht zeitgleich mit der Nachfrage zur Verfügung, d.h., zeitliche Verzögerungen in der Errichtung der Offshore-Windparks sind einzukalkulieren.

1.3.2.6 Transportkapazitäten

Die einzelnen Bestandteile einer Offshore-WEA müssen transportiert und vor Ort zusammengesetzt werden. Dies setzt schwimmende Transport- und Krankapazitäten voraus, die im 5 MW-WEA Größenmaßstab zur Zeit nicht im erforderlichen Umfang vorhanden sein dürften, um die geplanten 20 GW bis zum Jahr 2020 errichten zu können.

Rotorblätter erreichen mit 50 bis 60 m Länge Ausmaße, die einen langen Straßentransport ausschließen, sollten sie nicht geteilt werden (nicht nur in der Länge, sondern auch in der Blatttiefe, die 5 m im Flanschbereich betragen kann). Eine Fertigung in Hafennähe, auch anderer WEA-Großkomponenten, scheint daher unumgänglich, wobei es sich um einen Seehafen handeln sollte, da ein Binnenschiff nicht hochseegeeignet ist und deshalb im Seehafen die Fracht umladen müsste.

Vom Aufbau des 160 MW-Offshore-Windparks „Nysted“ in Dänemark wird berichtet, dass der Transport und die Errichtung mit einem kombinierten Transport-Kran-Schiff vorgenommen wurde, auf dem 4 komplette WEA der 2,3 MW Größe untergebracht werden konnte [WPM (2003)]. Die durchschnittliche Errichtungszeit für eine WEA lag bei 8-10 Stunden (ohne Fundamenterrichtung). Für Installation und Inbetriebnahme sind der selben Quelle zu Folge im Durchschnitt 10 Tage pro WEA erforderlich.

Die heutige Situation der Transport- und Krankapazitäten setzt voraus, dass sich die Verfügbarkeit mit der Nachfrage entwickeln muss. Eine Vorinvestition in eine ungewisse Nachfrage ist kaum zu erwarten, weshalb die Kapazitäten der Entwicklung eher hinterherhinken werden, d.h. Verzögerungen in der Offshore-Entwicklung könnten hierdurch auftreten. Ähnliches gilt für die Errichtung hafennaher Fertigungsanlagen durch die Industrie, die diesen Schritt erst vornehmen wird, wenn eine ausreichende Offshore-Nachfrage dies rechtfertigt.

1.3.2.7 Finanzierung von Offshore-Projekten

Einzelne Offshore-Windparks erfordern schnell Finanzierungen von mehreren hundert Millionen Euro. Nach Auskunft der Banken werden als Partner nur Generalübernehmer gesehen, die nicht nur das erforderliche Eigenkapital (25% und mehr) sondern auch die verlangte finanzielle Sicherheit bieten können. Wahrscheinlich werden diese Bedingungen im Wesentlichen nur Energieversorgungsunternehmen erfüllen können. Aktuell lässt sich dieses Interesse bereits feststellen. Der Kreis möglicher Betreiber ist dadurch eingeschränkt.

Offshore-Projekte sind wegen ihres finanziellen Umfangs nach internationalen Projektfinanzierungsstandards unter Beteiligung internationaler Finanzierungspartner zu strukturieren und aufzubereiten. Technische und wirtschaftliche Machbarkeit stehen dabei in Wechselwirkung,

so dass letztlich die technische Projektentwicklung und die Zusammenstellung der Projektfinanzierung als parallele Prozesse ablaufen müssen. Bei der Strukturierung und Arrangierung von großen Projektfinanzierungen sind zahlreiche Spezialisten einzubeziehen, d.h. die Zusammenstellung der Projektfinanzierung ist eine komplexe, eigene Aufgabe, die bis zu zwei Jahren dauern kann. Sie ist in diesem Umfang in der Windbranche bisher nicht bekannt und wird daher in ihrer inhaltlichen und zeitlichen Auswirkung häufig unterschätzt [OFC (2003)].

Zumindest in der Anfangsphase der Offshore-Entwicklung, in der auch noch mit einer gewissen Zurückhaltung der Finanzierer zu rechnen sein wird, kann daher die Realisierung einer Projektfinanzierung zu einem verlängernden Faktor bei der Projektrealisierung werden. Dies insbesondere auch deshalb, weil durch die onshore erlebte mangelnde Lebensdauer einiger Komponenten der WEA und den daraus resultierenden finanziellen Belastungen der Projekte wegen der erhöhten Reparaturkosten und Versicherungsprämien so mancher Windpark in einen finanziellen Engpass geraten ist. Die Befürchtungen der Banken, solche mangelnde Zuverlässigkeit könnte mit den neuen Großanlagen im schwer zugänglichen Offshore-Bereich auftreten, verschärft derzeit erheblich die zu erfüllenden Bedingungen für eine Finanzierung.

Werden 20.000 MW in 14 Jahren (ab 2006) jährlich gleichverteilt errichtet und beträgt die durchschnittliche Größe des Windparks 400 MW, dann muss bei angenommenen zehn verschiedenen Betreiberfirmen jede jeweils alle 2,8 Jahre einen Offshore-Windpark mit 400 MW ans Netz bringen. Diese zeitliche Verteilung ist aber sehr unwahrscheinlich. Würden, wie vom BMU angenommen, im Zeitraum 2010 bis 2020 insgesamt 17.000 MW mit einer jährlich konstanten Rate errichtet, dann müsste jeder dieser zehn Betreiber schon alle 2,3 Jahre einen Windpark in Betrieb nehmen. Der Aufstellrhythmus wird sich also gegen Ende des Zeitraums bis 2020 deutlich steigern. Jetzt stellt sich allerdings die Frage, ob ein solcher Generalübernehmer technisch und finanziell bereit und fähig ist, mehrere Projekte gleichzeitig durchzuführen, was dann nämlich erforderlich wäre. Ist dies nicht der Fall (z.B. aus Kapazitäts- oder Risikoerwägungen heraus), dann müsste mit einem langsameren Ablauf der Entwicklung gerechnet werden.

1.3.2.8 Risikodeckung durch Versicherungen

Das hohe Entwicklungstempo der Technik, vor allem die sehr schnelle geometrische Vergrößerung der WEA, führte zu übermäßig häufigen und frühzeitigen Schäden an den WEA. Getriebe, Lager, Generatoren, Rotorblätter, etc. waren davon betroffen und lösten in der Folge davon eine zunehmenden Zurückhaltung der Versicherer aus. Mit Prämien erhöhungen und der Einführung von Revisionsklauseln wurde versucht, die finanziellen Konsequenzen für die Versicherer in den Griff zu bekommen. Monitoring-Systeme zur Früherkennung von Schäden werden eingeführt und zur Bedingung niedrigerer Prämien gemacht. Doch diese sekundären Maßnahmen sind nicht die Lösung der Probleme sondern nur eine Zwischenlösung zur Verbesserung der Situation.

Die Versicherungen leiten daraus die Notwendigkeit ab, von den Herstellern nicht nur eine ausreichende Anzahl von WEA der 5 MW-Klasse onshore zu betreiben, sondern auch eine Weiterentwicklung sicherzustellen, d.h. aus Sicht der Versicherer ist frühestens die zweite Generation der 5 MW-WEA geeignet für einen Offshore-Einsatz. Dies bedeutet, dass die

zweite Generation vermutlich erst 1 bis 1,5 Jahre nach dem ersten Prototypen in die Erprobung gehen wird, sollen Erfahrungen aus dem Betrieb des ersten Prototypen einfließen. Erst danach wird der Betrieb mehrerer Anlagen die erforderlichen Betriebserfahrungen generieren.

Angesichts der Tatsache, dass Ende 2004 die ersten 5 MW-WEA-Prototypen der ersten Generation errichtet wurden, werden diesen dann sinnvollerweise voraussichtlich Ende 2005 die Prototypen zweiter Generation folgen. Werden diesen dann, wie von den Versicherern gewünscht, weitere WEA zur Beschleunigung des Erfahrungsgewinns zur Seite gestellt, dann muss für 10-20 WEA dieses Typs an Land mit wahrscheinlich weiteren 2 Jahren gerechnet werden, alleine wegen der Schwierigkeiten Einzelstandorte zu akquirieren. Demnach könnte mit einer aus Versicherungssicht serienreifen WEA erst frühestens Mitte 2007 gerechnet werden. Hinzu kommt für den Kunden die Lieferzeit, da zu Beginn der Serienfertigung auch noch mit limitierten Fertigungskapazitäten gerechnet werden muss.

Der Einsatz von 5 MW-WEA in Offshore-Windparks im Jahr 2007 ist daher eine eher optimistische Annahme. Ein früherer Zeitraum käme nur in Betracht, wenn die Versicherer die Forderungen herunterschrauben oder eine Selbstversicherung ins Auge gefasst wird.

1.3.2.9 Netzanschluss Onshore

Der umfangreiche Ausbau der Offshore-Windenergienutzung verlangt den Transport der Energie in die Verbrauchszentren. Das heutige Netz wurde umgekehrt aufgebaut, nämlich für den Transport der Energie von den Kraftwerken in den Ballungszentren in die Fläche, wie sie charakteristisch für den dünner besiedelten und landwirtschaftlich orientierten Küstenbereich ist. Das vorhandene Transportnetz ist damit für den erwünschten Offshore-Ausbau ungeeignet und muss mit entsprechenden zusätzlichen Höchstspannungsleitungen ausgebaut werden.

Unter den Gegebenheiten heutiger Gesetzgebung sind neue Überlandleitungen nur nach einem in der Zeitdauer völlig unkalkulierbaren Genehmigungsprozess zu realisieren. Offshore-Projekte werden jedoch nur dann in die konkrete Bauphase eintreten, wenn für die Energieableitung ein gesicherter Termin genannt werden kann. Dies scheint unter heutigen Voraussetzungen nicht im ausreichenden Maß möglich zu sein.

Solange die Politik den für den Transport der Windenergie notwendigen Netzausbau an Land nicht mit einer eindeutigen Priorität gegenüber dem Naturschutz ausstattet, wird der Onshore-Netzausbau das Nadelöhr der Offshore-Entwicklung sein und damit das Entwicklungstempo entscheidend bestimmen. Für die Studie muss angenommen werden, dass hier relativ kurzfristig eine für die Windenergie positive Situation geschaffen werden kann, da sonst ein zeitliches Szenario bis zum Jahr 2020 nicht entwickelt werden kann.

1.3.2.10 Trassengenehmigung und Netzanschluss Offshore

Die Energieableitung von den Offshore-Windparks zu den Netzanschlusspunkten auf dem Festland geht, wie bereits erwähnt, praktisch für alle deutschen Projekte durch die großräumigen küstennahen Nationalparkgebiete Wattenmeer in der Nordsee und Boddenlandschaften in der Ostsee. Diese Besonderheit verlangt ebenfalls eine Vorrangigkeit der Kabeltrassen gegenüber den Naturschutzaspekten.

Vorstellungen, Kabelverbindungen zu bauen, die von vielen Windparkbetreibern genutzt werden, sind aus technischen Gründen (max. Übertragungskapazität von Seekabeln) enge Grenzen gesetzt. Um eine Offshore-Windenergiekapazität von 20 GW anzuschließen, sind deshalb viele Kabeltrassen oder wenige, sehr breite zu genehmigen. Der geplante Eingriff in die Nationalparkgebiete wird auf jeden Fall erheblich sein und entsprechend langwierige Genehmigungsverhandlungen und Prozessrisiken nach sich ziehen. Die Frage, in welchem Zeitrahmen die erforderlichen positiven Rahmenbedingungen für eine zügige Genehmigungspraxis zu erreichen sind, kann nicht begründet beantwortet werden.

Zu den Schwierigkeiten der Offshore-Trassengenehmigung kommt für den Projektentwickler die Tatsache, dass nach Erreichen der Küste ein viele Kilometer langer Kabelanschluss bis zum geeigneten Netzknoten genehmigt werden muss. Wie bereits erwähnt, kommt neben der Genehmigung durch die betroffenen Gemeinden die Auseinandersetzung mit den Grundstückseigentümern hinzu. Gerade diese Einzelverhandlungen können sich über Jahre hinweg ziehen, bis es zu einer Lösung kommt.

Wie das erste vom BSH genehmigte Offshore-Projekt „Borkum West“ zeigt, können zwischen Genehmigung des Windparks bzw. der Kabeltrasse und dem Abschluss der Einzelverhandlungen mit allen Betroffenen Jahre liegen. Gerade in der Anfangsphase der Offshore-Entwicklung kann es daher zu erheblichen Verzögerungen gegenüber der ursprünglichen Planung kommen.

Erst die entstehenden Schwierigkeiten der "Pioniere" werden die Politik bei anhaltendem Wohlwollen gegenüber der Offshore-Technologie veranlassen, entsprechende regulierende Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungen zu beschließen.

1.3.2.11 Kabelproduktionskapazitäten

Aufgrund der sehr langen Kabeltrassen (z.T. deutlich mehr als 100 km Länge), die für die Netzanbindung der im deutschen Küstenbereich geplanten Offshore-Windparks benötigt werden, bekommt die Verfügbarkeit der erforderlichen Hochspannungsseekabel eine große Bedeutung. Die bisher bestehenden Fertigungskapazitäten müssen wesentlich gesteigert werden, um den Bedarf für die Realisierung der geplanten Offshore-Windparks decken zu können.

Nach Darstellung des Kabelherstellers Nexans ist es für das Unternehmen möglich, bis 2007 Kabelkapazitäten mit einer Länge von 500-1.000 km zu produzieren und zu liefern. Hierzu muss die Produktion jedoch deutlich erhöht werden (zum Vergleich: derzeit werden jährlich bis zu 150 km Kabel (nur AC) geliefert). Nexans hat aktuell nach eigenen Angaben weltweit Zugriff auf 3 Kabelverlegeschiffe, je nach Kabel können Längen von 60-120 km per Schiff transportiert werden. Nach Auskunft von Nexans ist es möglich, Kabel auf hoher See miteinander zu verbinden.

Anmerkung: Im Rahmen dieser Untersuchung wurden weitere Anfragen an verschiedene Kabelhersteller zur Klärung der Produktionskapazitäten für die deutschen Offshore-Windparkplanungen gerichtet. Konkrete Angaben zu den Möglichkeiten und Grenzen der Produktion und Lieferung von Seekabeln wurden von den Kabelherstellern jedoch nicht gemacht.

1.3.2.12 Einfluss der Novellierung des EEG

Die Regelungen für die Offshore-Windenergienutzung in der am 01.08.2004 in Kraft getretenen Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [EEG-Novelle (2004)] sind insgesamt als Verbesserung gegenüber den bisherigen Bestimmungen zu bewerten. Der Gesetzgeber unterstreicht damit das politische Bekenntnis zur Nutzung der Offshore-Windenergie als wichtiges Element in einem zukünftigen Energieversorgungssystem, das auf den verstärkten Ausbau regenerativer Energien setzt.

Für Offshore-Windparks gilt gemäß EEG-Novelle eine höhere Anfangsvergütung (9,10 statt 8,70 Cent/kWh im Jahr 2004) und Endvergütung (6,19 statt 5,50 Cent/kWh im Jahr 2004). Die jährlich für Neuanlagen vorgesehene Degression der Vergütungssätze um 2% beginnt gemäß EEG-Novelle für Offshore-Projekte erst ab 2008. Die Zahlung der erhöhten Vergütung erfolgt für zwölf Jahre (EEG 2000: für neun Jahre), und die Bestimmungen sollen für die Inbetriebnahme bis Ende 2010 gelten (EEG 2000: Ende 2006). Bei großer Küstenentfernung und Wassertiefe ist eine Verlängerung des Zeitraums der hohen Vergütung vorgesehen.

Neben deutlichen Verbesserungen in vielen Bereichen, sind einige Punkte in der EEG-Novelle durchaus kritisch zu bewerten im Hinblick auf die Realisierung der Projekte.

Gelingt es dem Vorhabenträger im Rahmen des aufwändigen Planungs- und Genehmigungsverfahren etwa nicht, den Offshore-Windpark vor dem 1.1.2011 in Betrieb zu nehmen, wird für den erzeugten Strom lediglich noch eine Vergütung von 5,71 Cent pro kWh gezahlt (statt 8,57 Cent/kWh über zwölf Jahre für Projekte, die noch in 2010 in Betrieb gehen). Es ist aus heutiger Sicht fraglich, ob Vorhaben, die erst nach 2010 den Betrieb aufnehmen können, wirtschaftlich zu betreiben sind. Zu klären ist in diesem Zusammenhang auch, wie bei Projekten verfahren wird, die im Vorjahr begonnen wurden, aber zwei Jahre benötigen um alle Anlagen aufzustellen. Erhalten sie die erhöhte Vergütung wie im Jahr 2010 oder erhält der ganze Windpark die niedrige Vergütung des Jahres 2011?

Der Bau und die Inbetriebnahme der geplanten Offshore-Windparks wird auf einen relativ engen Zeitraum eingegrenzt. Wie oben dargestellt, müssen die Projekte aus wirtschaftlichen Gründen bis Ende 2010 in Betrieb sein. Andererseits ist realistischerweise davon auszugehen, dass die Realisierung der heute geplanten Offshore-Windparks nicht vor 2007 erfolgen wird, da zunächst alle erforderlichen Genehmigungen einzuholen sind, die einzusetzende Anlagentechnik zuverlässig als „Serienprodukt“ verfügbar und auch die Finanzierung des Vorhabens gesichert sein muss. In einem Zeitraum von nur 3-4 Jahren (2007-2010) müssen somit praktisch alle derzeit geplanten Offshore-Planungen (mit mehreren Hundert Windenergieanlagen) umgesetzt werden. Es ist zumindest fraglich, ob dies nicht zu Kapazitätsengpässen (Fertigung, Transport, Verladung und Montage) führen wird, wenn eine entsprechende Regelung Bestand behält.

Die Absenkungen der Offshore-Vergütung – jährliche Reduzierung ab 2008 und Vergütung mit dem Basissatz ab 2011 – werden damit begründet, dass zu diesem Zeitpunkt bereits genügend Erfahrung vorliegt, um durch die Vergütungssenkung die dann möglichen Gewinne zu reduzieren. Aufgrund der zu erwartenden verzögerten Entwicklung des Offshore-Ausbaus ist es fraglich, ob diese Maßnahmen sachlich dann schon gerechtfertigt sind.

Die EEG-Novelle sieht auch vor, dass das Gesetz nicht für WEA gilt, die nach dem 1. Januar 2005 genehmigt worden sind, wenn die Anlagen in einem (ausgewiesenen oder als solches benannten) Meeresschutzgebiet liegen (siehe hierzu Kap. 1.3.2.13).

1.3.2.13 Meeresschutzgebiete

Das Bundesamt für Naturschutz (BfN) hat im Juni 2003 die sog. „NATURA 2000“-Schutzgebietsvorschläge nach der Fauna-Flora-Habitat-(FFH)-Richtlinie und nach der EU-Vogelschutzrichtlinie für Bereiche in der Nordsee und in Ostsee veröffentlicht [BfN (2003)]. Vor der endgültigen Ausweisung als Meeresschutzgebiet ist jedoch noch ein umfangreicher Abstimmungsprozess mit anderen Behörden und eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen.

Welche Konsequenzen sich aus der Ausweisung eines Meeresschutzgebietes (FFH-Gebiet und Special Protected Area(SPA)-Gebiet (EU-Vogelschutzgebiet)) ergeben, ist nicht klar und z.B. auch unter Umwelt- und Naturschutzverbänden umstritten. So spricht sich der Naturschutzbund Deutschland (NABU) für einen vollständigen Verzicht auf Windenergieanlagen in Meeresschutzgebieten aus. Die Umweltschutzorganisation Greenpeace verweist dagegen auf die europäische Rechtsprechung, wonach ein Prozent der Schutzgebietsfläche wirtschaftlich genutzt werden kann (siehe hierzu [Neue Energie (2003b)]).

Der Streit um die vom BSH erteilte Genehmigung gemäß SeeAnlV für den Offshore-Windpark „Butendiek“, der in einem FFH- und SPA-Vorschlagsgebiet liegt, macht jedoch bereits deutlich, dass langwierige rechtliche Auseinandersetzungen absehbar sind: Die Naturschutzverbände BUND und NABU haben gegen die Butendiek-Genehmigung beim Verwaltungsgericht Hamburg Klage erhoben, der NABU hat darüber hinaus eine Beschwerde bei der EU-Kommission eingereicht.

Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auch auf die am 01.08.2004 in Kraft getretene Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [EEG-Novelle (2004)]. Diese sieht vor, dass das Gesetz keine Anwendung findet für WEA, die nach dem 1. Januar 2005 genehmigt worden sind, wenn die Anlagen in einem (ausgewiesenen oder als solches benannten) Meeresschutzgebiet liegen. Vor dem Hintergrund dieser Bestimmung erscheint es sehr fraglich, ob die betroffenen Projektplanungen realisierungsfähig sind.

Mit Stand vom Frühjahr 2004 sind folgende Planungen für Offshore-Windparks von den Gebietsvorschlägen für Meeresschutzgebiete betroffen:

Pilotphasen:

- „*Butendiek*“ (FFH- und SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Adlergrund*“ (FFH- und SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Pommersche Bucht*“ (SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Uthland*“ (FFH- und SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Weißer Bank*“ (SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Projekt H2-20*“ (FFH-Gebietsvorschlag)

Ausbauplanung (z.T. nur Teilbereiche):

- „*Borkum Riffgrund West*“ (FFH-Gebietsvorschlag)
- „*Borkum Riffgrund*“ (FFH-Gebietsvorschlag)
- „*Nordsee-Ost*“ (FFH- und SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Dan Tysk*“ (FFH- und SPA-Gebietsvorschlag)
- „*Arkona-Becken Südost*“ (FFH-Gebietsvorschlag)
- „*Ventotec Ost 2*“ (FFH-Gebietsvorschlag)

Demnach liegen insgesamt mindestens 638 MW an Pilotprojekten (Ostsee) und 6.323 MW der Ausbauphase (1.400 MW in der Ostsee und 5.923 MW in der Nordsee) in Bereichen, die als Meeresschutzgebiet ausgewiesen oder vorgesehen sind. Das Projekt „Butendiek“ befindet

sich in einem solchen Bereich, fällt aber unter den Bestandsschutz des EEG, da das Projekt bereits eine Genehmigung besitzt und damit nicht den in der EEG-Novelle festgelegten Ausschlusskriterien unterliegt. Aussagen zu Folge legen die betroffenen Projektplaner ihre Projekte in diesen Gebieten auf Eis, werden aber gleichzeitig aktiv versuchen, diese Einschränkung der Flächen abzuändern. Unter heutigen Gesichtspunkten dürfen diese Projekte nicht in das zu entwickelnde Szenario einfließen, da dieser Prozess der Anfechtung keine vorhersehbare zeitliche Entwicklung erlaubt.

1.3.3 Übersicht zu den aktuell geplanten Projekten

Zur Ermittlung von Anzahl und Lage der geplanten Projekte, zur Projektgröße und zum aktuellen Stand des Genehmigungsverfahrens erfolgte im Rahmen dieser Untersuchung eine Analyse auf Grundlage der vorliegenden Antragsunterlagen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) für Projekte in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), Informationen zu Projektplanungen innerhalb der 12 Seemeilen-Zone sowie weitergehenden Recherchen bei den beteiligten Planungsbüros.

Generell ist hier festzustellen, dass eine technische Projektentwicklung, die über den genauen Ablauf des Baus und vor allem zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit eines Offshore-Windparks notwendig ist, zum Zeitpunkt der Berichterstellung von keinem der Projektentwickler in vollem Umfang durchgeführt wurde. Es sind deshalb derzeit weder für die Banken die Finanzierungsvoraussetzungen gegeben, noch für den Projektierer die genauen Anforderungen des Baus bekannt.

1.3.3.1 Projekte in der 12 sm-Zone

Der küstennahe Bereich bietet aufgrund der kurzen Entfernungen zu den Standorten und wegen der geringen Wassertiefen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht grundsätzlich sehr günstige Voraussetzungen für die Realisierung von Offshore-Windparks.

Es ist dennoch davon auszugehen, dass innerhalb der 12 sm-Zone vor den deutschen Küsten nur einige wenige Offshore-Windparks mit einer begrenzten Projektgröße realisiert werden. Hintergrund dafür ist die Tatsache, dass im küstennahen Bereich von Nord- und Ostsee, wie bereits erwähnt, zahlreiche Nutzungskonflikte bestehen, die der Genehmigungsfähigkeit und der Akzeptanz der Projekte entgegenstehen.

In Abbildung 1-7 und in Tabelle 1-7 (s.u.) sind die in der 12-sm-Zone geplanten Offshore-Windparks dargestellt.

1.3.3.1.1 Niedersachsen

Das Land Niedersachsen plant innerhalb der 12-sm-Zone die Ausweisung von Eignungsgebieten für die Offshore-Windenergienutzung im Landes-Raumordnungsprogramm. Dabei zeichnet sich nach aktuellem Sachstand ab, dass lediglich die Bereiche „Borkum Riffgat“ und „Nordergründe“ für entsprechende Gebietsausweisungen in Frage kommen.

Dementsprechend ist derzeit nur für die bereits fortgeschrittenen Planungen der Firmen Energiekontor (Projekt „Nordergründe“) und Enova (Projekt „Borkum Riffgat“) eine konkrete Realisierungschance für Pilotvorhaben mit jeweils etwa 25-30 Windenergieanlagen zu erkennen.

Als Voraussetzung für die Genehmigungsfähigkeit ist der Nachweis zu erbringen, dass die geplanten Vorhaben der Erprobung der Technologie für die AWZ dienen (Pilotcharakter).

Das ROV für das Projekt „Nordergründe“ wurde im Dezember 2003 abgeschlossen.

1.3.3.1.2 Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern

In Schleswig-Holstein und in Mecklenburg-Vorpommern ist zu erwarten, dass in der 12 sm-Zone zunächst je ein Offshore-Windpark in der Ostsee („Sky 2000“ und „Baltic I“) als „Pilotprojekt“ für das jeweilige Bundesland realisiert werden wird.

Das ROV für das Projekt „Sky 2000“ wurde im Dezember 2003 abgeschlossen, bei dem Projekt „Baltic I“ erfolgte im Herbst 2004 die Einleitung des ROV.

Es sei hier ergänzend angemerkt, dass es für die 12 sm-Zone in Mecklenburg-Vorpommern Überlegungen für weitere Projektplanungen gibt. So ist nördlich von Rostock ein Offshore-Windpark mit 107 Windenergieanlagen der 3 MW-Klasse geplant. Vor der Inbetriebnahme des Pilotprojektes „Baltic I“ ist realistischerweise jedoch nicht mit der Genehmigung bzw. Realisierung anderer Vorhaben zu rechnen.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass zur Erprobung der Anlagentechnik im Nearshore-Bereich weitere Einzelanlagen geplant sind in/bei Wilhelmshaven, Emden, Rostock und Wismar.

1.3.3.2 Projekte in der AWZ

Mit Stand vom Frühjahr 2004 sind im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) 24 Offshore-Windparks in der Nordsee und sechs Projekte in der Ostsee geplant. Innerhalb der 12 Seemeilenzone laufen die Planungen für vier Offshore-Projekte.

Einen Überblick den im deutschen Küstenbereich geplanten Offshore-Windparkplanungen geben Abbildung 1-7 sowie die Übersicht in Tabelle 1-7.

Für den Bereich der Nordsee erfolgt eine Unterteilung der Planungen in vier Regionen:

„**Borkum**“ (ca. 40-50 km von Borkum entfernt, Wassertiefen von ca. 25-35 m)

„**Helgoland**“ (ca. 25-35 km von Helgoland, Wassertiefen von ca. 22-32 m)

„**Sylt**“ (ca. 35-120 km von Sylt, Wassertiefen von ca. 22-35(40) m)

„**Offene Nordsee**“ (mehr als 80 km von Borkum entfernt, Wassertiefen von ca. 40 m)

Im Bereich der Ostsee wurde eine Aufteilung in die Regionen „**Rostock**“ und „**Rügen**“ vorgenommen.

Die Zuordnung der Projekte zu den o.g. Regionen erfolgt im Bereich der Ostsee in Orientierung an den geplanten Netzanschluss der Offshore-Windparks in Bentwisch (Region Rostock) bzw. Lubmin (Region Rügen).

Für den Bereich der Nordsee wurde eine Unterteilung nach rein geografischen Gesichtspunkten vorgenommen. Hier ist eine sinnvolle Zuordnung der Projekte nach den geplanten Netzanschlusspunkten an Land derzeit nicht möglich. Ergänzend sei in diesem Zusammenhang jedoch angemerkt, dass im Rahmen des sog. „Round Table Schleswig-Holstein“ eine koordi-

nierte Kabeltrassenführung für einen Großteil der Projekte in den Regionen Sylt („Nördlicher Grund“ und „Sandbank 24“) und Helgoland („Amrumbank West“ und „Nordsee Ost“) zum Netzanschlusspunkt Brunsbüttel angestrebt wird.

Die vorliegenden Planungen für die Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee im deutschen Küstenbereich umfassen im Endausbau mehr als 41.000 MW. Der Großteil davon (ca. 37.000 MW) ist in der Nordsee geplant, nur rund 4.500 MW in der Ostsee (siehe Tabelle 1-7).

Im AWZ-Bereich wurde vom BSH bisher (Stand: Juni 2004) für folgende sechs Offshore-Windparks in der Nordsee die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb des geplanten Vorhabens erteilt:

„Borkum West“, BSH-Genehmigung vom 09.11.2001

„Butendiek“, BSH-Genehmigung vom 18.12.2002

„Borkum Riffgrund“, BSH-Genehmigung vom 25.02.2004

„Borkum Riffgrund West“, BSH-Genehmigung vom 25.02.2004

„Nordsee Ost“, BSH-Genehmigung vom 09.06.2004

„Amrumbank West“, BSH-Genehmigung vom 09.06.2004

Ergänzende Anmerkungen:

Am 23.08.2004 wurde vom BSH auch für das in der Nordsee geplante Projekt „Sandbank 24“ die Genehmigung gemäß SeeAnlV erteilt.

Im Frühjahr 2004 wurde beim BSH ein weiterer Antrag gemäß SeeAnlV für einen Offshore-Windpark eingereicht, der in Tabelle 1-7 nicht aufgeführt ist. Das geplante Vorhaben umfasst 80 WEA der 3-5 MW-Klasse in der Pilotphase und insgesamt 320 WEA im Endausbau. Der beantragte Offshore-Windpark ist in einem Bereich in der AWZ in der Region „Offene Nordsee“ geplant, für den bereits anderweitige Planungen für einen Offshore-Windpark bestehen, die in Tabelle 1-7 enthalten sind. Es ist somit davon auszugehen, dass nur eines der beiden Projekte (bzw. zwei regional angepasste kleinere Projekte) an dem geplanten Standort zu realisieren ist.

Allgemein ist darauf hinzuweisen, dass sich im Zuge der Genehmigungsverfahren verbreitet Änderungen im Detail gegenüber den bestehenden Planungen ergeben (z.B. Lage und Größe des Standorts, Anlagenaufstellung, Leistung und Anzahl der geplanten WEA u.a.), sodass auch die Angaben in Tabelle 1-7 entsprechenden Anpassungen unterliegen.

Abbildung 1-7: Übersicht zur Lage der im deutschen Küstenbereich von Nord- und Ostsee geplanten Offshore-Windparks (Projekte, für die bereits eine Antragskonferenz beim BSH durchgeführt wurde – Stand: Juni 2004)

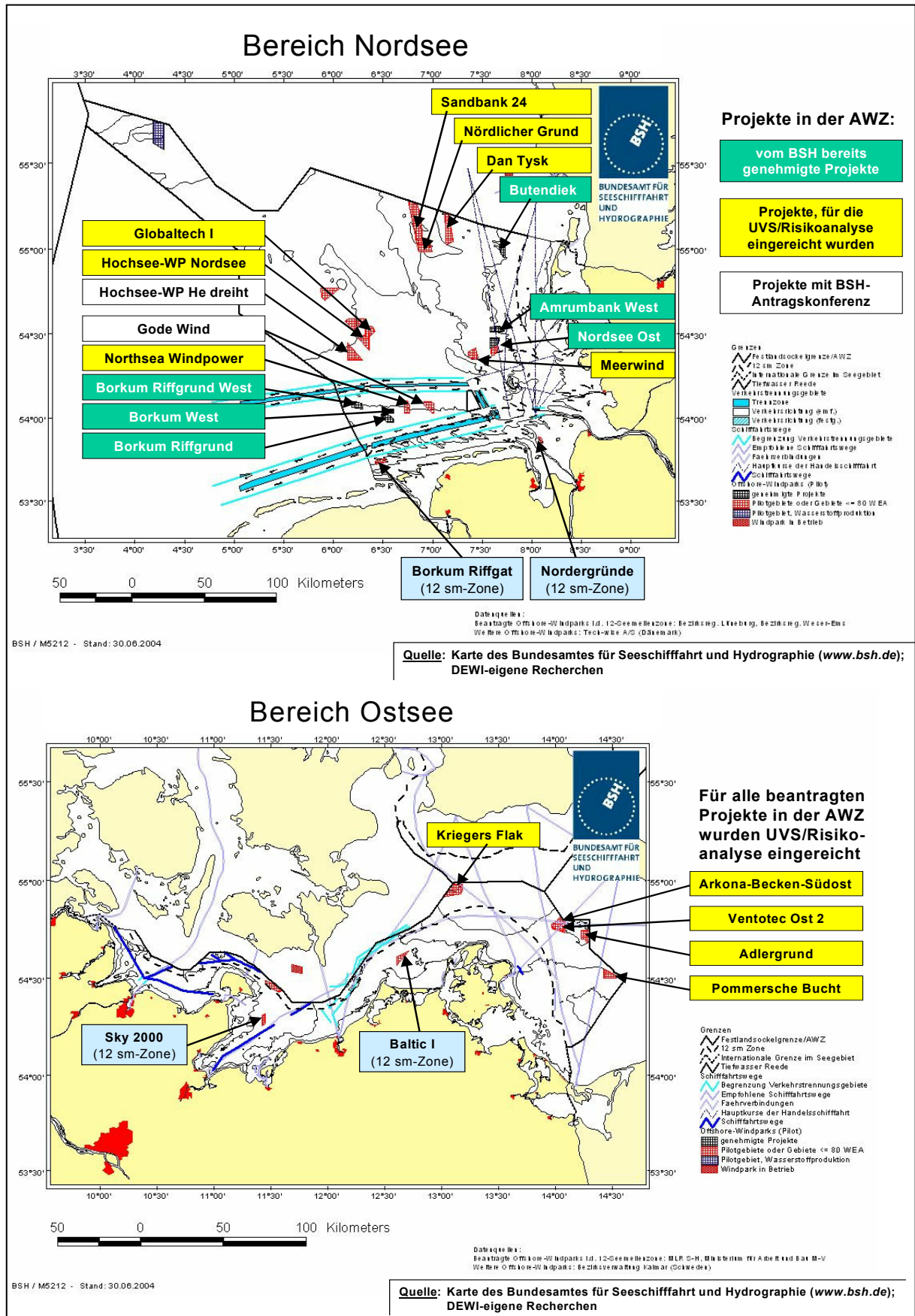


Tabelle 1-7: Übersicht zu den Offshore-Windparkplanungen im deutschen Küstenbereich (Stand: Juni 2004)

NORDSEE	Pilotphase	Endausbau	WEA	Wassertiefe	Küstenentfernung
	MW	MW	MW		
Region Borkum					
Borkum West	60	1.040	5	30 m	45 km nordwestl. v. Borkum
Borkum Riffgrund West	280	1.603	3,6	30-35 m	50 km nordwestl. von Borkum
Borkum Riffgrund	250	650	3,6	23-29 m	38 km nördlich von Borkum
Northsea Windpower	225	1.250	5	26-34 m	39 km nördlich von Juist
Nordergründe	125	125	5	5-18 m	20 km nördlich von Wilhelmshaven
Borkum Riffgat	198	198	4,5	16-24 m	15 km nordwestlich von Borkum
Gode Wind	400	800	5	16-24 m	30 km nördlich von Wangerooge
Summe Region Borkum	1.538	5.666			
Region Helgoland					
Nordsee Ost	400	850	5	ca. 22 m	30 km nördlich von Helgoland
Amrumbank West	400	400	5	21-25 m	35 km nördlich von Helgoland
Meerwind	250	1.050	3,6	22-32 m	22 km nordwestlich von Helgoland
Summe Helgoland	1.050	2.300			
Region Sylt					
Butendiek	240	240	3	16-22 m	35 km westlich von Sylt
Sandbank 24	360	4.665	3	23-35 m	100 km westlich von Sylt
Dan Tysk	400	800	5	23-31 m	69 km nordwestlich von Sylt
Nördlicher Grund	365	2.195	4,2	25-35 (40)m	100 km (nord-)westlich von Sylt
Uthland**	Planung ruht		5	24-27 m	49 km westlich von Sylt
Weißer Bank**	Planung ruht		5	28-35 m	60 km westlich von Sylt
Weißer Bank 2010**	Planung ruht		5	k.A.	k.A.
Summe Sylt	1.365	7.900			
Region Offene Nordsee					
Globaltech I	360	1.440	4,5	ca. 40 m	ca. 100 km nördlich von Borkum
Hochseewindpark Nordsee	536	2.286	4,5	ca. 40 m	80 km nördlich von Borkum
Hochseewindpark He dreiht	536	536	4,5	ca. 40 m	80 km nördlich von Borkum
Forseti**	0	10.000	5-7	ca. 40 m	>100 km nördlich von Borkum
TGB North**	800	2.500	5	ca. 40 m	100 km nördlich von Borkum
Ventotec Nord I**	0	600	5	ca. 40 m	>100 km nördlich von Borkum
Ventotec Nord II**	0	600	5	ca. 40 m	>100 km nördlich von Borkum
Jules Verne**	0	3.000	5	ca. 40 m	>100 km nördlich von Borkum
H2-20**	H ₂ -Produktion		5	40-60 m	250 km nördlich von Norderney
Summe Offene Nordsee	2.232	20.962			
Summe Nordsee gesamt	6.185	36.828			
OSTSEE					
	MW	MW	MW		
Region Rostock					
Sky 2000	175	175	3	20 m	10-13 km südöstlich von Fehmarn
Baltic I	51	51	3	17-18	14-19 km vom Festland
Kriegers Flak	385	385	3-5	20-45 m	32 km nordwestlich von Rügen
Beltsee**	400	400	5	25-26 m	20 km östlich von Fehmarn
Summe Rostock	1.011	1.011			
Region Rügen					
Arkona-Becken Südost	400	1.005	5	24-28 (40)m	34 km nordöstlich von Rügen
Ventotec Ost II	150	750	3	23-36 m	29 km nordöstlich von Rügen
Adlergrund	288	688	3,6	10-20 m	40 km nordöstlich von Rügen
Pommersche Bucht	350	1.000	5	12-20 m	42 km östlich von Rügen
Summe Rügen	1.188	3.443			vom BSH genehmigt
Summe Ostsee gesamt	2.199	4.454			UVS/Risikoanalyse eingereicht
					bisher nur BSH-Antragskonferenz
					** bisher ohne BSH-Antragskonferenz
Summe Nordsee und Ostsee	8.384	41.282			Projekt in der 12 Seemeilenzone

2 Aufbau der Szenarien

2.1 DEWI-Szenario

2.1.1 Prognose des Windenergieausbaus an Land durch Nutzung zusätzlicher Standorte

Im Rahmen der Untersuchung erfolgte eine umfassende Erhebung zu den ausgewiesenen Eignungsflächen in den Landkreisen und Planungsregionen in Deutschland (siehe Kap. 1.1.1.2). Die Prognose des Windenergieausbaus an Land durch Nutzung zusätzlicher Standorte wird auf Grundlage der für die einzelnen Regionen ermittelten Flächenpotenziale erstellt.

Die auf den für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen installierbare Leistung wird auf Basis eines mittleren Flächenbedarfs von 7 Hektar pro Megawatt installierte Windenergieleistung bestimmt. Unter Berücksichtigung des WEA-Bestands zum Jahresende 2003 lässt sich somit das zusätzlich in den Regionen in Eignungsgebieten verbleibende Restpotenzial ermitteln. Ergänzend verfügbare konkrete Informationen von Planungsbehörden/EVUs werden dabei berücksichtigt.

Das ermittelte (Flächen-)Potenzial für die Windenergienutzung wird für das hier betrachtete Szenario pauschal um 20% reduziert, bereits bekannte konkrete Planungen werden dabei jedoch gesondert berücksichtigt. Die Reduktion des Potenzials um 20% wird vorgenommen, um den verschiedenen einschränkenden Einflüssen Rechnung zu tragen, die einer vollständigen Nutzung der verfügbaren Eignungsflächen entgegenstehen.

Zu nennen sind hier folgende Rahmenbedingungen:

- die fortlaufende Degression der Einspeisevergütung um jährlich 2% für neu installierte WEA gemäß Neufassung des EEG [EEG-Novelle (2004)]
- die Verschärfung der Abstandsregelungen für Windenergieprojekte in einigen Bundesländern
- die Planungsunsicherheit durch noch in der Entwurfsphase befindliche Flächenausweisungen sowie sonstige Einflüsse (z.B. lokale Akzeptanzprobleme).

Die Verteilung des ermittelten Ausbaupotenzials erfolgt über einen Zeitraum, der sich an der bisherigen Entwicklung des Windenergieausbaus in der Region (bzw. in dem jeweiligen Bundesland) orientiert. Für den Verlauf der Gesamtentwicklung der Windenergienutzung in Deutschland in den nächsten vier Jahren werden zudem die Ergebnisse der im Frühjahr 2004 vom DEWI erstellten Studie für die Hamburg Messe und Congress GmbH zur Fachmesse „WindEnergy 2004“ [DEWI (2004a)] berücksichtigt (siehe hierzu auch Kap. 2.3.1).

Es sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass geringfügige Umstimmigkeiten durch Ungenauigkeiten in der Datenerhebung begründet sind und dass die Entwicklung in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg wegen der untergeordneten Bedeutung für die Gesamtbetrachtung nicht im Detail dargestellt wird.

Für eine netzknotenscharfe Zuordnung der erwarteten Windenergieentwicklung (Onshore und Repowering) erfolgt im Rahmen dieser Prognose eine detaillierte Betrachtung zum Windenergieausbau in den Regionen. Im vorliegenden Bericht wird von einer Veröffentlichung dieser

regionalspezifischen Daten abgesehen. In Kap. 2.2.1 wird jedoch für die einzelnen Bundesländer die Prognose zur künftigen Windenergieentwicklung dargestellt.

2.1.2 Prognose des Windenergiezuwachses durch Repoweringmaßnahmen

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 1.1.2 dargestellten Situation zum Altbestand der Windenergieanlagen werden für die Prognose des Repowering-Potenzials im Rahmen dieser Untersuchung folgende Annahmen getroffen:

Es erfolgt eine Unterteilung in WEA, die vor 1998 in Betrieb genommen wurden und Anlagen, die nach 1998 neu installiert wurden. Hintergrund dafür ist die Tatsache, dass erst durch die Änderung des Baugesetzbuches 1998 eine Planungssicherheit für die Nutzung des Anlagenstandorts geschaffen wurde (siehe Kap. 1.1.2.2). Anlagen, die vor Inkraft-Treten der BauGB-Novelle errichtet wurden, kommen deshalb in vielen Fällen nicht für das Repowering in Betracht, da sie außerhalb von ausgewiesenen Eignungsflächen stehen.

Für WEA, die vor 1998 errichtet wurden, wird angenommen, dass 1/3 des Bestands "repower" wird und zwar je zur Hälfte nach 12 und nach 15 Jahren. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Mittel eine Verdreifachung der Leistung erreicht wird, die aus dem Ersatz kleinerer WEA mit einer für das Repowering günstigen Anlagenkonfiguration resultiert. Der Rest des Altbestands wird nicht gesondert berücksichtigt, in der Annahme, dass die nicht ersetzten WEA vor dem Abbau länger als 20 Jahre betrieben werden und teilweise ggf. ein Repowering ohne Leistungszuwachs erfolgt.

Für WEA, die ab 1998 errichtet wurden, wird angenommen, dass sämtliche Anlagen "repower" werden und zwar je 1/3 des Bestands nach 12, 15 und 20 Jahren. Hintergrund für diesen Ansatz ist die Annahme, dass das Repowering erwogen wird nach Ablauf des Finanzierungszeitraums (und nach Absenkung der EEG-Vergütung), bei einem zu erwartendem Anstieg des Reparaturbedarfs nach langer Betriebszeit sowie nach Ablauf der vorgesehenen Betriebsdauer. Zur Abschätzung des durch das Repowering erreichten Leistungszuwachses wird berücksichtigt, dass durch die Installation größerer WEA eine optimierte Flächennutzung erreicht wird. Es wird deshalb ein verringerter Flächenbedarf von 5 ha/MW (gegenüber 7 ha/MW, s.o.) für alle Repowering-WEA angenommen. Aus diesem Ansatz ergibt sich im Mittel ein Leistungszuwachs um 40%, d.h. 1 MW installierte Leistung wird durch 1,4 MW repowert.

Ergänzende Anmerkungen:

Für die bis 1993 installierte Leistung wird vereinfachend angenommen, dass jeweils ein Drittel der ermittelten Repowering-Leistung (also 1/3 des betreffenden Anlagenbestands, s.o.) auf die Jahre 2003, 2004 und 2005 entfällt. Dabei wird für das 2003 erfolgte Repowering in der vorliegenden Darstellung keine regionalspezifische Zuordnung vorgenommen, in der Gesamtbetrachtung der installierten Gesamtleistung ist der Repowering-Anteil jedoch enthalten.

Abschließend ist hier zu beachten, dass die Abschätzung mit den getroffenen Annahmen als Mittelwert für sämtliche betrachtete WEA über einen langen Zeitraum erfolgt. Betrachtet wird der Zuwachs(!) der an Land installierten Leistung durch das Repowering (Leistung der neu errichteten WEA abzgl. Leistung der rückgebauten Altanlagen).

2.1.3 Prognose des Offshore-Windenergieausbaus

Nach Einschätzung des DEWI kann eine Offshore-Windkapazität von rund 20.000 MW bis zum Jahr 2020 errichtet werden. Weitere ca. 16.500 MW, die nach derzeitigem Planungsstand vorgesehen sind, lassen sich nach der vorliegenden Prognose erst nach 2020 realisieren.

Die Prognose erfolgt anhand einer projektspezifischen Analyse auf Basis einer internen Bewertung des DEWI, die im Sinne des Vertrauensschutzes für die laufenden Projektplanungen jedoch nicht veröffentlicht wird. Als Kriterien zur Bewertung der Realisierbarkeit der geplanten Vorhaben sind u.a. zu nennen: Stand des Genehmigungsverfahrens/der Planung, Nutzungskonflikte, geplanter Technologieeinsatz, Lage des Standorts (Küstenentfernung, Wassertiefe). Für die Abschätzung des zeitlichen Rahmens wird eine Unterteilung in verschiedene Realisierungsschritte vorgenommen. Dabei erfolgt eine projektspezifische Bewertung in Orientierung an folgenden Annahmen:

- 2 Jahre Umweltverträglichkeitsuntersuchung
- 1 Jahr für die Baugenehmigung (nach Vorlage UVS, Risikoanalyse)
- 1-1,5 Jahre Trassenplanung
- 1-1,5 Jahre technische Planung
- 0,5-1,5 Jahre Finanzierung
- 1 Jahr Lieferzeit
- Bauphase (abh. von Projektgröße)

Die Prognose geht davon aus, dass aufgrund der gegebenen Konfliktsituation im Zusammenhang mit der geplanten Ausweisung von Meeresschutzgebieten drei Projekte in der Nordsee und zwei Vorhaben in der Ostsee nicht realisiert werden können. Darüber hinaus wird für vier weitere Projekte angenommen, dass die Realisierung der geplanten Ausbaustufen nicht bzw. nur in deutlich begrenztem Umfang möglich ist.

Ein weiterer in der Ostsee geplanter Offshore-Windpark kann nach Einschätzung des DEWI nicht realisiert werden, weil der geplante Standort bereits durch eine konkurrierende Planung genutzt wird.

In den nachfolgenden Abbildungen wird die Prognose für die zeitliche und regionale Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung im deutschen Küstenbereich dargestellt.

Abbildung 2-1: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nordsee

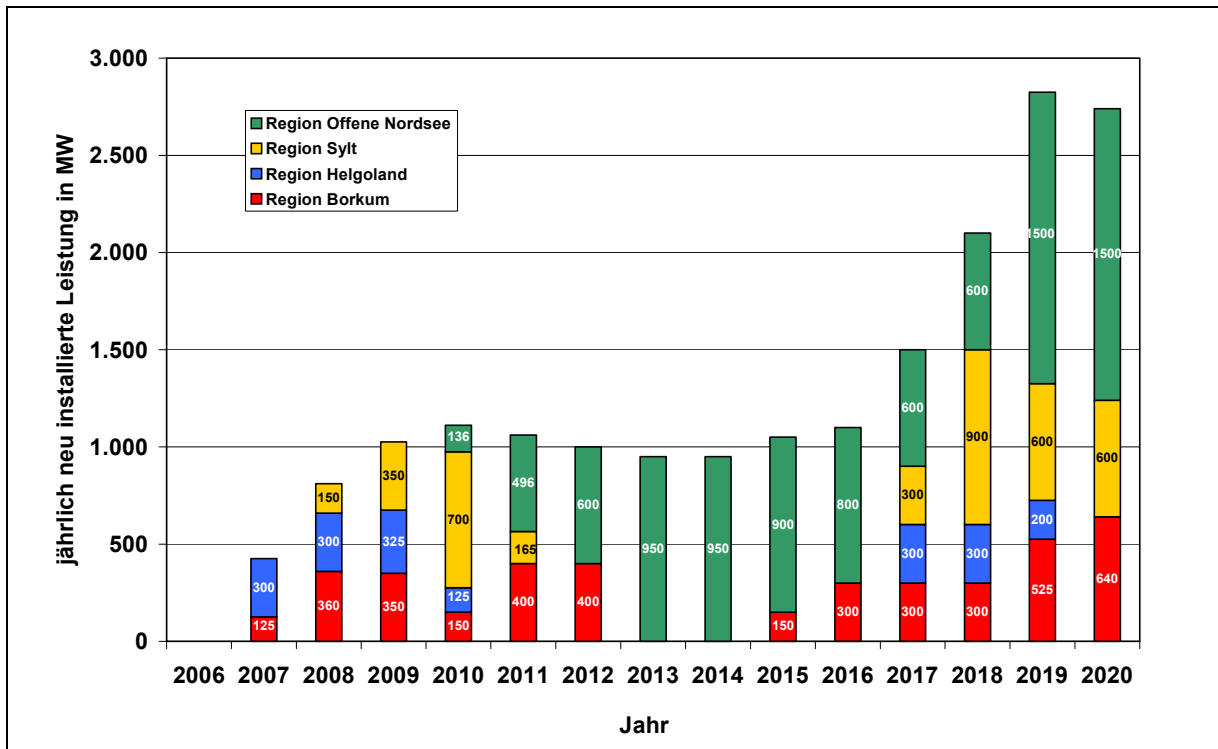
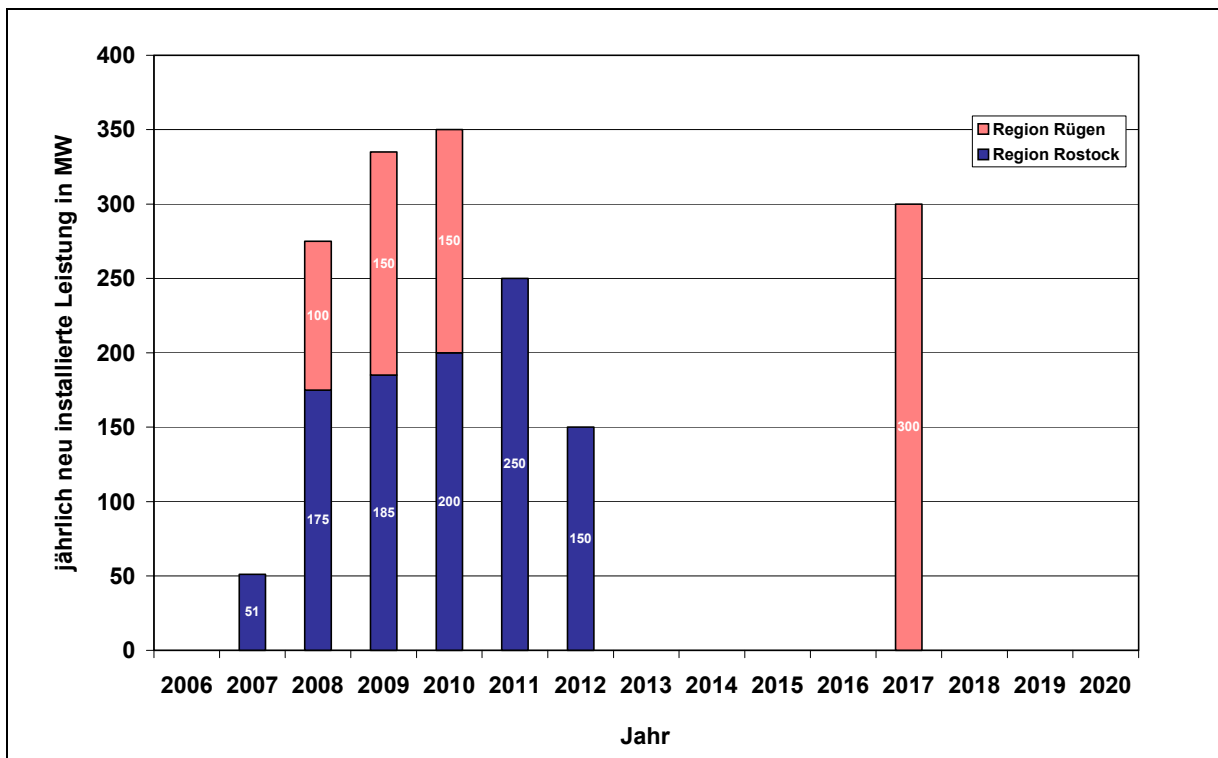


Abbildung 2-2: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Ostsee



Hinweis: Die in den Säulendiagrammen inAbbildung 2-1 und Abbildung 2-2 vermerkten Zahlenwerte kennzeichnen die in den jeweiligen Regionen erwartete neu installierte Leistung.

Abbildung 2-3: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nord- und Ostsee

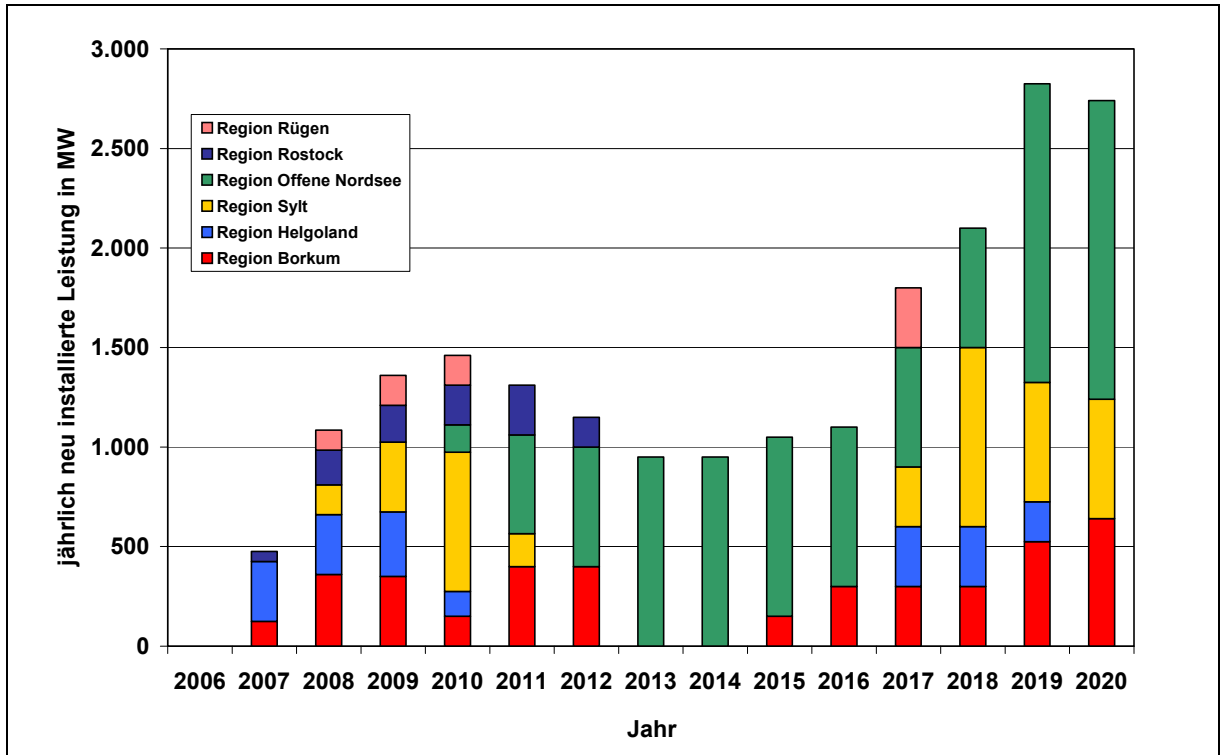
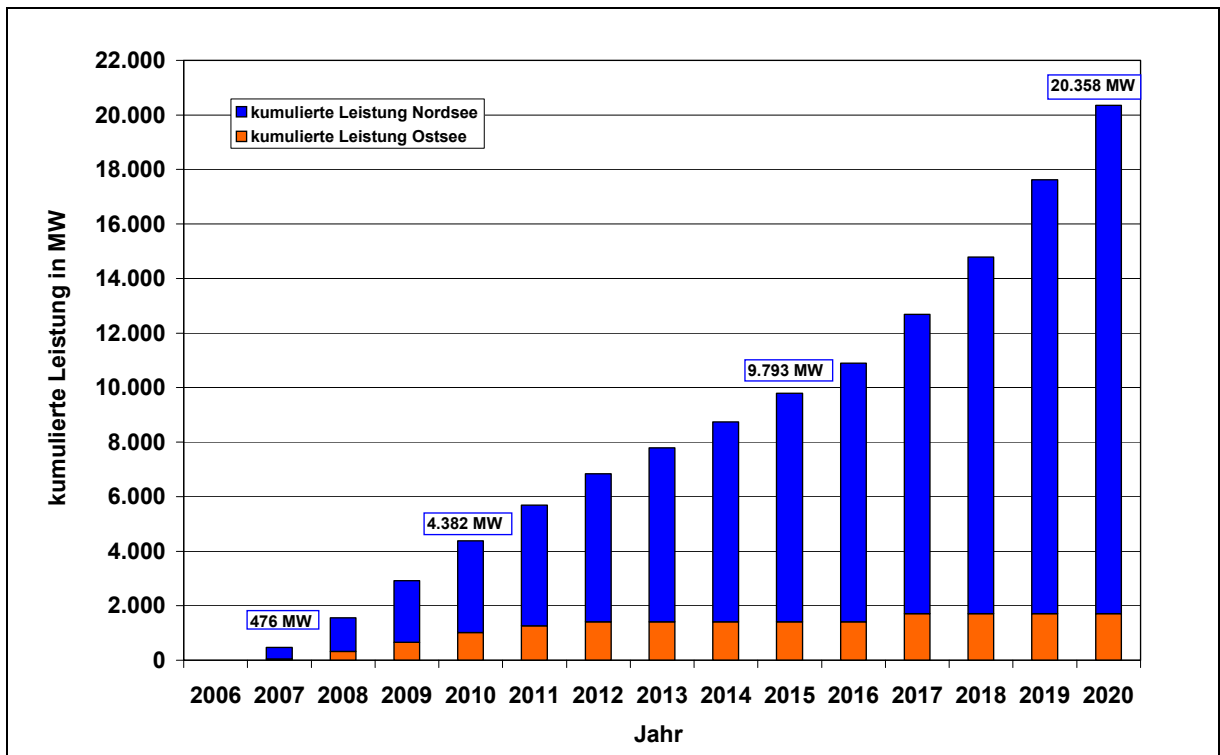


Abbildung 2-4: Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung in der Nord- und Ostsee (kumulierte Leistung)



2.1.4 Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore bis 2020

Als Ergebnis der vorstehenden Ausführungen und Darstellungen für den Onshore- und Offshorebereich zeigen die beiden nachfolgenden Abbildungen die Gesamtprognose für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis 2020.

Abbildung 2-5: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (Neuinstallation) – DEWI-Szenario

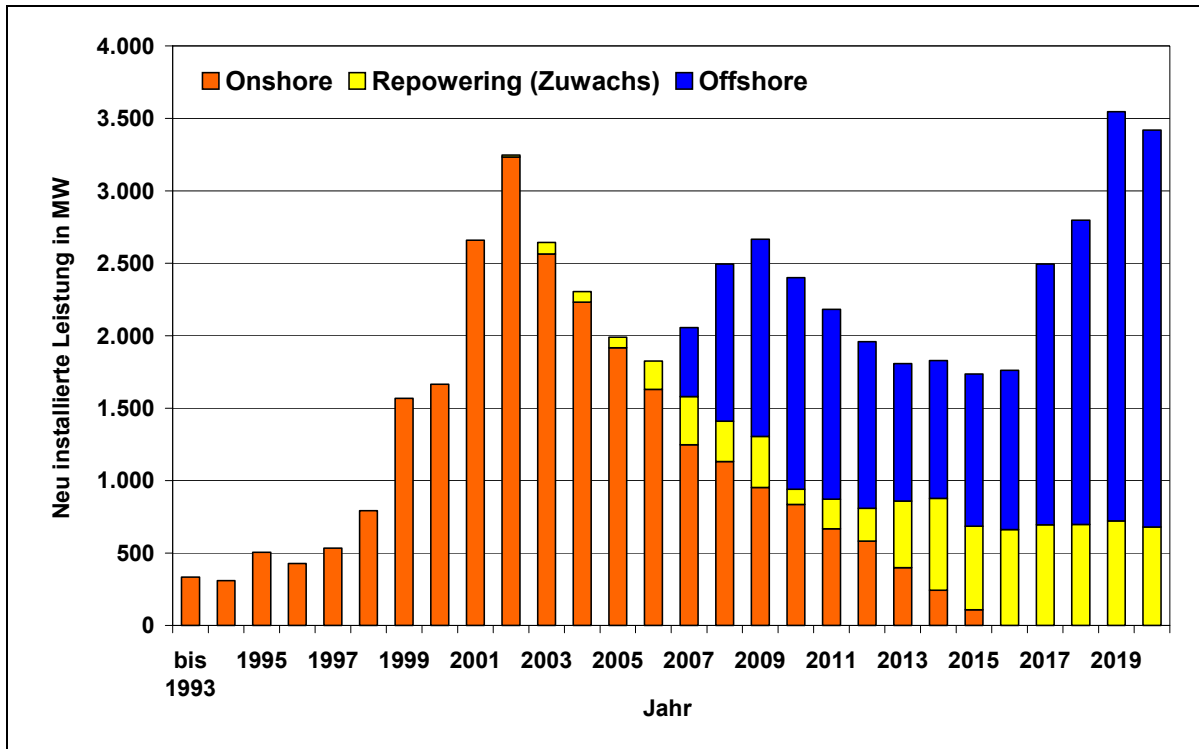
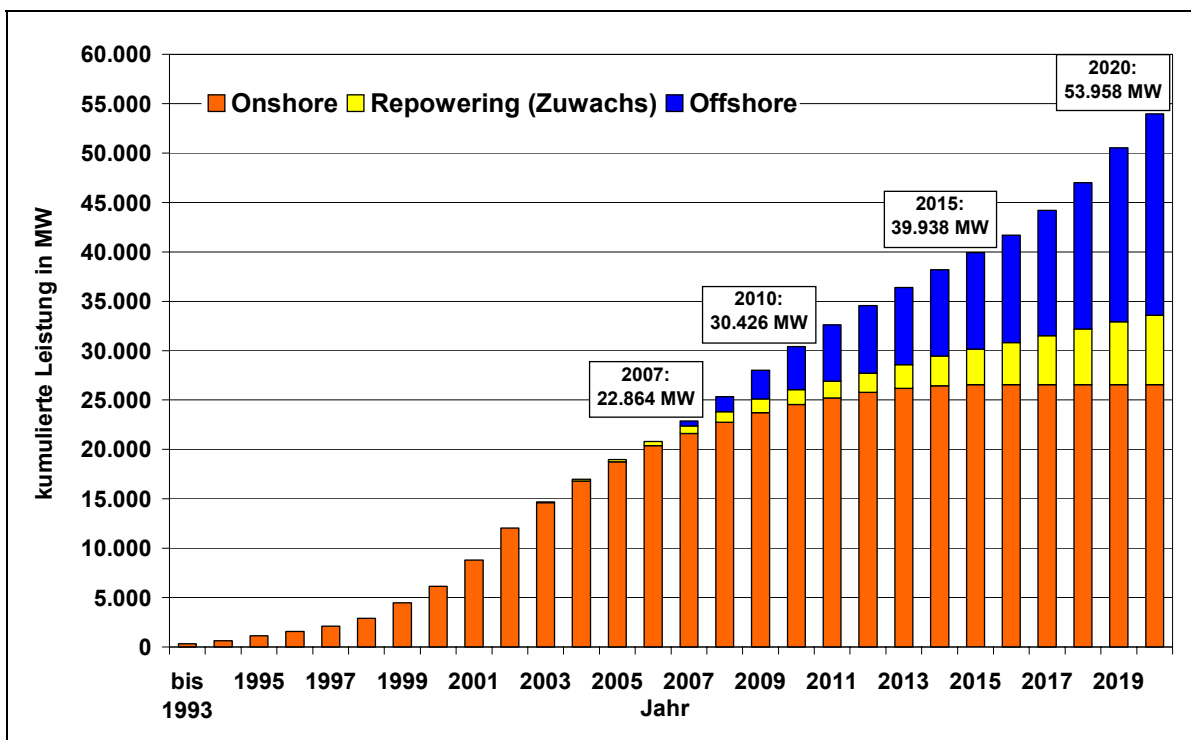


Abbildung 2-6: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumulierte Leistung) – DEWI-Szenario



Für die in dieser Untersuchung betrachteten Eckdaten für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 ergeben sich für das DEWI-Szenario die in der folgenden Tabelle 2-1 dargestellten Werte.

Tabelle 2-1: Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß DEWI-Szenario (kumuliert, Angaben in MW)

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.620	768	476	22.864
2010	24.540	1.503	4.382	30.426
2015	26.544	3.601	9.793	39.938
2020	26.544	7.056	20.358	53.958

2.2 Szenario auf Basis der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats

In dem oben ausführlich dargestellten DEWI-Szenario wird in allen Bundesländern ein Flächenbedarf von 7 ha/MW angenommen. Für das Repowering sieht das DEWI-Szenario vor, dass der WEA-Bestand, der nach 1998 in Betrieb genommen wurde, zu je einem Drittel nach 12, 15 und 20 Jahren ersetzt wird mit einem Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering von 1,4. Für die Prognose der Offshore-Windenergieentwicklung hat das DEWI als Gutachter eine unabhängige Bewertung der einzelnen Offshore-Windparkplanungen hinsichtlich der (auch zeitlichen) Realisierbarkeit getroffen.

Der für die Erstellung der vorliegenden Studie eingesetzte Fachbeirat hat in seiner Sitzung am 17.03.2004 den Beschluss gefasst, dass für die Prognose des Windenergieausbaus in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 folgende – vom DEWI-Szenario abweichende – Annahmen betrachtet werden sollen:

a) Onshore-Windenergie:

- Es wird ein Flächenbedarf von 7 ha/MW installierte Windenergieleistung angenommen, für Niedersachsen und Brandenburg wird jedoch ein Flächenbedarf von 10 ha/MW festgelegt.
- Für das Repowering von WEA, die nach 1998 in Betrieb genommen wurden, wird jeweils die Hälfte des WEA-Bestands nach 15 und 20 Jahren ersetzt mit einem Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering von 1,2.

b) Offshore-Windenergie:

- Bis 2010 wird für Schleswig-Holstein – in Orientierung an die Planung der Landesregierung – eine Anschlussleistung von 640 MW in Böxlund und 1.900 MW in Brunsbüttel berücksichtigt.
- Bis 2010 wird für Niedersachsen – in Orientierung an die Planung der Landesregierung – eine Anschlussleistung von 1.928 MW berücksichtigt.
- Bis 2007 wird im Bereich der Ostsee für den Netzanschlusspunkt Bentwisch (Region Rostock) eine installierte Leistung von 226 MW angenommen (Grund: ein geplantes 175 MW-Projekt wird bereits für 2007 berücksichtigt).

Grundsätzliche Anmerkung:

Es wird darauf hingewiesen, dass die oben aufgeführten Beschlussfassungen nicht durch die DEWI-Erfahrungen gestützt werden und sich deshalb im entwickelten Szenario, vor allem Offshore, nicht begründet nachvollziehen lassen.

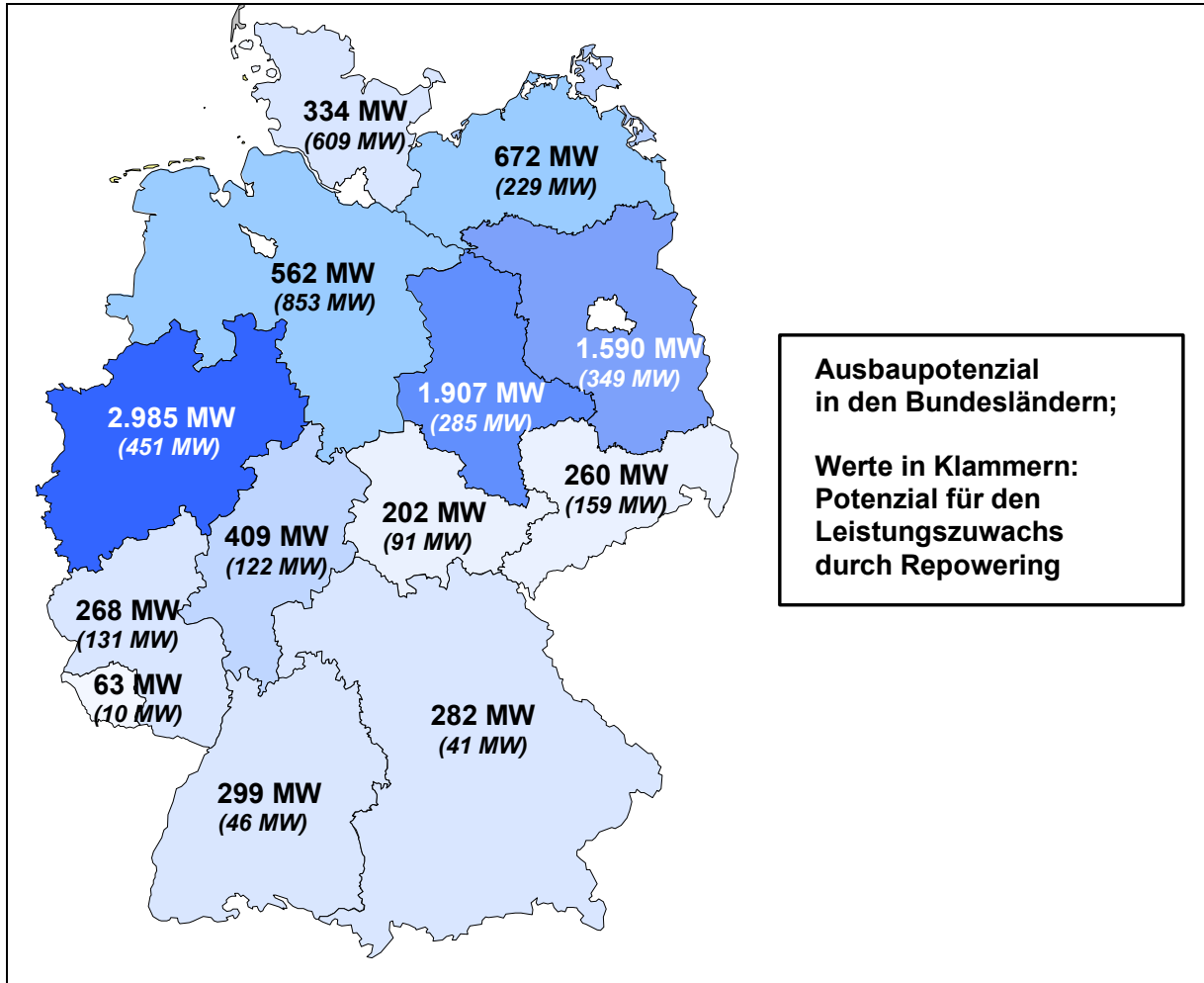
Zum Bereich der Offshore-Windenergieentwicklung ist grundsätzlich anzumerken, dass eine Orientierung an bestehenden Ausbauzielen bzw. -planungen einzelner Landesregierungen nicht in der vom DEWI zugrunde gelegten Methodik zur Bewertung der Projekte und zur Erstellung der Gesamtprognose enthalten ist. Aus diesem Grund kann die Entwicklung des Ausbaus nicht mehr jährlich dargestellt werden, sondern nur noch für die vereinbarten Referenzjahre 2007, 2010, 2015 und 2020.

2.2.1 Prognose des Windenergieausbaus an Land

Abbildung 2-7 veranschaulicht, wie sich die regionale Verteilung des verbleibenden Ausbaupotenzials (Onshore-Neuinstallation und Repowering-Zuwachs) in den Bundesländern für das hier betrachtete Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ darstellt. Der Ende 2003 bereits erreichte Ausbau der Windenergie in den Regionen wird in der Darstellung berücksichtigt.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass durch die im Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ zugrunde gelegte Annahme eines Flächenbedarfs von 10 ha/MW für die Bundesländer Niedersachsen und Brandenburg (statt einheitlich 7 ha/MW wie im DEWI-Szenario) ein Ausbaupotenzial von mehr als 730 MW in Niedersachsen und 1.300 MW in Brandenburg entfällt. Darüber hinaus ist zu beachten, dass aufgrund der durch Beschluss des dena-Fachbeirats geänderten Annahmen das Ausbaupotenzial für den Leistungszuwachs durch Repowering für den Betrachtungszeitraum bis 2020 um insgesamt rund 3.600 MW geringer ist als im DEWI-Szenario (siehe hierzu auch die Anmerkungen in Kap. 2.2). Dieses zusätzliche Repowering-Potenzial entfällt jedoch nicht vollständig, sondern wird z.T. erst nach 2020 verfügbar.

Abbildung 2-7: Regionale Verteilung des Ausbau- und des Repowering-Potenzials für die Windenergienutzung bis 2020 – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“



Nachfolgend wird für die einzelnen Bundesländer die Prognose des Windenergieausbaus durch Nutzung zusätzlicher Standorte und Repowering dargestellt, die sich auf Grundlage der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats in der Sitzung vom 17.03.04 (siehe Kap. 2.2) ergibt.

Abbildung 2-8: Prognose der Windenergieentwicklung in Schleswig-Holstein

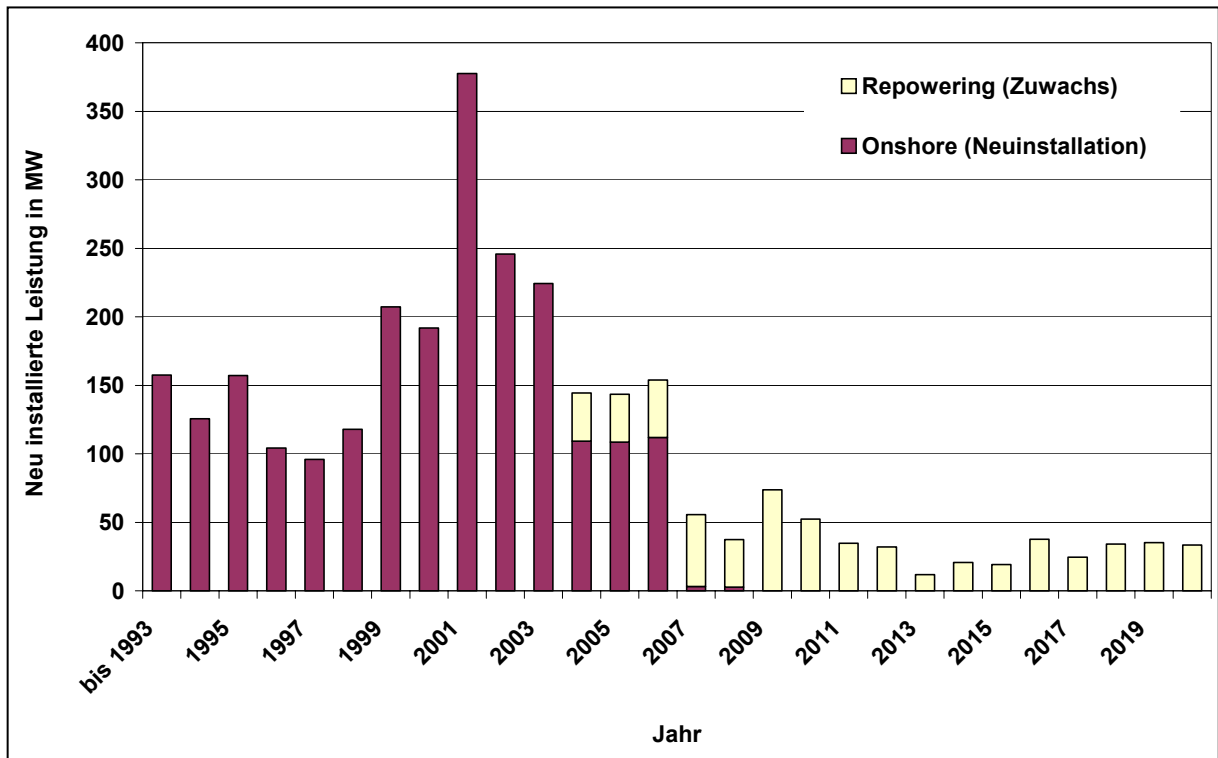


Abbildung 2-9: Prognose der Windenergieentwicklung in Niedersachsen

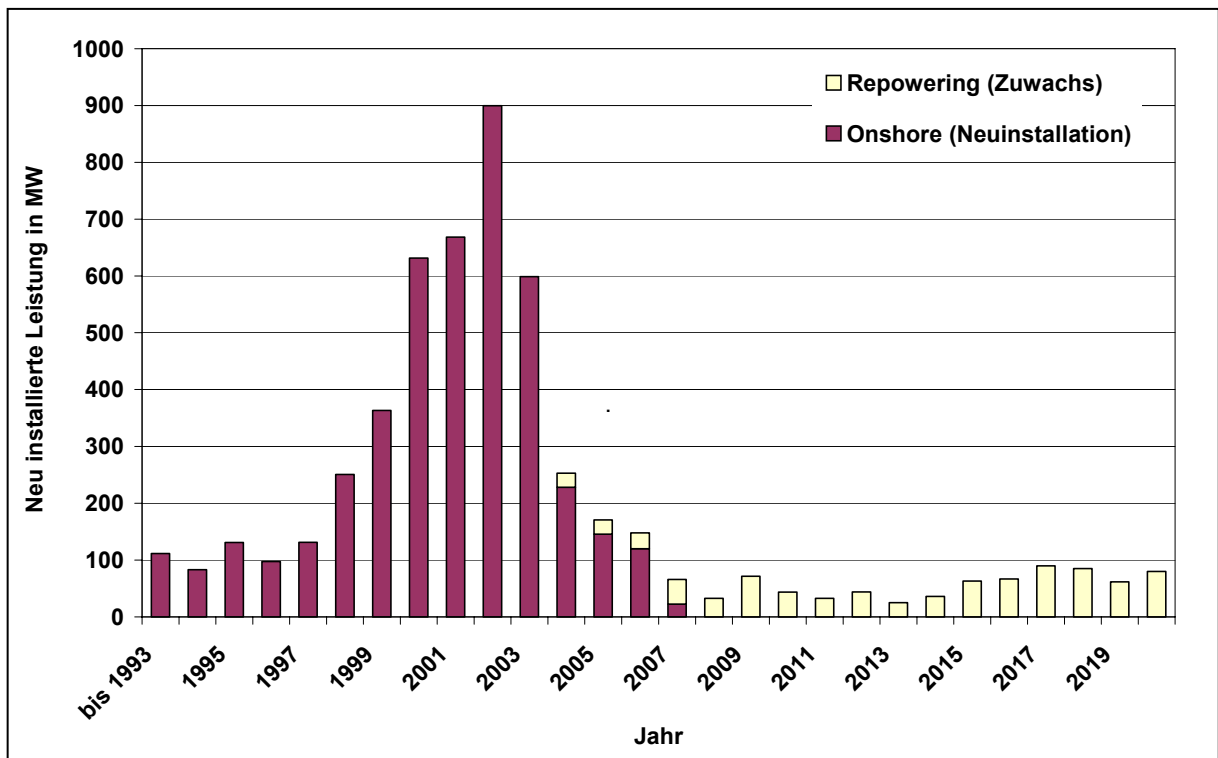


Abbildung 2-10: Prognose der Windenergieentwicklung in Mecklenburg-Vorpommern

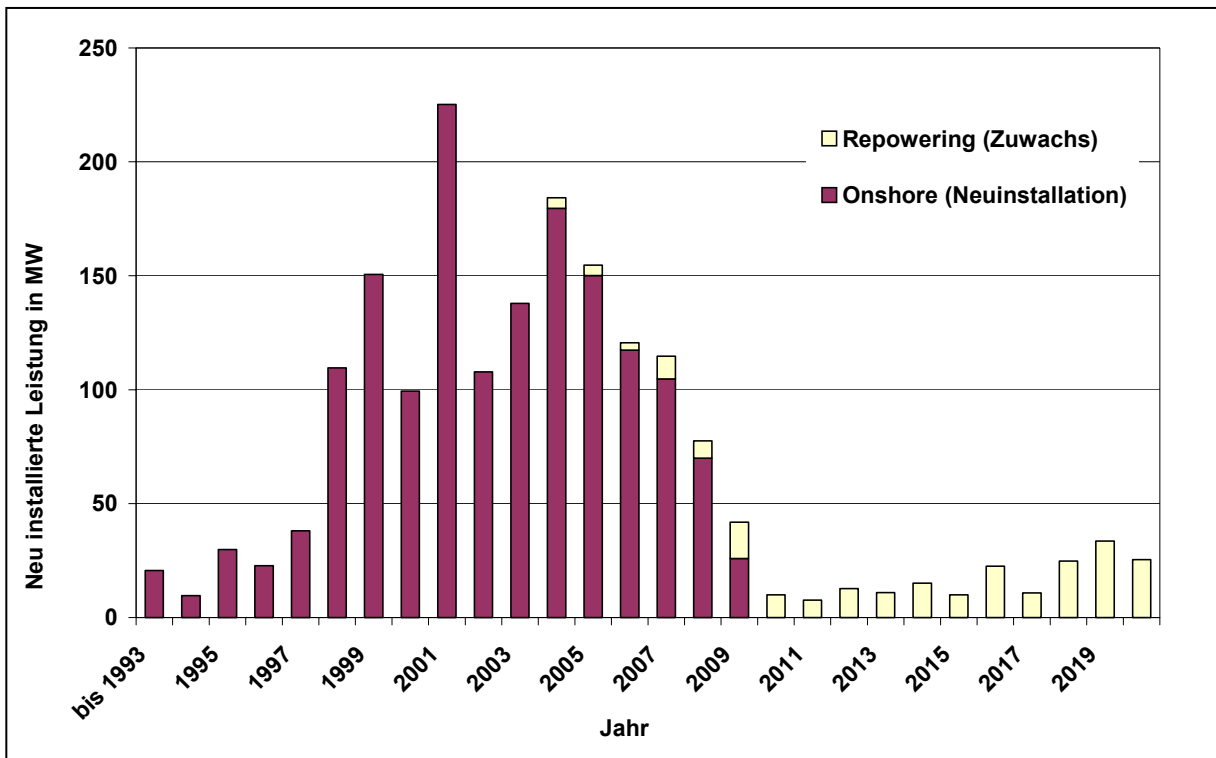


Abbildung 2-11: Prognose der Windenergieentwicklung in Nordrhein-Westfalen

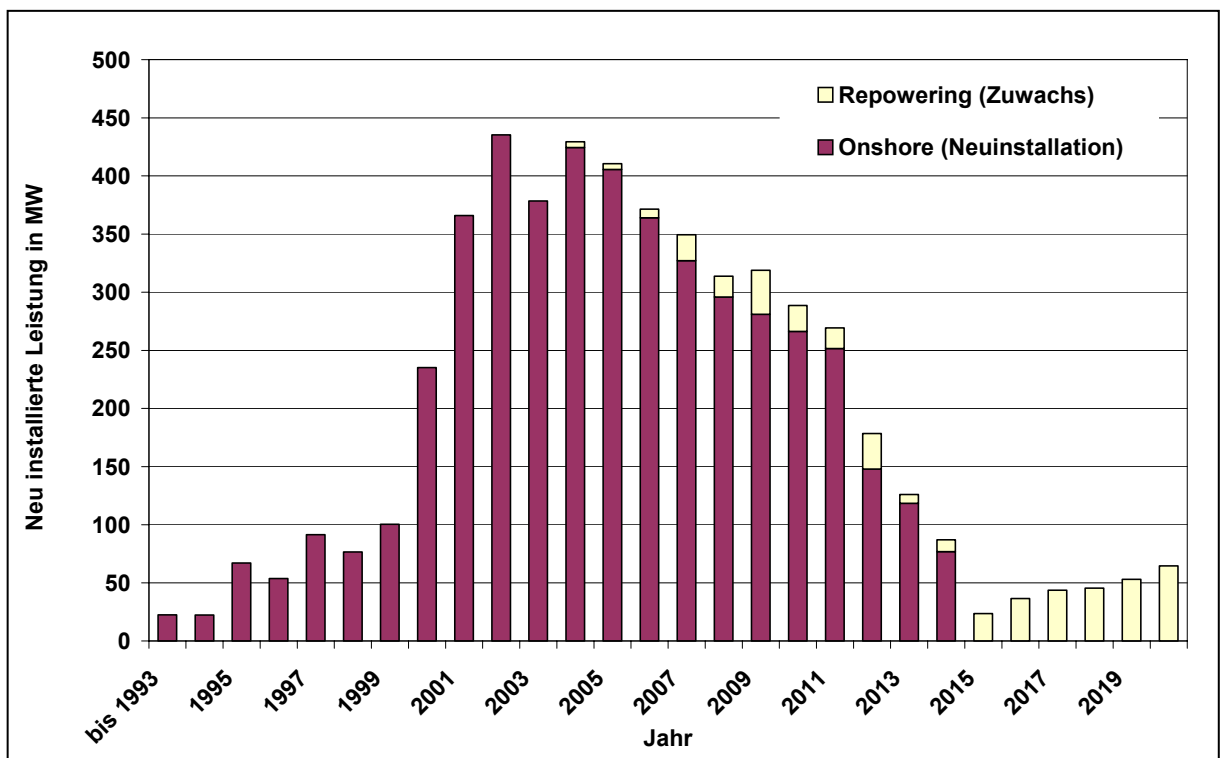


Abbildung 2-12: Prognose der Windenergieentwicklung in Sachsen-Anhalt

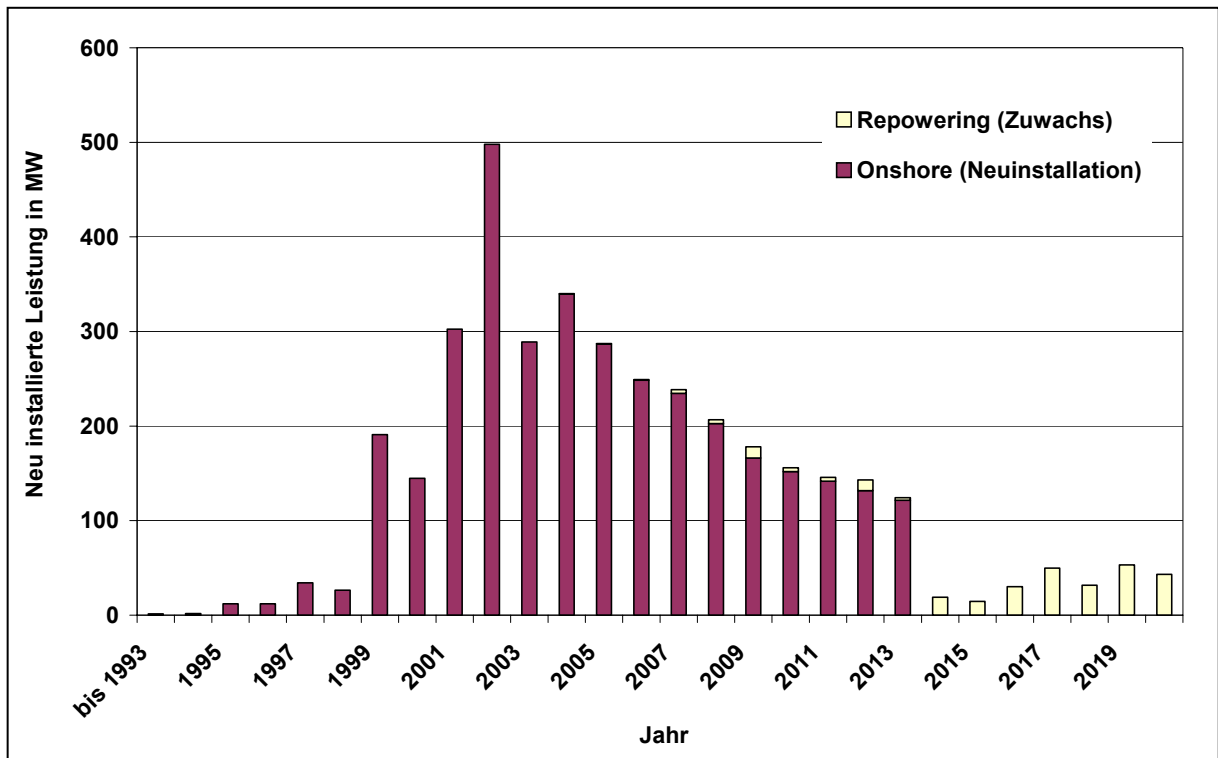


Abbildung 2-13: Prognose der Windenergieentwicklung in Brandenburg

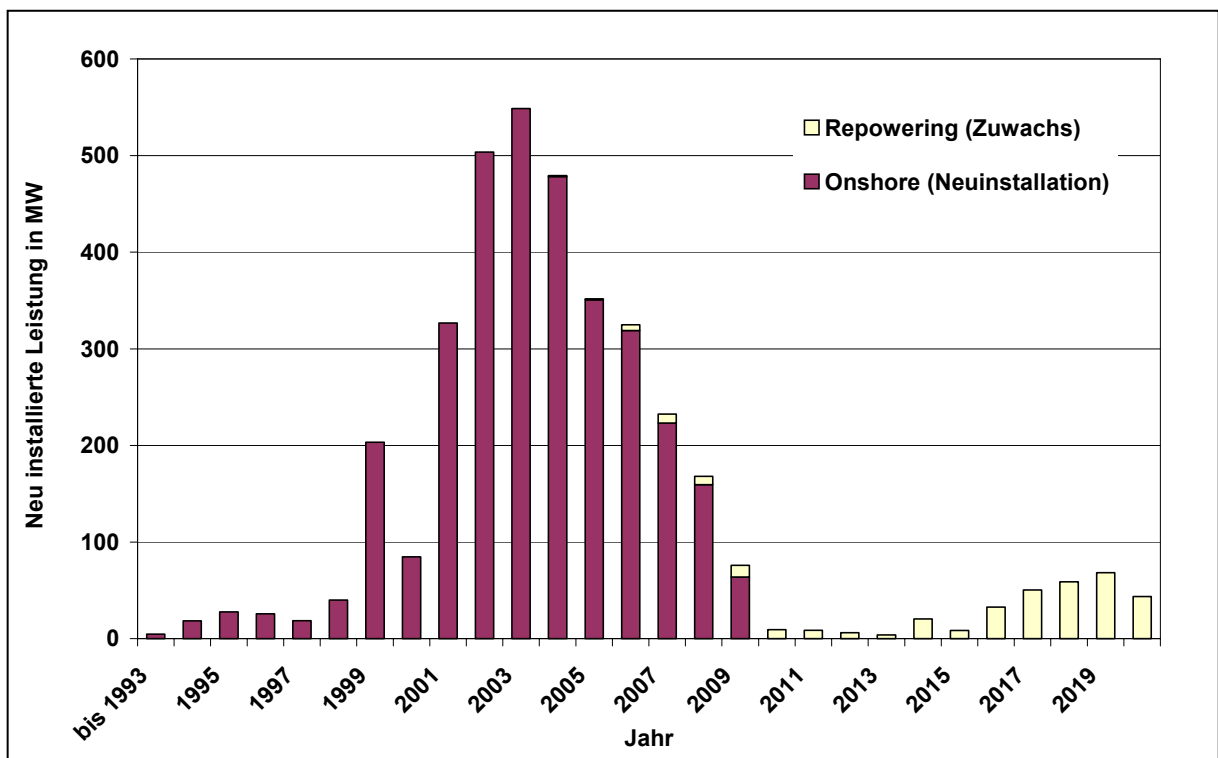


Abbildung 2-14: Prognose der Windenergieentwicklung in Rheinland-Pfalz

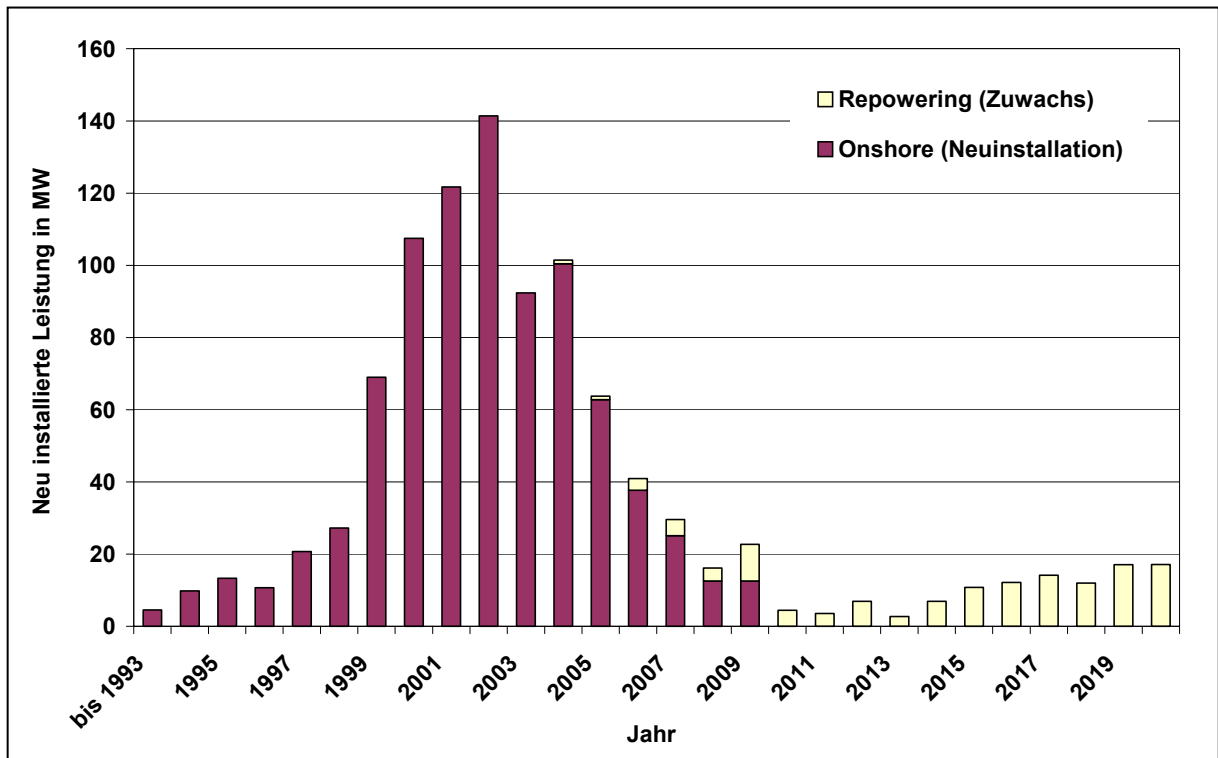


Abbildung 2-15: Prognose der Windenergieentwicklung im Saarland

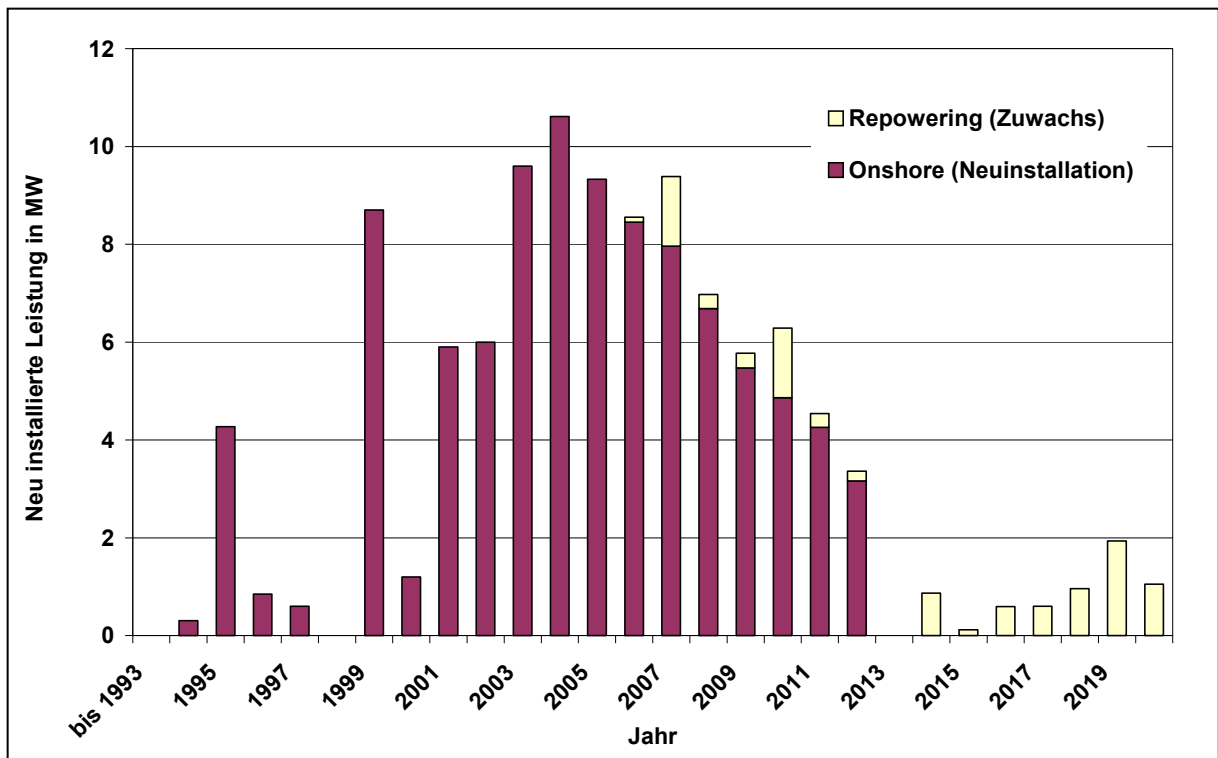


Abbildung 2-16: Prognose der Windenergieentwicklung in Hessen

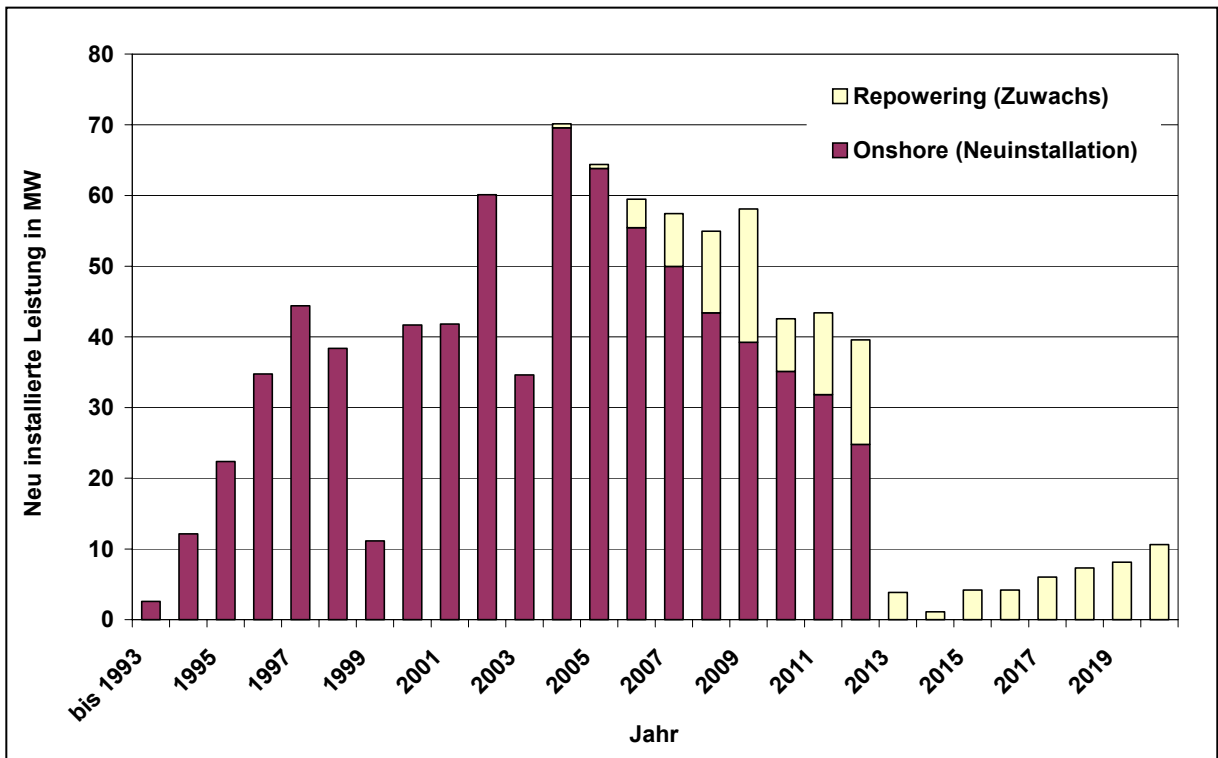


Abbildung 2-17: Prognose der Windenergieentwicklung in Thüringen

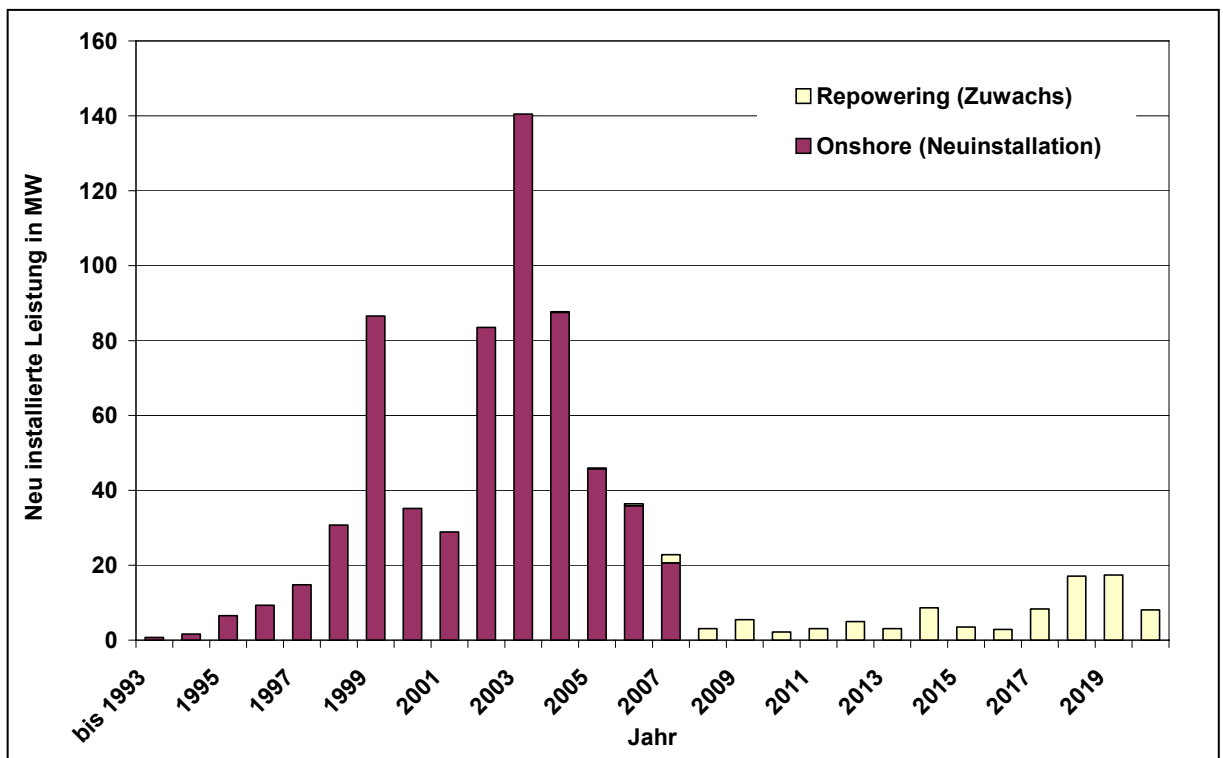


Abbildung 2-18: Prognose der Windenergieentwicklung in Sachsen

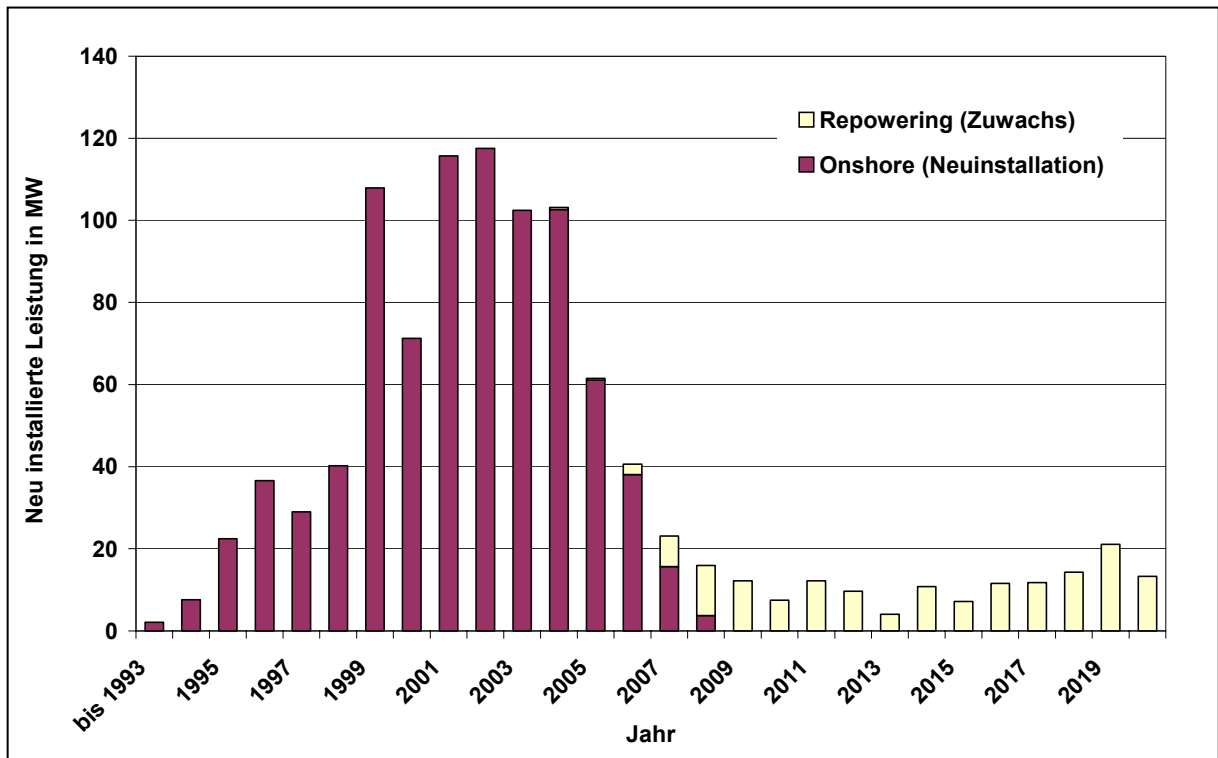


Abbildung 2-19: Prognose der Windenergieentwicklung in Baden-Württemberg

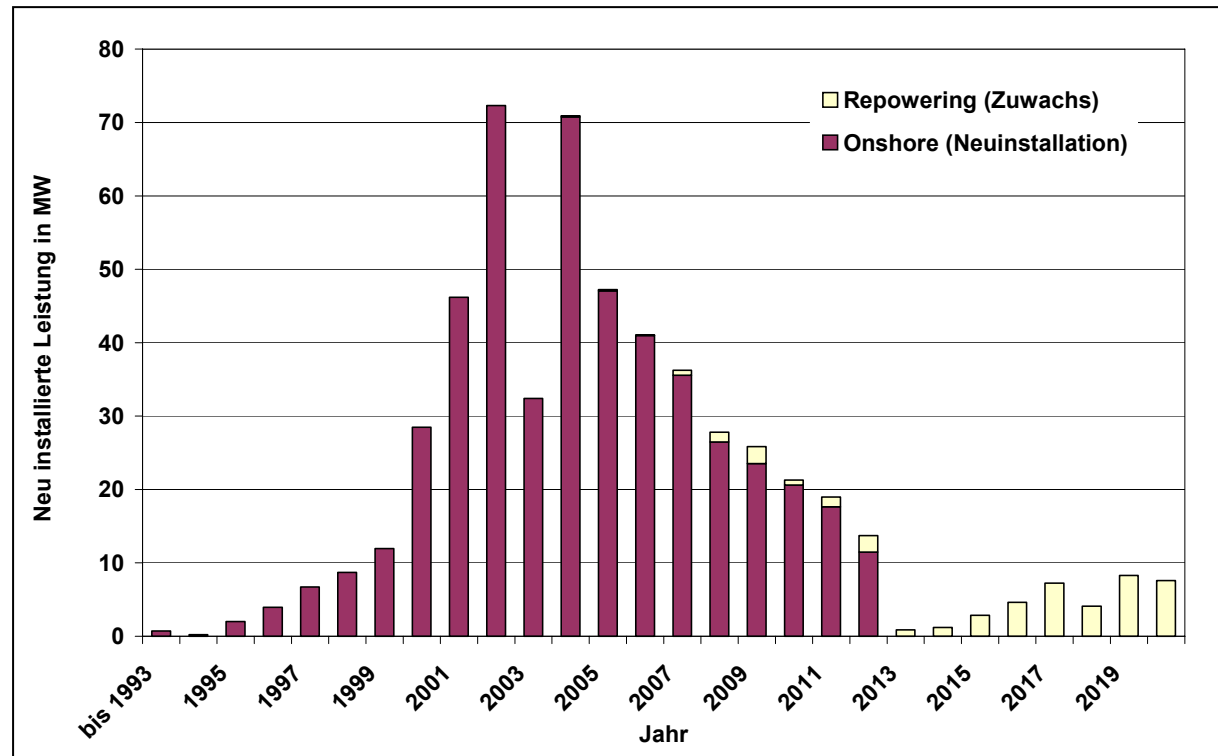
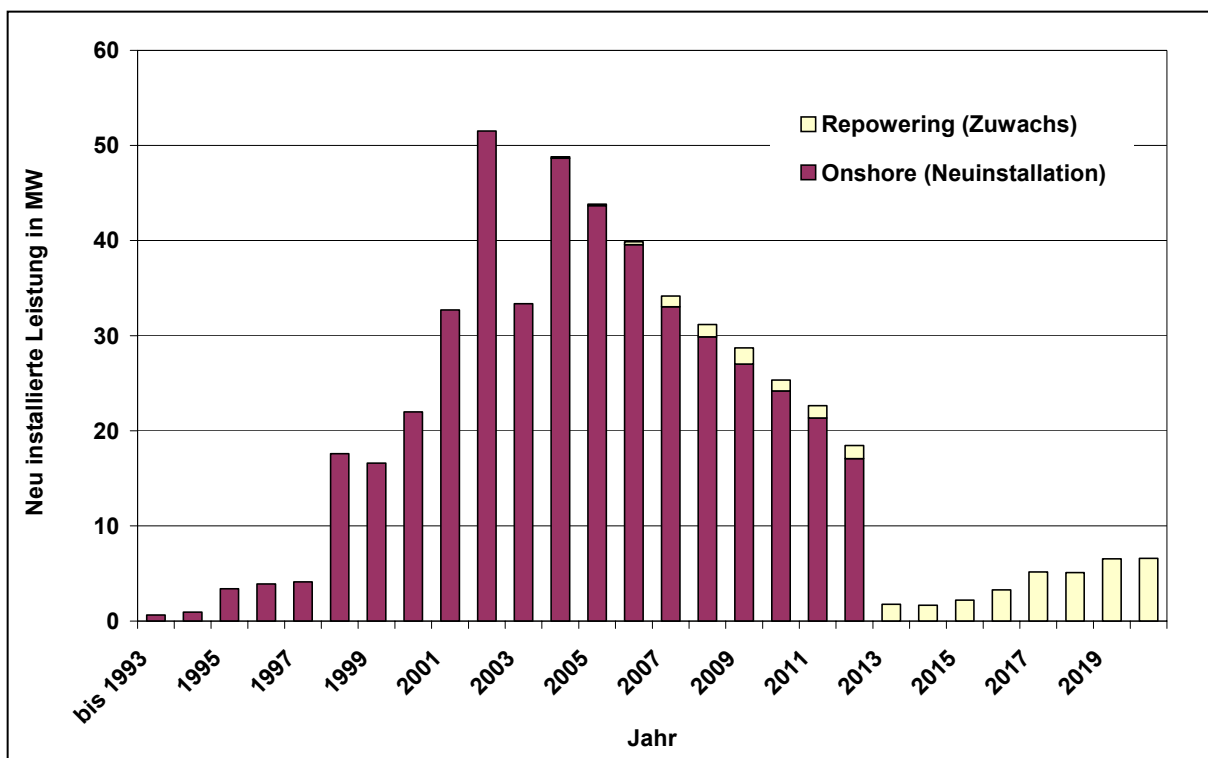


Abbildung 2-20: Prognose der Windenergieentwicklung in Bayern



2.2.2 Prognose des Offshore-Windenergieausbaus

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sich auf Grundlage der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats in der Sitzung vom 17.03.2004 (siehe Kap. 2.2) ergebenden Änderungen in der Prognose des Offshore-Windenergieausbaus.

Tabelle 2-2: Modifikation des Offshore-Szenarios gemäß Beschluss des dena-Fachbeirats

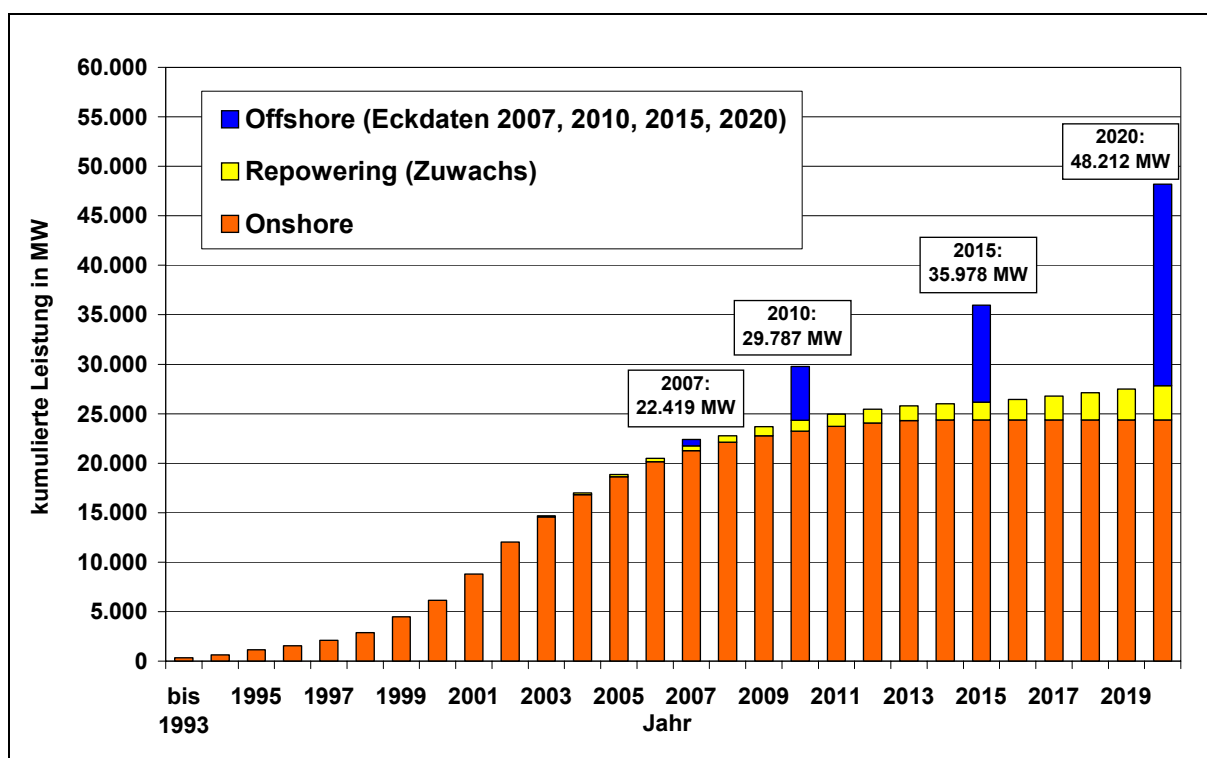
Offshore-Szenario	DEWI-Prognose				Beschluss dena-Fachbeirat			
	2007	2010	2015	2020	2007	2010	2015	2020
kumulierte Leistung in MW im Jahr								
NORDSEE	425	3.371	8.382	18.647	425	4.428	8.382	18.647
Region Borkum	125	985	1.935	4.000	125	1.928*	5.882*	4.000
Region Offene Nordsee	0	136	4.032	9.032	0			9.032
Region Helgoland*	300	1.050	1.050	1.850	300	2.500*	2.500*	1.850
Region Sylt	0	1.200	1.365	3.765	0			3.765
OSTSEE	51	1.011	1.411	1.711	226	1.011	1.411	1.711
Region Rostock	51	611	1.011	1.011	226	611	1.011	1.011
Region Rügen	0	400	400	700	0	400	400	700
Summe Nord-/Ostsee	476	4.382	9.793	20.358	651	5.439	9.793	20.358

* Unter "Beschluss dena-Fachbeirat" für 2010 ist ein geplanter Offshore-Windpark in der Region Helgoland (250 MW) dem Bereich Niedersachsen (Borkum/ Offene Nordsee) zugeordnet.

2.2.3 Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore bis 2020

In Abbildung 2-21 wird die Gesamtprognose für die Windenergieentwicklung an Land und Offshore bis 2020 dargestellt, die sich auf Basis der Beschlussfassung des dena-Fachbeirats in der Sitzung vom 17.03.2004 (siehe Kap. 2.2) ergibt. Eine Darstellung der jährlichen Entwicklung des Offshore-Ausbaus ist dabei nicht möglich, da diese politischen Ansätze nicht mit den vom DEWI angenommenen technischen/administrativen und zeitlichen Beschränkungen in Einklang zu bringen sind.

Abbildung 2-21: Prognose der Windenergieentwicklung in Deutschland an Land und Offshore bis 2020 (kumuliert) – Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“



Für die in dieser Untersuchung betrachteten Eckdaten für 2007, 2010, 2015 und 2020 ergeben sich für das Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ die in Tabelle 2-3 dargestellten Werte.

Tabelle 2-3: Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (kumuliert, Angaben in MW)

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.264	504	651	22.419
2010	23.264	1.083	5.439	29.787
2015	24.386	1.799	9.793	35.978
2020	24.386	3.468	20.358	48.212

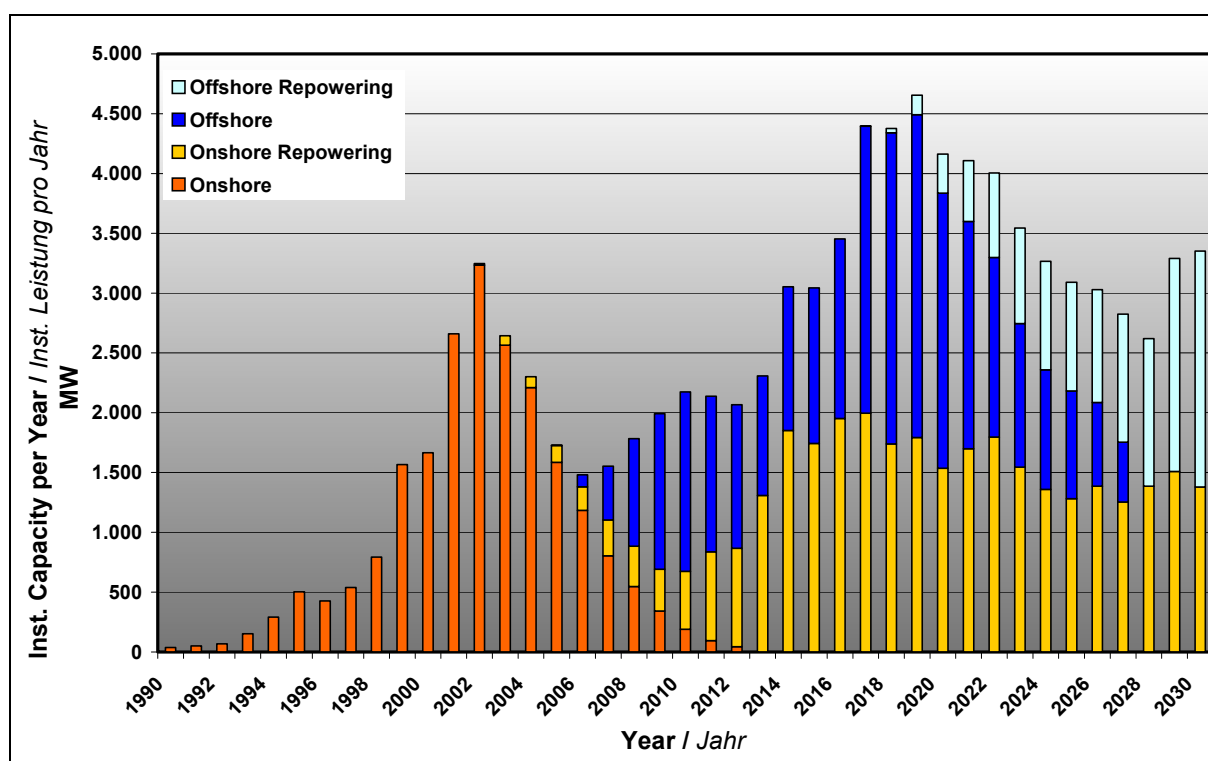
2.3 Betrachtung weiterer aktueller Studien zur künftigen Nutzung der Windenergie

2.3.1 DEWI-Studie „WindEnergy 2004“

Vom Deutschen Windenergie-Institut wurde im Frühjahr 2004 anlässlich der Fachmesse „WindEnergy 2004“ die Studie „Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2008, 2012 und 2030“ im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH erstellt [DEWI (2004a)].

Für einen Vergleich gilt es die unterschiedliche Methodik der WindEnergy 2004-Studie und der hier vorliegenden Untersuchung zu beachten. Die in Abbildung 2-22 dargestellten Ergebnisse der WindEnergy 2004-Studie basieren auf einer Umfrage in der Windenergiebranche (WEA-Hersteller und Projektentwickler) zur Einschätzung der künftigen Entwicklung des Windenergiemarktes bis 2008. Die Prognose für die nachfolgenden Jahre bis 2030 basieren auf Annahmen, die bereits aus der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2002 stammen. Das in der hier vorliegenden Studie dargestellte Szenario orientiert sich dagegen an dem verfügbaren Flächenpotenzial für die Windenergienutzung in Deutschland.

Abbildung 2-22: Langfristprognose für Deutschland bis zum Jahr 2030 unter Einbeziehung von Onshore-Ausbau und -Repowering und Offshore-Ausbau und -Repowering (aus: [DEWI (2004a)])



Beim Vergleich der Prognosen bzgl. des Repowering ist zu beachten, dass in den Darstellungen der hier vorliegenden Studie der durch Repowering-Maßnahmen erzielte Leistungszuwachs (Neuinstallation abzgl. Rückbau alter WEA) abgebildet wird, während in der WindEnergy 2004-Studie die im Rahmen des Repowering neu installierte Leistung dargestellt wird (als Markt-Potenzial für die Hersteller). Hinzuweisen ist auch darauf, dass in der WindEnergy 2004-Studie von einem Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering von 1,1 ausgegan-

gen wird, während für die Szenarien in der vorliegenden Studie 1,2 bzw. 1,4 als Faktor für den Leistungszuwachs des Repowering betrachtet wird.

Insbesondere für die nahe Zukunft – d.h. für den Zeitraum, der zur Ausrichtung der Geschäftspolitik von besonderem Interesse für die Unternehmen ist – gibt die Einschätzung der Windenergiebranche zur Marktentwicklung eine wichtige Orientierung für eine realistische Prognose der Windenergienutzung. Die Ergebnisse der WindEnergy 2004-Studie für die nächsten vier Jahre wurden deshalb für das im Rahmen dieser Betrachtung entwickelte Szenario besonders berücksichtigt (siehe Kap. 2.1.1).

Insgesamt könnte in Deutschland laut Prognose der WindEnergy 2004-Studie bis 2030 eine Gesamtkapazität von onshore ca. 24.300 MW und offshore rund 30.500 MW installiert sein.

2.3.2 BTM Consult Windenergie-Prognose 2004-2008

Das dänische Beratungsunternehmen BTM Consult ApS hat im Frühjahr 2004 seinen aktuellen Bericht zur internationalen Entwicklung der Windenergie „World Market Update 2003“ veröffentlicht, der auch eine Prognose für den Zeitraum 2004-2008 beinhaltet [BTM 2004].

Für Deutschland prognostiziert BTM Consult folgende Ausbauentwicklung der Windenergie:

2004:	2.325 MW, davon 7 MW offshore
2005:	2.525 MW, davon 280 MW offshore
2006:	2.500 MW, davon 440 MW offshore
2007:	3.500 MW, davon 1.840 MW offshore
2008:	2.600 MW, davon 900 MW offshore

(aus: [BTM (2004)])

Nach den oben genannten Angaben erwartet BTM Consult bis 2007 bereits eine installierte Offshore-Windenergieleistung von 2.567 MW in Deutschland. Dies erscheint vor dem Hintergrund der in Kap. 1.3 ausführlich dargestellten Situation der Offshore-Windparkplanungen im deutschen Küstenbereich unrealistisch. Die Szenarien in der hier vorliegenden Studie gehen dementsprechend davon aus, dass bis 2007 lediglich ein Viertel bzw. ein Fünftel der von BTM Consult prognostizierten Offshore-Kapazität in Deutschland installiert sein wird (siehe Kap. 2.2.2, Tabelle 2-2).

Für die Prognose von BTM Consult zur Marktentwicklung onshore in Deutschland erfolgt keine Differenzierung in Neuinstallationen und Repowering-Maßnahmen. Die Betrachtung für den Gesamtausbau an Land in Deutschland ist auf den Zeitraum 2004-2008 beschränkt, die prognostizierten Ausbautzahlen liegen etwas höher als in den in dieser Untersuchung betrachteten Szenarien.

Zur Methodik der BTM Consult-Berichts ist anzumerken, dass die Prognose auf einer kontinuierlichen Marktbeobachtung und einer Fortschreibung der Entwicklung aus der Vergangenheit basiert, aber wohl weniger auf einer aktuellen Analyse der vorliegenden Randbedingungen des Marktes.

2.3.3 DLR/IFEU/WI-Studie 2004

Von der Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung und Wuppertal Institut wurde im Frühjahr 2004 die vom Bundesumweltministerium beauftragte Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ vorgelegt [DLR/IFEU/WI (2004)].

Im Rahmen des dreijährigen Forschungsvorhabens wurden auch verschiedene Szenarien für die zukünftige Nutzung der regenerativen Energien entwickelt. Für die Windenergienutzung wird in der Studie ein Gesamtpotenzial an Land von 20.000-25.000 MW und offshore von 30.000 MW betrachtet. Eventuelle Einschränkungen dieses Potenzials sind nach Einschätzung der Autoren der Studie nicht primär aus naturschutzfachlichen Gründen, sondern zur langfristigen Sicherung der sozialen Akzeptanz der Windenergienutzung (an Land) zu betrachten. Für die Offshore-Windenergienutzung werden angesichts der bereits bestehenden strengen Genehmigungskriterien keine darüber hinaus gehenden Naturschutzrestriktionen angenommen.

Nach der Prognose des Windenergieausbaus im Szenario „NaturschutzPlus I“ (siehe hierzu auch die Erläuterungen in Kap. 2.4) wird von einer insgesamt installierten Brutto-Windenergieleistung von 20.000 MW im Jahr 2010 und von 32.200 MW im Jahr 2020 ausgegangen. Bis 2050 soll nach diesem Szenario eine Brutto-Windenergieleistung von 48.000 MW installiert sein [DLR/IFEU/WI (2004) und persönl. Mitteilung von J. Nitsch, DLR, vom 22.03.04].

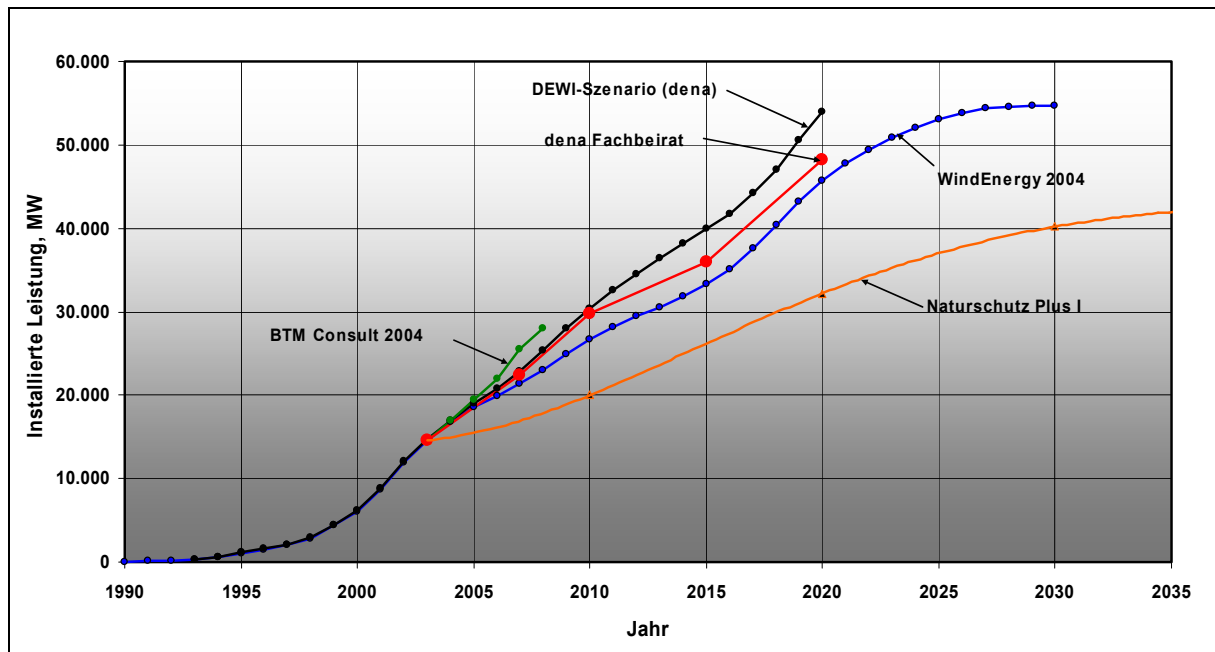
Angesichts einer bereits Ende 2003 installierten Windenergieleistung von 14.609 MW und Neuinstallationen von mehr als 2.500 MW/a in den letzten drei Jahren erscheint der Verlauf des Windenergieausbaus im Szenario „NaturschutzPlus I“ bis 2010 nicht sehr realistisch, zumal zum Jahresende 2004 bereits eine Windenergieleistung von 17.000 MW in Deutschland erwartet wird. Das insgesamt betrachtete Ausbaupotenzial (48.000 MW) liegt jedoch in einer ähnlichen Größenordnung, wie die Prognosen in der hier vorliegenden Studie.

Zur Methodik für die Betrachtung des Szenarios „NaturschutzPlus I“ ist anzumerken, dass mit Hilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS) eine sukzessive Einschränkung der nutzbaren Fläche erfolgte. Ausgehend von der insgesamt gegebenen Fläche wurden dabei zunächst Straßen und Siedlungsflächen, naturschutzrechtliche Schutzgebiete und sonstige Nutzungseinschränkungen betrachtet und letztlich die zur Windenergienutzung verbleibenden Flächen unter Berücksichtigung von Abstandsflächen, Mindestwindgeschwindigkeiten u.a.m. ermittelt. (Anmerkung: Es ist hier klarzustellen, dass nicht die für die Windenergienutzung ausgewiesenen Eignungsflächen betrachtet werden sondern die Gesamtfläche!)

2.3.4 Vergleich aktueller Szenarien für die künftige Nutzung der Windenergie

Abschließend werden in Abbildung 2-23 die verschiedenen hier betrachteten Szenarien zur künftigen Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland im Vergleich dargestellt.

Abbildung 2-23: Vergleich aktueller Szenarien zur künftigen Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland



2.4 Szenario für den Ausbau sonstiger regenerativer Energien bis 2020

Für die Entwicklung der Nutzung sonstiger regenerativer Energien im Zeitraum bis 2020 wird in dieser Untersuchung Bezug genommen auf die im Frühjahr 2004 vorgelegte Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, die im Auftrag des Bundesumweltministeriums in dreijähriger Arbeit von der Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung und Wuppertal Institut erstellt wurde [DLR/IFEU/WI (2004), siehe auch Kap. 2.3.3].

Als Grundlage für die Prognose wird das Szenario „NaturschutzPlus I“ betrachtet, das in der o.g. Studie folgendermaßen charakterisiert wird: "Um diese spezifischen Belange des Naturschutzes, die in der Regel während der Genehmigungsphase einzelner Anlagen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung untersucht werden, auch bei der Entwicklung von Szenarien für das gesamte Energiesystem perspektivisch zu berücksichtigen und damit das nutzbare Potenzial erneuerbarer Energien nicht zu überschätzen, wird in der Variante "NaturschutzPlus I" ein aus naturschutzfachlichen Gründen zusätzlich reduziertes Potenzial abgeleitet, das langfristig auch unter strengen naturschutzfachlichen Anforderungen für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Verfügung steht. Relevant sind diese zusätzlichen Restriktionen aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes insbesondere für die Nutzung der Biomasse, der Windenergie und – in geringerem Ausmaß – für die Wasserkraft. (...)" ([DLR/IFEU/WI (2004)], S. 156).

Abbildung 2-24: Prognose der installierten Bruttoleistung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie) bis 2020 – orientiert am Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)]

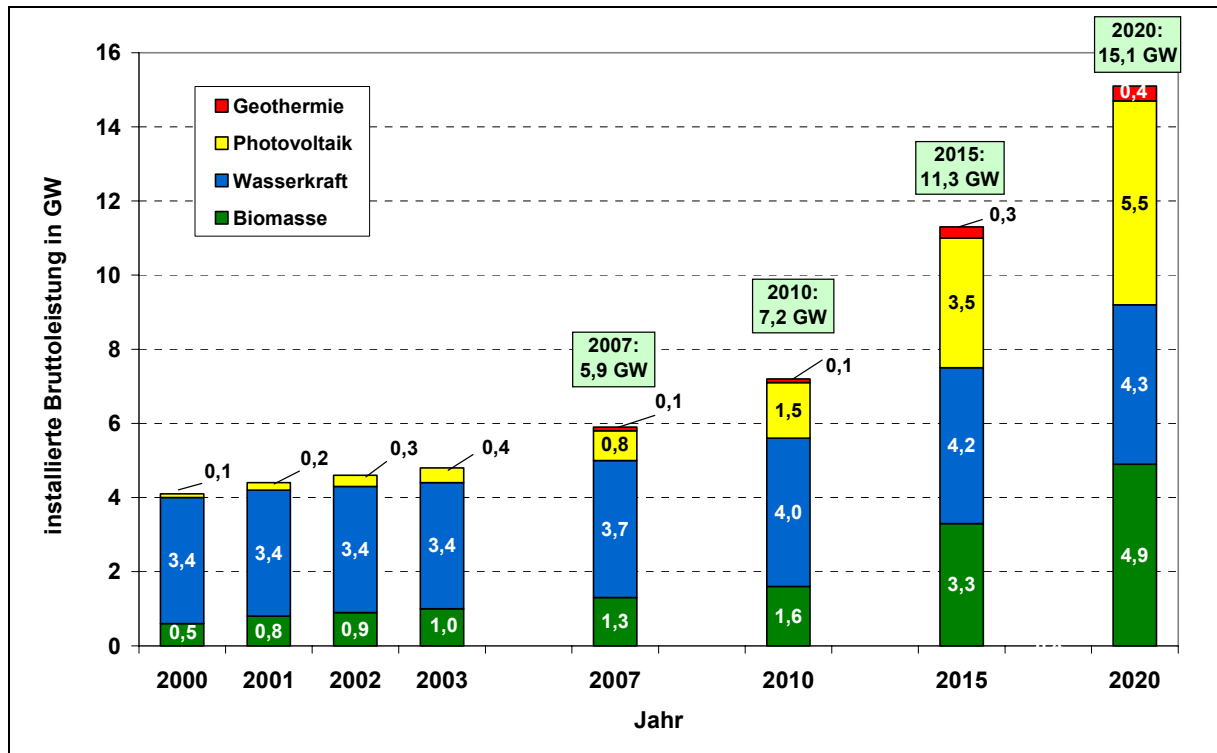
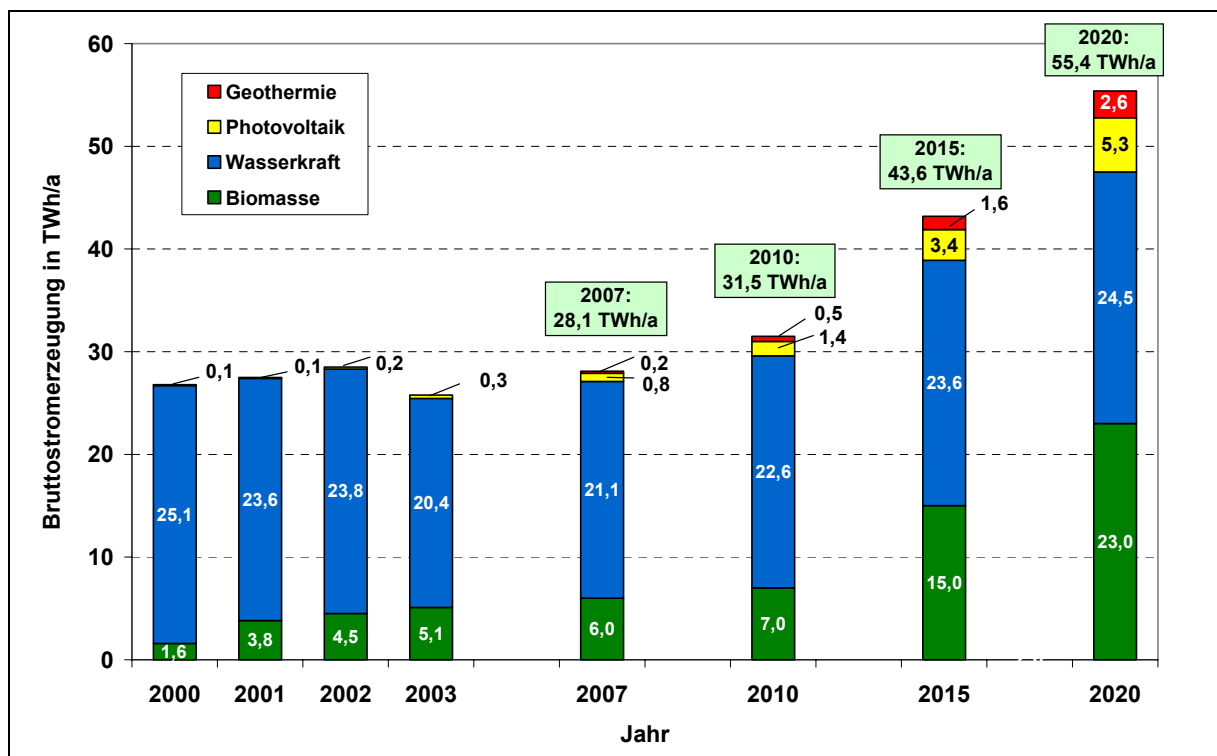


Abbildung 2-25: Prognose der Bruttostromerzeugung sonstiger regenerativer Energien (ohne Windenergie) bis 2020 – orientiert am Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)]



Quellenangaben:
 Angaben für die Jahre 2000-2003 aus: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (Angaben für 2003: erste vorläufige Abschätzung), Februar 2004; <http://www.bmu.de/files/entestat.pdf> sowie Bundesumweltministerium (Hrsg.): "Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung, Stand: November 2003"
 Angaben für 2007: Eigene Abschätzung in Orientierung an der Entwicklung gemäß Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)]
 Angaben für 2010 und 2020 gemäß Szenario „Naturschutz Plus I“ in „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ in [DLR/IFEU/WI (2004)] sowie ergänzende persönliche Mitteilung von J. Nitsch, DLR, vom 22.03.04]
 Angaben für 2015: Eigene Abschätzung in Orientierung an der Entwicklung gemäß Szenario „Naturschutz Plus I“ in [DLR/IFEU/WI (2004)] sowie einem 20%-Anteil der regenerativen Energien an der Gesamtstromerzeugung

Ergänzende Anmerkungen:

Bei den Angaben für die Biomassenutzung ist zu beachten, dass für 2000 nur die Einspeisung ins allgemeine Versorgungsnetz berücksichtigt wird und für das Jahr 2003 die Erzeugung von 1,9 TWh/a aus dem biogenen Anteil des Abfalls nicht berücksichtigt wurde. Für 2007-2020 wird im Szenario "NaturschutzPlus I" die Bruttostromerzeugung/-leistung für Biomasse-BHKW im Bereich industrielle und dezentrale (Nahwärme und Objekte) KWK betrachtet.

Die Angaben für 2000-2003 zur Wasserkraftnutzung berücksichtigen nicht die Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von ca. 5.700 MW [VDEW (2003)]. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird nur die Stromerzeugung durch natürlichen Zufluss betrachtet.

Tabelle 2-4: Regionale Verteilung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien – Stand 2002 (ohne Windenergie)

Region	Bundesland	Biomasseanlagen			Anteil Biomasse, gesamt		Photovoltaikanlagen			Anteil PV, gesamt	
		MW	Anlagen	GWh/a	MW	GWh/a	MW	Anlagen	GWh/a	MW	GWh/a
Küste	Schleswig-Holstein	18,6	45	47,0	2,5%	1,6%	3,5	505	1,3	1,7%	1,0%
	Niedersachsen	99,1	263	308,0	13,3%	10,4%	13,2	3.362	6,9	6,4%	5,2%
	Mecklenb.-Vorpommern	36,0	36	192,3	4,8%	6,5%	3,4	293	1,8	1,6%	1,3%
Binnenland Nord	Nordrhein-Westfalen	176,0	190	874,8	23,5%	29,6%	39,8	7.345	20,3	19,2%	15,2%
	Sachsen-Anhalt	38,7	26	108,1	5,2%	3,7%	0,9	232	0,5	0,4%	0,4%
	Brandenburg-Berlin	98,5	47	272,2	13,2%	9,2%	6,5	1.344	4,1	3,1%	3,1%
Binnenland Mitte	Rheinland-Pfalz	13,2	34	43,0	1,8%	1,5%	8,4	2.039	6,2	4,0%	4,6%
	Saarland	5,2	6	24,7	0,7%	0,8%	1,8	561	1,1	0,9%	0,8%
	Hessen	36,2	91	119,2	4,8%	4,0%	12,1	3.457	7,1	5,8%	5,3%
	Thüringen	33,3	49	122,0	4,5%	4,1%	3,1	733	1,7	1,5%	1,3%
	Sachsen	35,5	52	122,0	4,7%	4,1%	2,9	677	1,4	1,4%	1,0%
Binnenland Süd	Baden-Württemberg	26,8	115	111,6	3,6%	3,8%	20,0	4.247	11,7	9,6%	8,8%
	Bayern	130,7	755	613,6	17,5%	20,7%	91,9	19.697	69,4	44,3%	52,0%
insgesamt:		747,8	1.709	2.958,5	100%	100%	207,5	44.492	133,5	100%	100%

Quelle: VDEW - Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., vorläufige Angaben für Ende 2002 (Stand: März 2004)

Ergänzende Anmerkungen:

Die in Tabelle 2-4 aufgeführten Daten resultieren aus Angaben der Mitgliedsunternehmen des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) einschließlich der Unternehmen, die in den VDEW-Landesgruppen und -verbänden organisiert sind, sowie sonstiger Kraftwerksbetreiber, die der allgemeinen Stromversorgung zugerechnet werden [VDEW (2004)]. Die vorliegenden Daten weichen folglich von den in den Szenarien dargestellten Angaben (s.o.) ab. In der Tabelle sind die Daten für die Stadtstaaten Bremen und Hamburg nicht berücksichtigt.

Nach den vorläufigen VDEW-Angaben wurden im Jahr 2002 aus 7.031 Wasserkraftanlagen mit 4.780 MW (incl. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss) insgesamt 23.900 GWh/a Strom erzeugt (ohne Erzeugung aus Pumpwasser). Detaillierte Angaben zur regionalen Verteilung der Wasserkraftnutzung liegen nicht vor [VDEW (2004)]. Fast 90% des Wasserkraftstroms werden jedoch in Bayern und Baden-Württemberg erzeugt [Staiß, F. (2003)].

Teil 2 Auswirkungen auf das Netz: Erforderlicher Netzausbau und Ausbauskosten

3 Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus den Netzuntersuchungen

Grundsätze für die Analysen

Die netztechnischen Untersuchungen zur Integration der im Studienteil 1 prognostizierten Leistungen von Windenergieanlagen (WEA) in das deutsche Verbundnetz orientieren sich an den Prämissen eines unveränderten Zuverlässigkeitsniveaus der deutschen Stromversorgung und der Beibehaltung eines sicheren Verbundbetriebes mit den europäischen Partnern. Die technischen Kriterien und Analysen sowie Bewertungen umfassen

- die Ermittlung des zur (n-1)-sicheren Übertragung erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze,
- dynamische Untersuchungen bezüglich der Einhaltung zulässiger Grenzwerte im Fall einzelner Netzfehler

Die Beherrschbarkeit außergewöhnlicher Netzsituationen, die nach nicht auslegungsrelevanten Fehlerereignissen eintreten können, war nicht Gegenstand dieser Studie.

Die erforderlichen Untersuchungen wurden an entsprechend aufbereiteten UCTE-Planungsnetzen für die einzelnen Entwicklungsschritte des Ausbaus der Windenergienutzung durchgeführt. Des Weiteren wurden der Handel Deutschlands mit seinen europäischen Nachbarn und der Handel zwischen den Nachbarn grundsätzlich in gleicher Höhe wie bei der UCTE-Vorschau für den Januar 2003 angenommen. Höhere Transite über bzw. Exporte aus dem deutschen Netz, wie sie im realen Netzbetrieb zunehmend volatiler vorkommen, wurden bis auf die Schwachlastfälle nicht berücksichtigt.

Ab 2010 wurde für diese Schwachlastfälle zur Darstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz von einem wesentlich verstärkten Export ins Ausland ausgegangen, der anteilig in nahezu allen Nachbarnetzen im Verhältnis der jeweiligen Netzlast als Import (in der Summe ca. 7 bis 9 GW) berücksichtigt wurde.

Beschreibung der heutigen Netzsituation

Ein Vergleich zwischen den mit diesen Analysen gewonnenen Ergebnissen und realen Fällen aus den Jahren **2003 und 2004** des europäischen Verbundbetriebes zeigt, dass es insbesondere an windstarken Wochenenden zu hohen Transiten in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung kommt, wodurch das Übertragungsnetz regional im Grenzbereich seiner (n-1)-sicheren Übertragungsfähigkeit betrieben werden muss.

Bei hohen WEA-Einspeisungen treten hohe Lastflussverlagerungen an den internationalen Kuppelstellen im europäischen Verbundsystem und grenznahen Leitungen auf. Somit überträgt sich die hohe Volatilität der Windenergieeinspeisung auf die Belastung der Kuppelstel-

len, so dass zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit tendenziell in zunehmendem Umfang Übertragungsquerschnitte für ungewollte Belastungsschwankungen vorzuhalten sind. Bereits heute erwägen ausländische Partner den verstärkten Einsatz von Querreglern zur gezielten Steuerung der Lastflüsse, um die windbedingten Einschränkungen des freien Stromaustausches zu minimieren.

Die Stabilitätsanalysen zeigen bereits für das Jahr 2003, dass unter bestimmten Randbedingungen bei Starkwind Netzfehler (Kurzschlüsse) im Übertragungsnetz auf Grund des unvermeidbaren weiträumigen Spannungstrichters zu einem hohen Ausfall der heute an das Netz angeschlossenen WEA und damit bei hohem Winddargebot zu spontanen Leistungsdefiziten von mehreren Tausend Megawatt führen kann. Daraus resultiert eine Beeinträchtigung des europäischen Stromverbundes. Die Risiken für die Versorgungssicherheit, die heute bereits bestehen bzw. tendenziell bei Starkwind auftreten, sind durch folgende Verletzungen von Auslegungskriterien oder negative Auswirkungen gegeben:

- Die Verfügbarkeit und Übertragung der erforderlichen hohen Reserveleistungen kann in kritischen Fällen nicht gewährleistet werden.
- Es können stationäre Frequenzabsenkungen auftreten, die über das betriebsübliche Maß hinausgehen und zum Ausfall weiterer - insbesondere empfindlicher dezentraler in der Verteilnetzebene eingebundener - Erzeugungseinheiten im europäischen Verbund führen können.
- Bei Überschreiten einer Ausfalleistung von 3.000 MW können die Auslösegrenzwerte für den frequenzabhängigen Lastabwurf überschritten werden, der zur Vermeidung eines Großstörungfalls im europäischen Verbund als äußerste Notmaßnahme vorgesehen ist und nicht zur Beherrschung einzelner Fehlereignisse genutzt werden darf.
- Das überwiegend im Ausland durch Aktivierung von Reserveleistung und den möglicherweise aktivierten Lastabwurf kompensierte Leistungsdefizit der ausgefallenen WEA führt zu spontanen Verschiebungen der großräumigen Transite mit der Tendenz von Überlastungen grenznaher Kuppelleitungen, womit das Risiko kaskadenartiger Leitungsausfälle und eines Auseinanderbrechens des europäischen Verbundsystems besteht.
- Die trotz des fehlerbedingten Spannungstrichters noch am Netz verbleibenden WEA (Altanlagen) haben nach Fehlerklärung keine stützende Funktion für die Netzspannung, wie es bei konventionellen Erzeugungseinheiten der Fall ist, sondern erschweren die Rückkehr in das zulässige Spannungsband.
- Auch die technischen Möglichkeiten heutiger und für die Zukunft absehbarer Windenergieanlagen (schnelle Wirkleistungsbereitstellung, rückwirkungsfreier Betrieb, gutes Recovery-Verhalten), die in den dynamischen Untersuchungen entsprechend berücksichtigt wurden, liefern im Vergleich zu Generatoren konventioneller Kraftwerke einen nur unwesentlichen Beitrag zum Kurzschlussstrom und wirken sich damit nicht auf die

Begrenzung des Spannungstrichters im Kurzschlussfall aus. Dies führt dazu, dass sich der Spannungstrichter mit Stilllegung bzw. Verdrängung konventioneller Erzeugung im Kurzschlussfall weiter ausbreitet und es zu einem höheren Ausfall von WEA-Leistung kommt.

Es ist daher zu fordern, dass bei weiterem Ausbau der Windkraftnutzung heute bereits bestehende Gefährdungspotentiale mit unzulässigen Auswirkungen auf die Sicherheit des europäischen Verbundsystems und Verletzungen der UCTE-Standards beseitigt werden. Dies kann wie im Kapitel 9.5 beschrieben, durch eine Nachrüstung eines Teils des Altanlagenbestandes erreicht werden, sofern eine hierzu notwendige Nachrüstung technisch möglich und vertretbar ist. Sowohl die technische Machbarkeit als auch die rechtzeitige Umsetzung wurde nicht geprüft.

Mit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 haben die Übertragungsnetzbetreiber sofort damit begonnen, die durch das Gesetz zu erwartende verstärkte Integration der Windenergie durch ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen auch in Hinblick auf systemtechnische und sicherheitsrelevante Aspekte zu ermöglichen. Diese ergänzenden Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen, die bereits 2001 in Kraft getreten sind, wurden in enger Zusammenarbeit mit den Herstellern entwickelt und bis zum Jahr 2003 in Abstimmung mit den Möglichkeiten der derzeitigen Anlagentechnik erweitert.

Ausbau und Situation des Netzes bis 2015

Für das **Jahr 2007** wurden in Folge der zunehmenden Einspeisung aus Windenergie verschiedene Netzengpässe durch Überlastungen bereits im Normalbetrieb und bei (n-1)-Ausfällen identifiziert. Der für die Beseitigung erforderliche Umfang an zeitgerecht neu zu bauenden Leitungstrassen erscheint aus heutiger Sicht auf Grund öffentlich-rechtlicher Genehmigungspraxis und Widerständen in der Bevölkerung gegen neue Leitungstrassen unrealistisch, so dass, wie bereits heute im Betrieb beobachtet, auch im Jahr 2007 zu Starkwindzeiten der wirtschaftlich optimale konventionelle Kraftwerkseinsatz nicht mehr möglich ist, der Stromhandel verstärkt eingeschränkt werden muss, und darüber hinaus ein Erzeugungsmanagement der WEA zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erforderlich werden wird.

Bis zum **Jahr 2010** wurde die Notwendigkeit folgender wesentlichen Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz identifiziert:

- Errichtung von 6 neuen 380-kV-Freileitungen mit einer Trassenlänge von insgesamt rd. 455 Kilometer,
- Errichtung von Einrichtungen für die Erzeugung von induktiver Blindleistung an mehreren Standorten mit insgesamt 6.600 Mvar (ein Großteil der Blindleistungserzeuger ist bereits bis zum Jahr 2007 erforderlich) und
- Installation von 3 Querreglern für die Lastflusssteuerung an 2 Standorten mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 4.200 MVA.

An Netzausbaukosten entstehen insgesamt rund 800 Mio. Euro. Die Kosten für die Anschlussstrassen der bis 2010 erwarteten Offshore-Projekte (rd. 5.500 MW) an die küstennahen Netzanschlussanlagen wurden mit rund 2,6 Mrd. Euro abgeschätzt. Diese Kosten zählen zu den Anschlusskosten und werden von den WEA-Betreibern übernommen und aus den EEG-Einspeisevergütungen finanziert. Des Weiteren besteht ein Ausbaubedarf derjenigen unterlagerten Verteilungsnetze, in denen weitere Onshore-Leistung zugebaut werden wird, was nicht Gegenstand dieser Studie ist.

Ab dem Jahr 2010 bis 2015 wird durch den weiteren Zubau insbesondere der Offshore-Windleistung in der Nordsee der Zubau von Nord-Süd-Leitungsverbindungen erforderlich, um Netzengpässe zu beseitigen und die (n-1)-Sicherheit auf der Leitung Ganderkesee - Wehrendorf und der Leitungstrasse Landesbergen – Mecklar via Grohnde, Borken zu erhalten.

Bis zum **Jahr 2015** wurde die Notwendigkeit folgender wesentlichen Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz identifiziert:

- Errichtung von 2 neuen 380-kV-Freileitungen mit einer Trassenlänge von insgesamt rd. 390 Kilometer,
- Errichtung von Einrichtungen für die Erzeugung von induktiver Blindleistung an mehreren Standorten mit weiteren 750 Mvar.

An Netzausbaukosten entstehen zusätzlich rund 350 Mio. Euro.

Die dynamischen Untersuchungen zeigen, dass für die Jahre 2007 und 2010 aufgrund erhöhter Netzanforderungen für neu errichtete WEA bei bestimmten Fehlern eine kontinuierliche Verringerung der ausgefallenen WEA-Leistung bei Kurzschlüssen erreicht wird, diese jedoch bis zum Jahr 2015 wieder auf über 3000 MW ansteigt. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass dies durch das Rücksetzen der durch die Windenergie verdrängten konventionellen Erzeugungseinheiten und die Stilllegung von Kraftwerken verursacht wird, was die Netzstützung weiter reduziert und die beschriebene Problematik verschärft, da sich die WEA trotz ihrer technologischen Verbesserungen bei Kurzschlüssen nicht ausreichend an der Spannungsstützung im 380-kV-Netz beteiligen und der Anteil der Altanlagen trotz des schrittweisen Repowering nicht ausreichend reduziert wird. Ob und inwieweit sich die durch Rücksetzung konventioneller Kraftwerke verursachte Ausdehnung des Spannungstrichters mit dem in Kapitel 9.5.3 beschriebenen Phasenschieberbetrieb reduzieren lässt und welcher Aufwand hiermit verbunden ist, wurde nicht untersucht. Die Ausfalleleistungen im deutschen Netz bleiben somit bis zum Jahr 2015 bei bestimmten Fehlern bei ca. 3000 MW bestehen. Berücksichtigt man bei Kurzschlüssen im norddeutschen Netz z.B. das dänische Netz mit seiner ausfallenden WEA-Leistung mit, so wird die Situation in der Summe mit deutlich über 3000 MW Ausfalleleistung als unverändert kritisch beurteilt werden müssen.

Für das zusätzlich untersuchte Szenario 2015 wurden daher auch für Altanlagen die in Kapitel 9 aufgeführten geänderten Anschlussbedingungen simuliert und deren Wirksamkeit analysiert. Vorausgesetzt, die Altanlagen ließen sich mit den vorgeschlagenen Abschaltbedingungen am Netz betreiben, so würde hierdurch eine Halbierung der ausgefallenen Leistung bei

Kurzschlüssen in der Nähe der Anlagen Dollern und Wolmirstedt und damit eine deutliche Verbesserung erreicht.

Entwicklung nach 2015

Die für das **Jahr 2020** durchgeführten Untersuchungen beschränken sich auf stationäre Betrachtungen zur Ermittlung notwendiger Übertragungsquerschnitte. Für den Schwachlastfall mit Starkwind wird zur Systemstabilisierung eine konventionelle Erzeugungsleistung von etwa 13.000 MW zur Einspeisung in das deutsche 380/220-kV-Netz angesetzt. Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Last muss hierbei durch Erhöhung des Exports und WEA-Einspeisemanagement erreicht werden. Eine endgültige Aussage, ob diese angenommene konventionelle Leistung zur Systemstabilisierung ausreicht, kann im Rahmen dieser Studie nicht getroffen werden. Hierzu sind neben weiteren theoretischen Untersuchungen auch praktische Erfahrungen über das systemtechnische Verhalten (Normalbetrieb und Fehlerfall) großer Offshore-Windparks im Zusammenwirken mit der eingesetzten Übertragungstechnik vom Netzanschlusspunkt (Anlandepunkte) bis in die Lastschwerpunkte notwendig.

Für die Übertragung der bis 2020 prognostizierten installierten Nordsee-Offshore-Leistung (rd. 18.700 MW) von der Nordseeküste bis zu den Lastschwerpunkten bieten sich alternativ längskompensierte 380-kV-Drehstromleitungen oder HGÜ-Verbindungen an. Die Bestimmung der technisch/wirtschaftlich optimalen Alternative erfordert eine Einzelfallbetrachtung, wobei insbesondere die Auswirkungen auf die Stabilität unter den jeweiligen Netzgegebenheiten vertiefend zu untersuchen sind.

Für den genannten Lösungsansatz wurden erforderliche Einrichtungen zur Blindleistungskompensation in Höhe von weiteren 3.500 Mvar an verschiedenen Standorten (als Kondensatoren und SVC's) ermittelt.

Die dabei für den Netzausbau an Land anfallenden kumulierten Kosten bis 2020 werden auf ca. 3 Mrd. Euro geschätzt. Darüber hinaus sind Ausbaurkosten von 11-12 Mrd. Euro zu erwarten, um die Offshore-Leistung von See mit Seekabeln an Land bis zu den Anschlusspunkten zu übertragen. Diese Kosten zählen zu den Anschlusskosten und werden von den WEA-Betreibern übernommen und aus den EEG-Einspeisevergütungen finanziert.

Mit den vorgenannten Lösungsansätzen kann zwar die in der Ost- und Nordsee anfallende Leistung in die Lastschwerpunkte übertragen werden, welche Energiemengen in die deutsche Stromerzeugung integriert werden können, hängt jedoch neben diesen stationären Bemessungsgrößen von der Stabilität des Gesamtsystems und dem erforderlichen WEA-Einspeisemanagement ab.

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die in der Studie identifizierten Gefahrenpotenziale für die Systemstabilität ein abgestimmtes Vorgehen beim Zubau neuer WEA, dem WEA-Repowering und der Verdrängung insbesondere küstennaher konventioneller Kraftwerke verlangen, um den bereits eingetretenen kritischen Zustand zu beseitigen. Dies kann durch ein forciertes WEA-Repowering und ein - soweit technisch mögliches - Nachrüsten der bestehen-

den WEA, entsprechend den modifizierten Abschaltkriterien für Altanlagen gemäß Kapitel 9.5 erreicht werden.

Das nachträglich auf Beschluss der PSG untersuchte Szenario 2015 mit 20 % Anteil der Erneuerbaren Energien an der deutschen Stromversorgung lässt sich mit Umsetzung v.g. Maßnahmen sowie eines gelegentlichen WEA-Einspeisemanagement einschließlich der identifizierten Ausbauten in das Netz integrieren.

Es muss allerdings angemerkt werden, dass die tatsächlichen Anschlussersuchen sowie der bereits erfolgte Ausbau der Windenergie in einigen Regionen (z.B. Niedersachsen, Schleswig-Holstein) über die modifizierte DEWI-Prognose hinausgehen. Um eine weitere Verschlechterung der Verhältnisse infolge eines weiteren Ausbaus der Windenergie ohne Berücksichtigung der regionalen Situationen zu vermeiden, ist daher ein entsprechender Änderungsbedarf hinsichtlich der relevanten Rahmenbedingungen zu erkennen.

Die Lösung der im Ausblick aufgezeigten ungelösten Probleme erfordert künftig eine enge Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Entscheidungsträgern auch auf europäischer Ebene. Insbesondere hängt die künftige Integration der WEA davon ab, inwieweit durch koordinierte technische Entwicklung von Übertragungs- und Verteilnetzen, der Herstellung und dem Betrieb verbesserter WEA-Typen sowie einer flexiblen residualen konventionellen Erzeugung eine zuverlässige Stromversorgung mit ausreichender Versorgungsqualität weiterhin gewährleistet werden kann.

4 Ausblick

Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke bei Starkwind nimmt durch den in Studienteil 1 ermittelten Zubau von Offshore-WEA von **2015 bis 2020** forciert zu. Dies führt dazu, dass zu Zeiten mit Starkwind und geringem Strombedarf die deutsche Netzlast geringer ist als die eingespeiste WEA-Leistung einschließlich der sonstigen REG Erzeugung, so dass aus Sicht der Leistungsbilanz gemäß EEG-Vorrangregelung die konventionellen Erzeugungseinheiten vollständig vom Netz genommen werden müssten. Abhängig von der Entwicklung im europäischen Ausland sind bei Starkwind erheblich zunehmende Exporte aus dem deutschen Netz zu erwarten.

Die Aufrechterhaltung des heutigen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität führt bei einer solchen Erzeugungssituation zu zahlreichen grundlegenden versorgungstechnischer Problemstellungen, die zunächst umfangreiche theoretische Untersuchungen erfordern. Auf dieser Basis lassen sich jedoch noch keine zuverlässigen und endgültigen Aussagen über die geeigneten Technologien und über den erforderlichen Aufwand ableiten. Dies wird erst im Laufe der künftigen Entwicklung möglich sein, nachdem im Zuge einer schrittweisen Umsetzung in die Praxis betriebliche Erfahrungen in die Entwicklung einfließen konnten.

Des Weiteren sind die Folgen für das Übertragungsnetz zu berücksichtigen, wenn infolge der EEG-Umlage für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz Industriekunden vermehrt ihren Strombedarf aus eigenen Kraftwerken decken werden. Die Beschaffung der in zunehmendem Umfang erforderlichen Systemdienstleistungen aus den noch verbleibenden Einheiten wird dann für den ÜNB tendenziell immer problematischer und kostspieliger. Dieser Trend würde noch verstärkt, wenn das heutige Zuverlässigkeitsniveau des Verbundbetriebes durch Zunahme der WEA-Erzeugung absinken würde, und sensible Verbraucher bei der Großindustrie alternativ abzusichern sind.

Für die zum Einsatz kommenden Offshore-Erzeugungseinheiten und in Frage kommenden Übertragungstechniken liegen im realen Netzbetrieb bisher weltweit keine Erfahrungen vor. Die Einführung umwälzend neuer Technologien ist daher nur schrittweise zu verantworten, um einen ausreichenden Zugewinn an praktischer Erfahrung in die Entwicklung einfließen lassen zu können.

Parallel zur Entwicklung technischer Lösungen ist deren wirtschaftlicher Aufwand zu ermitteln. Erst in einem anschließenden Optimierungsschritt können technisch notwendige und wirtschaftlich sinnvolle Einzelmaßnahmen beurteilt werden. Die technischen und zum Teil organisatorischen Fragestellungen lassen sich aus versorgungstechnischer Sicht in folgende sechs Themenbereiche untergliedern:

A) **Technische Notwendigkeiten und Anforderungen für ein WEA-Einspeisemanagement**

Gemäß EEG sind keinerlei Mechanismen vorgesehen, die darauf abzielen, die momentane Erzeugung von WEA an den aktuellen Bedarf der Verbraucher anzupassen. Diese Aufgabe der kontinuierlichen Einhaltung der Leistungsbilanz wird allein durch die konventionelle Erzeu-

gung wahrgenommen, die jedoch durch die zunehmende Einspeisung aus EEG-Anlagen mehr und mehr verdrängt werden und somit dem ÜNB hierfür nicht mehr in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen.

Sobald die aufzunehmende Erzeugungsleistung aus WEA und anderen gesetzlich geförderten Einheiten einen bestimmten Anteil der aktuellen Netzlast übersteigt, sind daher auch diese Erzeugungsanlagen an der Einhaltung der Leistungsbilanz zu beteiligen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Anpassung an die eigentliche Netzlast – insbesondere bei Starkwind und Schwachlast – als auch bezüglich der windbedingten Erzeugungsschwankungen, die durch geeignete Steuerungsmaßnahmen zu reduzieren sind. In diesem Zusammenhang sind auch die maximalen Gradienten insbesondere bei Sturmabschaltung der Offshore-WEA abzuschätzen und ggf. Lösungen zur Gradientenbegrenzung aufzuzeigen.

Darüber hinaus führt die zunehmende Nutzung der Windenergie zu wesentlich höheren großräumigen Transiten im Übertragungsnetz und häufigen hoch belasteten Netzsituationen, so dass zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit Lastfluss steuernde Maßnahmen durch verursachergerechten Eingriff auf die Erzeugungseinheiten erforderlich werden.

Es ist somit zu untersuchen, welche WEA, sonstige EEG- und KWK-Anlagen technisch und organisatorisch (auch im Wettbewerb) flexibel eingesetzt werden können und für ein Einspeisemanagement sowie zur Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind. Außerdem ist zu klären, wie und nach welchen Vorgaben sich der Einsatz der zahlreichen unterschiedlichen Erzeugungseinheiten koordinieren lässt.

B) Möglichkeiten und Grenzen künftiger WEA-Technologie zur Stützung der Systemstabilität

Spannungsstützung und Kurzschlussleistung

WEA leisten sowohl im Normalbetrieb als auch bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz einen wesentlichen geringeren bzw. unwesentlichen Beitrag zur Spannungsstützung im Vergleich zu Synchrongeneratoren konventioneller Erzeugungseinheiten, u.a. da diese ins Höchstspannungsnetz einspeisen. Es ist zu klären, welche Verbesserungspotenziale sich durch eine veränderte Technologie der WEA ergeben könnten und mit welchen zusätzlichen Betriebsmitteln und Maßnahmen die netztechnischen Erfordernisse hinsichtlich der Bereitstellung einer ausreichenden Kurzschlussleistung erfüllt werden können.

Es ist darüber hinaus zu untersuchen, welches Kurzschlussleistungsniveau im deutschen 380/220-kV-Netz erforderlich ist, um die derzeitigen und gegebenenfalls noch erforderlich werdenden HGÜ sowie rückwirkungsstarke Verbraucher (Lichtbogenöfen, Elektrolysen, Walzwerke usw.) unter Beibehaltung einer ausreichenden Versorgungsqualität betreiben zu können.

Ertüchtigung der Altanlagen

Mit den Herstellern der WEA-Altanlagen ist zu klären, ob die in Kapitel 9.6 vorgeschlagen modifizierten Abschaltkriterien technisch umgesetzt werden können, damit im Kurzschlussfall weniger WEA-Leistung abgeschaltet wird.

Inselnetzfähigkeit

Eine wesentliche Netzanforderung zur Beherrschung von Gefahrenzuständen ist die Inselnetzfähigkeit von Erzeugungseinheiten. Im Falle des Auseinanderbrechens des Verbundsystems in mehrere Teilnetze hängt die Vermeidung eines völligen Netzzusammenbruchs entscheidend von der Regelfähigkeit der in den jeweiligen Netzen befindlichen Erzeugungseinheiten ab. Zusätzlich wird entsprechend dem Stand der Technik bei Leistungsmangel der frequenzabhängige Lastabwurf aktiviert, dessen Wirkungsweise eng auf das dynamische Verhalten konventioneller Erzeugungseinheiten und deren Betriebsgrenzen abgestimmt ist. Die Aufrechterhaltung des heutigen Sicherheitsniveaus beinhaltet, dass solche für außergewöhnliche Betriebssituationen konzipierte Maßnahmen in ihrer Wirksamkeit nicht eingeschränkt werden dürfen.

Heutige WEA unterscheiden sich in ihrem dynamischen Verhalten allerdings erheblich von konventionellen Einheiten und erfüllen wesentliche Bedingungen für den Betrieb in vom Verbund getrennten Teilnetzen nicht, deren Beherrschung bei hohem Leistungsanteil aus WEA somit nicht möglich ist. Es sind daher umfangreiche dynamische Untersuchungen über das Verhalten von Teilnetzen mit hoher Leistung aus WEA erforderlich, um ihre Möglichkeiten zur Regelung in Inselnetzen zu analysieren. Darauf aufbauend sind geeignete aufeinander abgestimmte Regelungskonzepte für WEA und neue Netzentlastungskonzepte zur Beherrschung störungsbedingter Teilnetzbildungen zu entwickeln.

Die Inselnetzfähigkeit von WEA-Kollektiven ist darüber hinaus erforderlich für den Netzwiederaufbau nach einem Großstörfall und der schrittweisen Lastzuschaltung. Konventionelle Einheiten stehen für den Netzwiederaufbau im Großstörfall unmittelbar zur Verfügung, wenn sie sich im Verlauf der Netzstörung konzeptgemäß im Eigenbedarf gefangen haben. Es ist zu untersuchen, ob ein äquivalenter Beitrag zum Netzwiederaufbau durch WEA geleistet werden kann. Dies bedingt insbesondere ein Konzept für den zwischen Windpark- und Netzbetreiber koordinierten Zugriff auf die WEA-Kollektive. Hierauf aufbauend ist ein Netzwiederaufbaukonzept bei hohem Anteil von WEA zu erstellen, um lang andauernde Versorgungsunterbrechungen im Großstörfall zu vermeiden.

Systemstützung durch Offshore-WEA

Zu untersuchen ist insbesondere der tatsächliche Beitrag der Offshore-WEA zur Systemstützung in den oben genannten Situationen und der sich hieraus ergebende notwendige residuale Anteil in Betrieb befindlicher konventioneller Kraftwerke zur Gewährleistung eines sicheren Verbundbetriebes.

C) Künftige Anforderungen an die residuale konventionelle Erzeugung und ihre technischen Restriktionen

Die Anforderungen an die Flexibilität und Regelfähigkeit der residualen Erzeugung werden erheblich zunehmen, was bei der Auslegung des Kraftwerksparks zu berücksichtigen ist. Es ist eine technische und finanzielle Bewertung im Hinblick auf die Realisierung höherer Laständerungsgeschwindigkeiten durchzuführen.

Die heutige Mindestlast thermischer Kraftwerke muss im Mittel deutlich abgesenkt werden, um auch bei Starkwind/Schwachlast genügend regelfähige Einheiten am Netz halten zu können und die erforderliche Kurzschlussleistung bereitzustellen. Diesbezügliche technische Grenzen und der hierfür erforderliche Investitions- und Betriebsaufwand sind zu ermitteln.

Insbesondere für Grundlastkraftwerke ist aufzuzeigen, welche technische Restriktionen bezüglich ihrer Mindestlast u. a. unter Berücksichtigung einer gesicherten Eigenbedarfsversorgung zur raschen Wiederversorgung im Großstörungsfall und der Häufigkeit des An- und Abfahrens bestehen, die mit vertretbarem Aufwand nicht zu überwinden sind.

D) Übertragungstechnik für hohe Offshore-Leistungen und ihre Integration in das Verbundsystem

Es sind technische Konzepte zur Übertragung der Offshore-Leistung aus der Nordsee in die Lastschwerpunkte im Landesinneren zu entwickeln, wobei die Wechselwirkungen mit dem 380-kV-Netz und dem europäischen Verbundsystem bei Fehlerfällen besonders zu beachten sind. Die Ausfall-Leistungen müssen bei Einzelfehlern unter 3000 MW bleiben und die Häufigkeit von hohen Erzeugungsausfällen darf nicht signifikant zunehmen.

Die Untersuchung der Wechselwirkungen der seeseitig über geeignete Sammelstellen punktuell konzentrierten und über gebündelte Trassen oder durch GIL-Technik an das Übertragungsnetz angebundene Offshore-Einspeiseleistung mit dem europäischen Verbundsystem bedarf einer detaillierten Nachbildung des gesamten seeseitigen Windparkkomplexes und deren Anbindung an das Verbundsystem. Ungeklärt sind hierbei bislang auch, wie sich seeseitige Störungen auf das vermaschte Offshore-Gebilde und auf das Verbundsystem auswirken. Die Dimensionierung der notwendigen Übertragungstechniken bedarf ebenfalls einer detaillierten Untersuchung und Optimierung ggf. auch durch Zusatzkomponenten wie aktive serielle und parallele Kompensations- und Pendeldämpfungseinrichtungen.

E) Auswirkung der Windenergienutzung auf das europäische Verbundsystem

Die hohen großräumigen von der Küste in die Lastschwerpunkte gerichteten Lastflüsse führen auf Grund der elektrischen Kopplungen bereits im Normalbetrieb zu nennenswerten Zusatzbelastungen ausländischer Nachbarnetze in Polen, Tschechien, Niederlande und Belgien. Im Störungsfall kommt es zu zusätzlichen Lastflussverlagerungen auf ausländische Netze, wodurch das deutsche Netz entlastet wird.

Eine Beeinträchtigung der Nachbarnetze durch Lastflüsse, die aus der deutschlandweiten Verteilung der Windeinspeisung resultieren, muss ausgeschlossen werden, da dieser Umstand zunehmend zu Unverständnis bei den internationalen Partnern, insbesondere bezüglich der Behinderung des Handels führt. Auch darf die einseitige Abstützung auf Nachbarnetze nicht zu Lasten des sicheren Verbundbetriebs gehen.

Bei hoher Einspeisung aus WEA werden konventionelle Erzeugungseinheiten in Deutschland zurückgesetzt und vom Netz genommen, so dass deren Beiträge für die Netzstabilität entfallen. Dies betrifft insbesondere die Stützung von Frequenz (Schwungmasse, Primärregelung)

und Spannung (Kurzschlussleistung, Blindleistung). Es ist zu untersuchen, inwieweit hierdurch bei hoher Einspeisung aus regenerativen Energien der Betrieb des deutschen Netzes auf den Parallelbetrieb mit den UCTE-Partnern angewiesen ist und mit welchen Maßnahmen hierdurch entstehende Nachteile für den Verbundbetrieb behoben werden können. Sollte dies nicht vollkommen möglich sein, ist mit den UCTE-Partnern zu klären, was toleriert wird, um das Solidaritätsprinzip des europäischen Verbundbetriebes nicht zu gefährden.

Die im benachbarten Ausland zu erwartende Integration der Windenergie ist in dieser Studie nicht berücksichtigt (außer Dänemark). Aussagen inwieweit sich die Studienergebnisse bei Berücksichtigung der Windintegration im benachbarten Ausland bis 2020 ändern, können deshalb nicht getroffen werden. Solche Aussagen müssen Studien vorbehalten bleiben, die im Kontext mit dem europäischen Ausland durchzuführen sind.

F) Auswirkungen der Windenergienutzung auf den deutschen und europäischen Stromhandel

Die gewählte Vorgehensweise mit der Verwendung von teilweise pragmatischen Ansätzen war im Rahmen dieser Studie richtig, um in überschaubarer Zeit zu ersten Ergebnissen zu kommen. Die im Fachbeirat abgestimmten und von der Projektsteuerungsgruppe bestätigten Annahmen und Randbedingungen der Studie müssen jedoch vor dem Hintergrund der im Laufe der Untersuchungen gewonnenen Erkenntnisse sowie unter Beachtung der derzeitigen Entwicklungen in Deutschland und in Europa sowie den sich zwischenzeitlich weiter entwickelnden gesetzlichen Rahmenbedingungen (EU-Richtlinien, EnWG, Regulierungsbehörde) für künftige Untersuchungen neu bewertet, präzisiert und ergänzt werden.

So kann der in den Berechnungen angesetzte Automatismus der Reduzierung konventioneller Kraftwerksleistung in dem Umfang wie Windstrom einspeist, nicht beibehalten werden. EEG-Strom ist in Deutschland vorrangig abzunehmen und zu verbrauchen. Eine weitere Vermarktung konventioneller Erzeugung in Deutschland und im Ausland bleibt jedoch dem Markt überlassen.

Es ist daher die Ausweitung des Handels mit den europäischen Nachbarn (u.a. EU-Binnenmarkttrichtlinie, Bildung von „Mini-Foren“ zur Koordinierung des Engpassmanagements im Auftrag der Europäischen Kommission), und die Netz- und Kraftwerksentwicklung – insbesondere Wind-Kraftwerke – in den Nachbarländern (vgl. UCTE Position Paper, Mai 2004) zu berücksichtigen.

Darüber hinaus sollte der Windstrom des Jahres 2020 als „energiewirtschaftlich verwertbares Produkt“ beschrieben werden, das mit dem Ziel der Integration in das deutsche Stromversorgungssystem zu untersuchen ist.

5 Aufgabe und Methodik

Ziel der netztechnischen Untersuchungen ist es, das vorhandene deutsche 380/220-kV-Verbundnetz an die zukünftige Entwicklung der Windenergie anzupassen und kostengünstige Systemlösungen zu finden, damit die aus Windenergie erzeugte elektrische Energie ohne Einbußen an Versorgungszuverlässigkeit für das Gesamtsystem in die Verbrauchszentren transportiert werden kann, wobei auch die Netzverluste zu berücksichtigen sind. Dabei sind zunächst Möglichkeiten einer verbesserten Ausnutzung und Ertüchtigung bzw. Verstärkung vorhandener Übertragungsnetze zu betrachten und darauf aufbauend notwendige Ausbaumaßnahmen der deutschen Übertragungsnetze zu analysieren. Die systemtechnischen Untersuchungen orientieren sich bezüglich Sicherheit und Stabilität am TransmissionCode 2003 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und den UCTE-Standards.

Die gewählten Rahmenbedingungen und die Methodik der Untersuchungen wurden mit dem Fachbeirat und den externen Gutachtern abgestimmt und durch diese begleitet.

Es werden die Ergebnisse von Lastflussberechnungen für den Referenzfall 2003 sowie die Zeithorizonte 2007, 2010, 2015 und 2020 in jeweils vier Szenarien dokumentiert. Die bei den Berechnungen verwandten Datensätze resultieren aus bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegenden Netz- und Belastungsdaten, Vorgaben aus dem abgestimmten Ergebnis des Studienteiles 1 für die Windszenarien sowie zum Studienteil 3 kompatiblen Annahmen für die Kraftwerksszenarien und den Export.

Die im Studienteil 1 ermittelten Onshore- und Offshore-Ausbauszenarien für die Zeithorizonte 2007, 2010, 2015 und 2020 wurden für Planungsräume und nur teilweise mit Zuordnung zu den dazugehörigen Landkreisen und kreisfreien Städten zur Verfügung gestellt. Eine konkrete Zuordnung zu den entsprechenden Netzknoten des Höchstspannungsnetzes bzw. den unterlagerten 110-kV-Netzen und damit zu den Teilnetzen sowie Umspannwerken, die für die Berechnungen zwingend erforderlich ist, erfolgte bei den ÜNB.

Die Bearbeitung der Studie erfolgte gemäß Angebot (mit den im Folgenden begründeten Abweichungen) in vier Arbeitsschritten:

AS 1 Stationäre Netzberechnungen

Die stationären Netzberechnungen wurden für die im Studienteil 1 ermittelten Windausbauzahlen für die drei Szenarien 2007, 2010 und 2020 gemäß Angebot durchgeführt und gemäß Beschluss der 5. PSG um das Szenario 2015 ergänzt.

Die in den Szenarien angesetzte Einspeisung aus WEA wurde innerhalb Deutschlands als gleichmäßig verteilt betrachtet. Varianten mit regional unterschiedlich hoher eingespeister Leistung aus WEA wurden im Rahmen der Studie nicht untersucht. Es erfolgte weder eine geografische Variation der Offshore-Windparks (z.B. Nordsee/Ostsee, Schleswig-Holstein/Niedersachsen) noch wurde eine ungleiche Windeinspeisung (Durchzug einer Windfront) betrachtet. Eine Variation der Anschlussleistungen an den identifizierten Netzanchlusspunkten und eine regional unterschiedlich hohe Windeinspeisung würden aber tenden-

ziell lokal zu höheren Auslastungen der Übertragungsleitungen von Nord nach Süd und von Ost nach West führen.

Angemerkt werden muss ferner, dass das im Studienteil 1 abgestimmte Mengengerüst zur Entwicklung der installierten Windleistung nicht mit der derzeitigen Antragslage bei den ÜNB/VNB übereinstimmt. Bereits jetzt liegen den Netzbetreibern deutlich höhere beantragte Leistungen von geplanten Windparks sowohl an Land als auch auf See vor, als die den Berechnungen zugrunde gelegten Werte.

Der Kraftwerkseinsatz innerhalb Deutschlands wurde mit den Modellen des Studienteils 3 abgeglichen. Konventionelle Kraftwerke werden in allen Varianten deutschlandweit nach reinen Brennstoffkosten (merit order) eingesetzt. Wie im Studienteil 3 werden die Regelzonen innerhalb Deutschlands nicht berücksichtigt. Der Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen stellt sich in der Studie als Ergebnis des optimalen Einsatzes konventioneller Kraftwerke (merit order), der stochastischen Windeinspeisung und der Last ein.

Die Szenarien ohne Windenergieeinspeisung geben den strukturbedingten Netzausbau wieder. Durch das Hinzunehmen der Starkwindeinspeisung bei entsprechender Verdrängung konventioneller Kraftwerksleistung wird der zusätzliche windbedingte Netzausbau ermittelt. Dabei liegt der Fokus auf dem 380/220-kV-Netz in „horizontaler“ Richtung. Notwendige Netzausbaumaßnahmen in den unterlagerten 110-kV-Netzen sind nicht Gegenstand dieser Studie.

Bei den netztechnischen Untersuchungen werden die Einflüsse der unterschiedlichen Ausführungsmöglichkeiten von Onshore- und Offshore-Windparks und deren Anschlussmöglichkeiten an das Verbundnetz bei hoher Windenergieeinspeisung auf die System- und Versorgungszuverlässigkeit untersucht. In diesem Zusammenhang werden die Systemanforderungen an Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der Netzverträglichkeit definiert.

Für den Netzausbau kommt ausschließlich Drehstromtechnik zum Einsatz. Bis einschließlich des Szenarios 2015 konnte auf die Untersuchung von HGÜ-Freileitungen und erdverlegter GIL-Rohrtechnik verzichtet werden, da die prognostizierte WEA-Leistung bis zu diesen Zeithorizonten aus wirtschaftlicher Sicht solche Lösungen nicht erforderlich macht.

Die Grundsatzuntersuchung zur Ermittlung des Bedarfs an zusätzlichen Leitungskapazitäten zur Übertragung der Offshoreleistung von der Küste bis in die Lastschwerpunkte wurde anhand der 380-kV-Drehstromtechnik durchgeführt. Für lange Übertragungsstrecken wurde eine Längskompensation vorgesehen, soweit es sich im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie als kostengünstige Technik zur Übertragung der Offshoreleistung herausstellte.

Für das Szenario 2020 erfolgte nach eingehender Aussprache mit den Firmen ABB und Siemens eine Abwägung, ob der im Angebot genannte Aufbau eines HGÜ-Overlay-Netzes mit der Option zum Multiterminalbetrieb eine notwendige, wirtschaftlich vertretbare und technisch verfügbare Lösung ist. Diese Technik könnte der Übertragung der Offshore-Leistung direkt von See ohne küstennahe Verbindung zum vorhandenen Drehstromnetz bis in die Lastschwerpunkte im Landesinneren dienen. Die Multiterminal-Technik ist jedoch auf absehbare Zeit bei den Herstellern nicht verfügbar und würde zudem auf See die Bereitstellung eines

hohen Kurzschlussleistungsniveaus erfordern, das von den WEA nicht bereitgestellt wird. Die Annahme diese Technik bis 2020 wirtschaftlich realisieren zu können, wäre rein spekulativ.

Des Weiteren wurde der Einsatz erdverlegter gasisolierter Leiter (GIL-Rohrtechnik) mit den Firmen ABB und Siemens erörtert. Diese Technik erfordert in Relation zu einer Freileitung sehr hohe Herstellungskosten (Doppelleitung GIL mit 2x2000 MVA: 8-12 Mio. €/km, Doppelfreileitung mit 2x2000 MVA: 0,7-0,85 Mio. €/km) und es entsteht zusätzlich ein um den Faktor drei höherer Aufwand für die Blindleistungskompensation. Der Schaltbetrieb längerer Leitungstrecken und zusammenhängender Netze mit GIL-Technik ist sehr erschwert, so dass diese Technik nur auf kurzen Streckenabschnitten zur Anwendung kommen kann, auf denen die Errichtung von Freileitungen nicht möglich ist.

Die stationären Kurzschluss-Stromberechnungen beinhalten Näherungsverfahren gemäß DIN VDE 0102 bzw. IEC 60909, die für einige WEA-Typen noch nicht entwickelt worden sind. Daher wurden die im Angebot aufgeführten Kurzschluss-Stromberechnungen und Rechnungen zur Spannungsverteilung bei Netzfehlern nicht mit dem stationären Berechnungstool INTEGRAL, sondern anhand der vollständigen dynamischen Nachbildung mit dem Programm NETOMAC durchgeführt.

AS 2 Dynamische Untersuchungen

Die netzdynamischen Untersuchungen beinhalten wie angeboten die Überprüfung der Systemverträglichkeit der angeschlossenen unterschiedlichen Typen der WEA unter Berücksichtigung des Netzausbaus bis 2015, der anhand der stationären Lastflussuntersuchungen ermittelt wurde. Diese aufwendigen dynamischen Untersuchungen wurden für Standardfehlersituationen durchgeführt, wie es bei netztechnischen Untersuchungen und im realen Netzbetrieb üblich ist. Das Angebot beinhaltet nicht die dynamische Untersuchung sämtlicher Szenarien, die stationär behandelt wurden.

Untersucht wurden die Blindleistungsbereitstellung, die Beteiligung an der Spannungshaltung und das Verhalten bei Kurzschlüssen entsprechend den neuen WEA-Anschlussbedingungen. Die Wirkleistungsabgabe bei Netzfrequenzänderungen und der Beitrag zur Netzanlaufzeitkonstanten konnte nicht bei allen WEA-Typen berücksichtigt werden, da die abgestimmten WEA-Modelle dies nicht ermöglichten.

Für das Szenario 2020 wurden keine dynamischen Untersuchungen durchgeführt, da zur Untersuchung des aussagekräftigsten Falls „Schwachlast bei Starkwind“ die Berücksichtigung eines WEA-Einspeisemanagements erforderlich ist, das gemäß Beschluss der PSG ausgeschlossen wurde. Die Auswirkungen auf den Netzschutz und die HGÜ-Konverterstationen bei Netzfehlern wurde nicht untersucht, da hierzu die Behandlung von Schwachlastfällen bei Starkwind zu klären war.

AS 3 Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zum Netzanschlusspunkt

Die Systemauslegung der Seekabel bis zum Netzanschlusspunkt wurde für die Szenarien 2007, 2010 und 2020 wie angeboten im Sinne einer Machbarkeitsstudie behandelt. Bei der Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zu den Netzanschlusspunkten wird die Art der Anbindung (hochgespannte Drehstrom- oder Gleichstrom-Übertragung) einschließlich Spannungsebene und Blindleistungskompensation bestimmt.

Der Vergleich zwischen einer radialen Anbindung mit Einzelkabel und einer gebündelten Anbindung mehrere Windparks über eine Übertragungsstrecke wurde nicht durchgeführt, da die Verlegung einer großen Zahl von Einzelkabel durch das Wattenmeer große Genehmigungsprobleme erwarten lässt.

AS 4 Investitions- und Betriebskosten für die Anlandung und den Netzausbau

Die im AS 4 angebotene Ermittlung der Investitionskosten wurde für die netztechnisch untersuchten Varianten durchgeführt. Für die Kostenbetrachtung der Netzausbaumaßnahmen werden einheitliche Kalkulationsansätze zugrunde gelegt. Für die netztechnisch untersuchten Varianten werden für die erforderlichen Ausbaumaßnahmen des 380/220-kV-Netzes Kosten abgeschätzt. Zusätzlich werden Schätzkosten für die Anlandetechnik der Offshore-Windparks für 2007, 2010 und 2020 ermittelt.

Bei der Ermittlung der Kosten für den windbedingten Netzausbau liegt der Fokus, in Analogie zu den Rechnungen, auf dem Übertragungsnetz. Nicht ermittelt werden die Kosten für notwendige Ausbaumaßnahmen in den unterlagerten Verteilungsnetzen sowie an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz, z.B. Kosten für die windbedingten Kapazitätserhöhungen von Netztransformatoren infolge starker Rückspeisung aus den unterlagerten Verteilungsnetzen in das Übertragungsnetz. Ist jedoch windbedingt die Umstellung eines 220-kV-Netzgebietes auf 380 kV oder die Verlagerung der Windstromeinspeisung von der leistungsschwächeren 220-kV- in die leistungstärkere 380-kV-Spannungsebene notwendig, so sind diese Kosten inkl. der dafür erforderlichen 380/110-kV-Netztransformatoren ausgewiesen.

Für die zusätzlich durchgeführte Untersuchung für 2015 wurden nur die Ausbaukosten zur Übertragung der Windleistung an Land ermittelt.

Die Betriebskosten für alle Varianten wurden wie in Machbarkeitsstudien üblich mit einem Faktor aus den Investitionskosten abgeleitet.

Entsprechend Angebot erfolgte nur die Ermittlung der windbedingten Verlustleistungserhöhung für das 380/220-kV-Leitungsnetz. Eine Bestimmung der windbedingten Verlustenergie und der Verlustkosten war entsprechend Angebot nicht möglich. Hierzu müssten u.a. auch die unterlagerten Spannungsebenen betrachtet werden sowie regional aufgelöste Zeitreihen für die Windeinspeiseleistung, die Netzlast und die konventionelle Kraftwerkseinspeisung verfügbar sein, um mit probabilistischen Verfahren Erwartungswerte über die Dauer einzelner Verlustleistungsniveaus im Netz bestimmen zu können. Die Einbeziehung solch umfangrei-

cher Untersuchungen war nicht möglich, weil die erforderlichen Daten nicht zur Verfügung standen.

Nicht berücksichtigt sind Kosten für den Aufbau der internen Windparknetze auf See und für den Netzanschluss neuer Onshore-Windparks an die Übertragungsnetze.

Eine über die grundsätzlichen Aussagen gemäß Kap. 8.7 hinausgehende Bewertung der Genehmigungsfähigkeit einzelner Leitungstrassen war im Rahmen dieser Studie nicht möglich., da verbindliche Aussagen hierzu den gesetzlich vorgebenen Verfahren vorbehalten bleiben müssen.

6 Netzberechnungstools

6.1 Stationäre Untersuchungen

Für die quasistationären Berechnungen kommt die Netzberechnungssoftware INTEGRAL /1/ der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.) zum Einsatz.

INTEGRAL wird vornehmlich im deutschsprachigen Raum in derzeit 44 Unternehmen zur Planung von Netzen eingesetzt. Dazu gehören Energieversorgungsunternehmen (darunter Stadtwerke, sowie alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber), Universitäten und Leitsystemhersteller.

Als Datenformatbasis in INTEGRAL dient das Datenmodell für Netzberechnungen der DVG in der Fassung vom Mai 1999. Der Datenaustausch zwischen den Unternehmen erfolgt im Tauschformat des Datenmodells für Netzberechnungen der DVG, das sich im deutschsprachigen Raum zu dem herstellerunabhängigen Austauschformat entwickelt hat.

Im Rahmen der Studie wird folgendes Berechnungsmodul genutzt:

Lastfluss mit dem Programmsystem für Grundlastfluss, Ausfallrechnung und Netzwerkreduktion

6.2 Dynamische Untersuchungen

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten dynamischen Berechnungen und Simulationen werden mit der Software NETOMAC /2/ durchgeführt. Das Programmsystem NETOMAC bietet eine Vielzahl an Möglichkeiten der Simulation aller elektromagnetischen und -mechanischen Phänomene in elektrischen Energieversorgungssystemen.

Vielfältige Vorverarbeitungen wie Parametrierung von Leitungen oder Motoren und Identifikation von Modellparametern sind vorhanden. Die Systemanalysemöglichkeiten werden durch benutzerdefinierte Optimierungsverfahren ergänzt. Dynamische Modelle für Windenergieanlagen sind im Programmsystem erweiterungsfähig implementiert. Mit Hilfe des Programmsystems werden für diese Studie Fragen der dynamischen Stabilität der konventionellen Kraftwerke und WEA sowie Fragen der Systemstabilität untersucht. NETOMAC ist ein kommerzielles Produkt der Firma Siemens und befindet sich mit mehr als 260 Lizenzen bei 80 Kunden weltweit als Netzplanungstool für dynamische Netzberechnungen, HGÜ- und FACTS Untersuchungen, Industrieprojekte und Kraftwerke im Einsatz.

Der Austausch von Netzdaten zwischen INTEGRAL und NETOMAC erfolgt über eine standardisierte Schnittstelle im DVG-Tauschformat.

7 Eingangsdaten für die Szenarien

7.1 Allgemeines

Für jeden betrachteten Zeithorizont werden für die stationären Untersuchungen jeweils die folgenden Varianten untersucht:

- Starklast ohne Wind
- Starklast mit Wind
- Schwachlast ohne Wind
- Schwachlast mit Wind

Bei den dynamischen Untersuchungen wurde bis zum Jahr 2010 eine selektive Vorgehensweise gewählt.

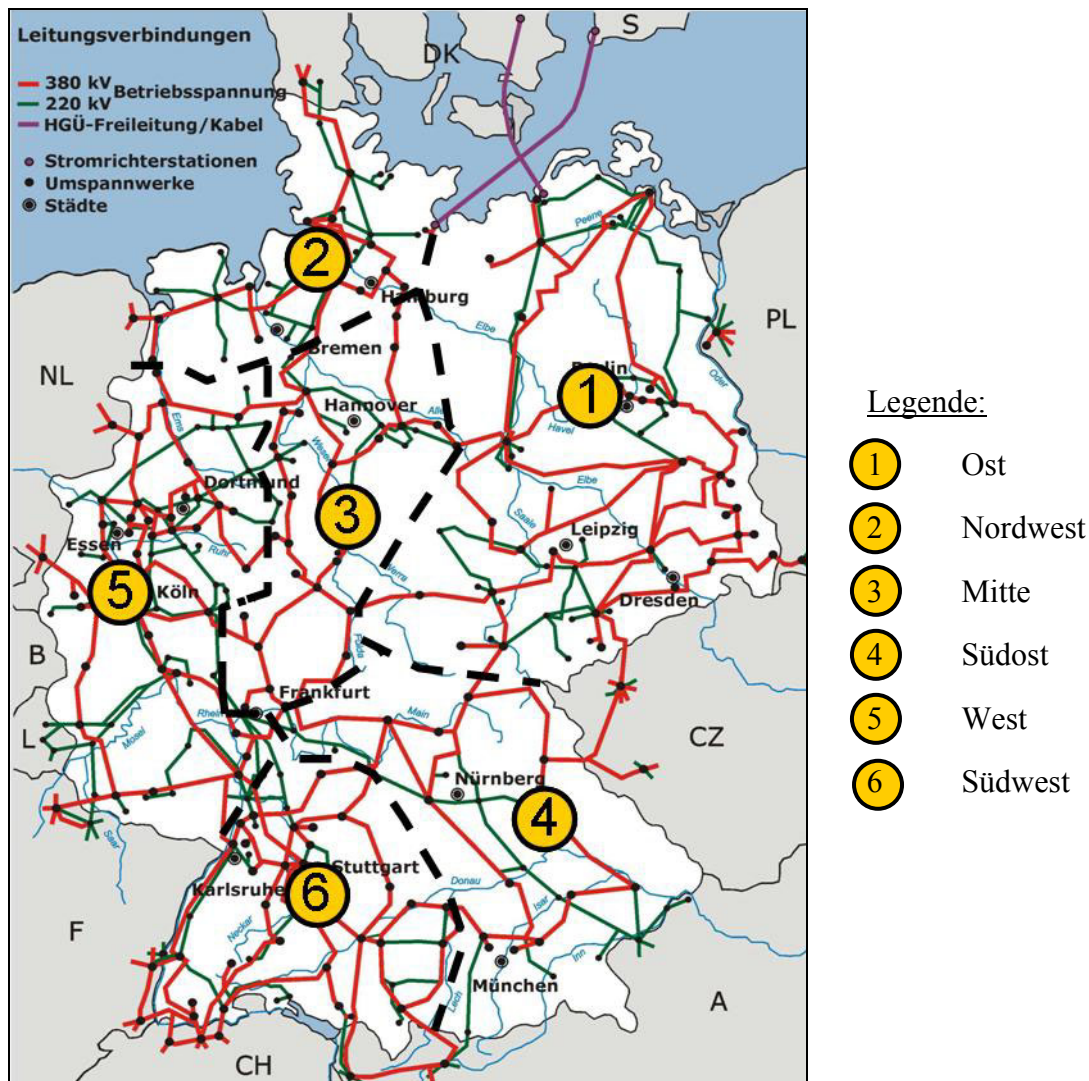
Im Netz wird von dem Normalschaltzustand ausgegangen. Alle verfügbaren Höchstspannungsleitungen und Transformatoren sind eingeschaltet. In den Schwachlastfällen werden zusätzlich Kompensationsspulen eingeschaltet. Für neu zu errichtende Leitungen wird eine volle Blindleistungskompensation durch entsprechende Kompensationsspulen angesetzt.

Die Ausgangsszenarien enthalten im Wesentlichen den strukturbedingten Netzausbau.

Ab dem Szenario 2007 wird als für die Abführung der Windenergie erforderlicher und realisierter 380-kV-Netzausbau der zweite Stromkreis auf der Leitung Diele – Meppen berücksichtigt. Ebenso sind zahlreiche 110-kV-Leitungen, 110-kV-Schaltanlagen sowie Transformatoren, die zur regionalen Abführung von WEA-Leistung erforderlich sind, bereits als vorhanden angenommen. Die mit diesem Netz ohne Wind bedingten Ausbau durchgeführten Netzbe-rechnungen führen zu den in Kapitel 8.2 aufgeführten Netzengpässen.

Zur Beschreibung regionaler Auswirkungen wird das deutsche Höchstspannungsnetz in sechs Netzregionen unterteilt: Ost, Nordwest, Mitte, Südost, West, Südwest (s. Abbildung 7-1).

Abbildung 7-1: Übersicht über die gebildeten Netzregionen



Es wird vorausgesetzt, dass der Starklastfall im Winter auftritt und „windbereinigt“ ist. Die Starklast wird langfristig als konstant angenommen. Ein effektiver Zuwachs wird bis 2010 durch den Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, die keine Windenergie nutzen (z.B. Biomasse, Blockheizkraftwerk, Brennstoffzelle) kompensiert. Die Leistungen der Industriebetriebe werden exakt entsprechend den bei den Netzbetreibern bekannten Daten nachgebildet.

In der Regel ist die (Winter-)Höchstlast das Hauptauslegungskriterium für Betriebsmittel im Netz. In den vorliegenden Berechnungen wurde nicht die Höchstlast, sondern eine Starklast zugrunde gelegt, die ca. 90% der absoluten Höchstlast beträgt. Diese Starklast kann je nach Netzregion an bis zu 800 Stunden im Jahr auftreten, wie eine Analyse von Daten für die vergangenen Jahre zeigt.

Für Netze mit hoher Windenergieeinspeisung kann auch der Schwachlastfall mit starker Windenergieeinspeisung dimensionierend für den Netzausbau sein. Die Schwachlast beträgt je nach Region und Netzbetreiber zwischen 33% und 50% der Starklast, wobei im Schwachlastfall die Pumpspeicherkraftwerke zusätzlich als Last berücksichtigt werden. Die Schwach-

last wird „windbereinigt“ ermittelt, d.h. die in den Verteilungsnetzen installierten Windenergieanlagen speisen in diesem Fall keine Leistung ein.

Definition WEA-Erzeugungsmanagement und WEA-Einspeisemanagement

In der Studie wird grundsätzlich unterschieden zwischen dem WEA-Erzeugungsmanagement, das zur Überbrückung des zeitlichen Verzugs beim Netzausbau angewendet wird, und einem WEA-Einspeisemanagement, das die Abregelung der Windenergie zur Erhaltung der gesamten Systemstabilität gewährleistet, sowie bei Mangel an Absatzmöglichkeiten eingesetzt wird.

Wird in einer Region die zur Verfügung stehende Netzkapazität bereits zu 100% durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgeschöpft und sind die zur Behebung der Engpässe identifizierten Netzausbaumaßnahmen noch nicht fertig gestellt, so wird in dieser Übergangszeit die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen durch den Netzbetreiber zeitweilig reduziert. Durch dieses WEA-Erzeugungsmanagement werden die Netzbetriebsmittel wie Freileitungen oder Transformatoren vor einspeisebedingten Überlastungen v.a. zur Vermeidung von Schäden geschützt und der (n-1)-sichere Zustand für das Netz aufrecht erhalten, um Versorgungsausfälle zu vermeiden. Somit wird das Ziel erreicht, zum einen die Versorgungssicherheit beizubehalten und gleichzeitig die Netze optimal für die Aufnahme von Strom aus Windkraft zu nutzen. Windparkbetreibern wird somit – trotz der unzureichenden Kapazitätssituation – ein Anschluss an das Netz ermöglicht, allerdings unter der Bedingung der Teilnahme am WEA-Erzeugungsmanagement.

7.2 Einspeisung aus WEA (Onshore und Offshore)

Für die Berechnungen in den Starkwindszenarien wird gemäß den Beschlüssen des Fachbeirats angenommen, dass Onshore deutschlandweit maximal 90% der installierten Leistung aus WEA gleichzeitig ins Netz einspeist. Für den Offshore-Bereich wird bei den stationären Berechnungen ebenfalls von 90% der installierten Leistung am küstennahen Anschlusspunkt ausgegangen. Dieser Faktor ergibt sich bei einer im Vergleich zu Onshore etwas höheren gleichzeitigen Einspeisung aus WEA von maximal 95% abzüglich von im Mittel ca. 5% Verlusten im Offshore-Netz zwischen den einzelnen WEA und dem Anschlusspunkt an das Höchstspannungsnetz der öffentlichen Versorgung.

Die eingespeisten On- und Offshore-Windleistungen betragen damit jeweils 90% ihrer installierten Leistungen.

Für die Seekabelauslegung und die Auslegung der Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee werden die realen Verluste bestimmt, die in Form der von ABB/Siemens gelieferten Modelle anschließend in die dynamischen Berechnungen integriert werden.

Die für die Berechnungen angenommene eingespeiste Leistung aus WEA beläuft sich auf die in Tabelle 7-1 dargestellten Werte. Das Jahr 2003 spiegelt hierbei bezüglich der installierten WEA-Leistung den bei den Übertragungsnetzbetreibern bekannten Stand vom 31.12.2003 wider. Die übrigen Zeithorizonte entsprechen dem Ergebnis der DEWI-Prognose, die in der Sitzung der PSG am 01.04.2004 zu einer erneuten Überarbeitung beauftragt wurde. Die Offsho-

re-Leistung entsprechend Tabelle 7-2 wurde gemäß der in der Fachbeiratssitzung am 17.03.2004 abgestimmten Empfehlungen gewählt.

Tabelle 7-1: Resultierende einspeisende WEA-Leistung (Onshore) je Zeithorizont und Netzregion [in MW] (Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,9)

	2003	2007	2010	2015	2020
Ost	4950	7970	8843	9410	10034
Nordwest	4240	4980	5250	5600	5870
Mitte	1590	2020	2160	2178	2450
Südost	70	200	280	298	315
West	1620	4052	4946	5647	5950
Südwest	193	368	436	450	450
Σ	12663	19590	21915	23583	25069

Tabelle 7-2: Resultierende einspeisende WEA-Leistung (Offshore) je Zeithorizont und Netzregion [in MW] (Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors von 0,9)

	2003	2007	2010	2015	2020
Ost	0	203	910	1540	1540
Nordwest	0	383	3987	7281	16776
Mitte	0	0	0	0	0
Südost	0	0	0	0	0
West	0	0	0	0	0
Südwest	0	0	0	0	0
Σ	0	586	4897	8821	18316

7.3 Nachbildung des Netzes

Die Zuordnung der WEAs auf die Netzknotenpunkte erfolgte auf der Grundlage der DEWI-Windprognose. Da die vom DEWI ermittelten Onshore- und Offshore-Ausbauszenarien für die Zeithorizonte 2007, 2010, 2015 und 2020 lediglich für Planungsräume und nur teilweise mit Zuordnung zu den dazugehörigen Landkreisen und kreisfreien Städten zur Verfügung gestellt wurden, musste die konkrete Zuordnung zu den entsprechenden Netzknoten des Höchstspannungsnetzes bzw. den unterlagerten 110-kV-Netzen und damit zu den Teilnetzen sowie Umspannwerken, die für die Berechnungen zwingend erforderlich ist, bei den ÜNB durchgeführt werden.

Alle Onshore-Windparks wurden mit einem $\cos \varphi$ zwischen 0,98 kapazitiv und 0,98 induktiv, Offshore-Windparks wurden am Netzanschlusspunkt mit einem $\cos \varphi$ 0,95 kapazitiv und induktiv nachgebildet.

Der Blindleistungsbedarf der Industriekunden wurde entsprechend vorhandener Messwerte nachgebildet. Das Blindleistungsverhalten der unterlagerten Netze wurde in Grundsatzuntersuchungen festgestellt und entsprechend modelliert. Der Leistungsfaktor der Last liegt je nach Gebiet zwischen 0,9 und 1,0.

Bei der Nachbildung der 110-kV-Netze sind bei den beteiligten ÜNB, bedingt durch unterschiedliche Unternehmensstrukturen, geringfügige Unterschiede vorhanden.

Die 110-kV-Ebene wurde in denjenigen Fällen vollständig nachgebildet, wo Eigentumsanteile eines ÜNB bestehen und nennenswerte konventionelle Kraftwerke (>10 MW) und Windeinspeisungen bereits heute vorhanden oder künftig zu erwarten sind. Damit ist etwa die Hälfte aller deutschen 110-kV-Netze unreduziert nachgebildet. Alle übrigen 110-kV-Netze sind auf die 110-kV-seitigen Knoten der Höchstspannung/110-kV-Abspannung reduziert, d.h. es sind entsprechende 110-kV-Ersatzzweige berücksichtigt, so dass auch deren elektrisches Verhalten in Bezug auf das Übertragungsnetz korrekt abgebildet wurde.

Die 110-kV-Netze enthalten größere Windparks, HKW's und GuD-Kraftwerke als direkte Netzeinspeisungen. Diese Netzeinspeisungen berücksichtigen außerdem sonstige EEG-Einspeisungen (Laufwasser). Alle weiteren Einspeisungen in die Spannungsebenen ≤ 110 kV wurden mit den 110 kV/MS-Wirk- und Blindleistungslasten saldiert.

7.4 Berücksichtigung der Betriebsweisen des Netzes

Die stationären Netzberechnungen berücksichtigen die festgelegten Betriebsweisen des Netzes sowie die nutzbaren technischen Auslegungsparameter der Netzkomponenten.

Nennströme

Für die Netzdimensionierung werden die in DIN EN 50182 festgelegten Nennströme von Freileitungen entsprechend der baulich vorhandenen Beseilung zu Grunde gelegt. Grundlage für diese Nennströme sind die für Deutschland in der Norm angesetzten Klimadaten von Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit und Lufttemperatur sowie die für Aluminium/Stahl-Seile geltende Grenztemperatur von 80 °C.

Die Veränderung eines oder mehrerer dieser Parameter könnte zu einem erhöhten zulässigen Strom der Leiterseile führen, der jedoch durch die Norm nicht abgedeckt ist. Zur Realisierung des theoretisch vorhandenen Potenzials sind Fragen juristischer, technischer und wirtschaftlicher Art zu klären. Der Betrieb der Stromkreise mit höheren Strömen oberhalb ihrer Nennwerte setzt insbesondere die Einführung eines technisch geeigneten und anerkannten Leitungsmonitorings voraus, so dass eine Personengefährdung und eine Beeinträchtigung der Netzsicherheit infolge zu hoher Leiterseildurchhänge sowie etwaige Haftungsansprüche ausgeschlossen werden können. Der großräumigen Nutzung theoretisch erzielbarer höherer Übertragungsleistungen einzelner Stromkreise sind außerdem durch forciert anwachsende Stabilitätsprobleme Grenzen gesetzt, da die großräumigen Spannungswinkel bei höheren Übertragungsleistungen um so mehr anwachsen, wenn kein entsprechender Leitungszubau erfolgt.

Die technisch und juristisch abgesicherte Festlegung neuer Grenzwerte unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge kann insbesondere mit Blick auf weiträumige Übertragungsnetze innerhalb dieser Studie nicht geleistet werden.

Es wird vorausgesetzt, dass Engpässe in Umspannwerken, die durch Stromwandler, TFH-Sperren, Trenner, Leistungsschalter oder Feldebeseilungen zurzeit noch bestehen, zeitnah beseitigt werden können. Gleiches gilt für verringerte Stromtragungsfähigkeiten aufgrund zu geringer Bodenabstände der Leiterseile. Der hierfür erforderliche finanzielle Aufwand wird nicht erfasst.

Spannungs- und Blindleistungsregelung

Der Leistungsbedarf der unterlagerten Verteilungs- und Industrienetze wird als unabhängig von der Spannung im Übertragungsnetz angenommen, da sowohl die 110-kV-Spannung als auch die Mittelspannung automatisch über die Stufensteller der Transformatoren konstant gehalten wird.

Die Spannung im Übertragungsnetz wird im ungestörten Zustand entsprechend der Betriebspraxis zur Minimierung der Wirkverluste auf ein möglichst hohes Niveau innerhalb des Spannungsbandes von $400 \text{ kV} \pm 5 \%$ eingestellt. Der Blindleistungsaustausch zwischen benachbarten Netzgebieten wird möglichst gering gehalten, um Verluste durch Blindleistungstransporte zu vermeiden. Dies geschieht durch Regelung der Blindleistung von allen an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen konventionellen Kraftwerken. Reichen die Blindleistungsreserven nicht aus, um den Blindleistungshaushalt einer Region auszugleichen, müssen dort Kompensationsmittel wie Spulen, Kondensatoren, Static Var Compensators (SVC) oder Phasenschieber zum Einsatz kommen. Für den Ausfall des größten Blindleistungserzeugers ist Redundanz vorzusehen.

Durch eine hierüber hinaus gehende Anhebung der Netzspannung lässt sich keine nennenswerte Reduzierung der Verluste bzw. Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Netzes erzielen, da das Spannungsprofil wie oben beschriebenen bereits überwiegend im oberen Bereich des betrieblich zulässigen Spannungsbands liegt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass im realen Netzbetrieb in der Regel bereits bei einem Messwert von 415 kV eine Überspannungswarnung erfolgt und bei weiterem Spannungsanstieg Kompensationsspulen automatisch zugeschaltet werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Messtoleranzen im Bereich von $\pm 5 \text{ kV}$ liegen, was im Dauerbetrieb einen entsprechenden Sicherheitsabstand zu den zulässigen Maximalspannungen erfordert.

Lastfluss- und Spannungsregelung bei (n-1)-Ausfällen

Die in den Ausbauszenarien vorgesehenen Querregler haben einen Regelbereich von $\pm 40\%$, entsprechend 22 Grad. Die Einstellung wird so vorgenommen, dass im Ausfall die geringsten Auslastungen auftreten.

Der Untersuchung von (n-1)-Ausfällen liegt die Auslastung im Zustand nach Ausregeln der Spannung regelnden Transformatoren, nach Anpassung der Blindleistungseinspeisung aus

Kraftwerken und nach Ausgleich der Wirkleistung durch die UCTE-weite Primärregelung zu Grunde.

7.5 Bilanzierung und Kraftwerkseinsatz

7.5.1 Allgemeines

Für die gewählten Zeithorizonte werden für die konventionellen Kraftwerke die derzeit bekannten Stilllegungen einschließlich Kernkraftwerksausstieg und geplante Neubauten berücksichtigt. Der jeweils notwendige Ersatz wird, soweit möglich, an netztechnisch geeigneten Standorten vorgenommen, so dass für deren netzseitige Einbindung keine zusätzlichen Investitionskosten erforderlich sind. Lässt sich diese Maßnahme nicht umsetzen, so müssten die netzseitigen Einbindungskosten getrennt ausgewiesen werden. Dadurch würde eine Trennung von den durch die Windkraft bedingten Netzausbaukosten erreicht.

Der Kraftwerkseinsatz innerhalb Deutschlands erfolgt nach merit order, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerksleistung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten abgerufen wird. Dies bildet die praktizierte Realität ab, in der aufgrund des Unbundling die Kraftwerksgesellschaften unabhängig von den Netzgesellschaften den Strom an der Börse handeln und an beliebige Verbraucher liefern können. Damit wird eine weitgehende Kompatibilität zur Vorgehensweise in Studienteil 3 erreicht.

Absoluten Vorrang genießen die Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, insbesondere aus WEA. Als nicht absenkbar Grundspeisungen werden sonstige REG wie Laufwasserkraftwerke, Biomasseanlagen usw., Anlagen mit Wärmeauskopplung, Gichtgasanlagen und Industrie-Kraftwerke angenommen, die weitgehend unabhängig von der Windenergieproduktion eingesetzt werden.

Bei sinkender Nachfrage werden nach merit order vorrangig Spitzenlastkraftwerke und Mittellastkraftwerke (z.B. Gas- und Steinkohlekraftwerke) in ihrer Leistung reduziert. Pumpspeicherkraftwerke werden vor allem zur Deckung der Spitzenlast angenommen; bei geringer Nachfrage werden sie im Pumpbetrieb eingesetzt. Dabei wurde beachtet, dass die Pumpspeicherkraftwerke nicht in jedem Zeitraum mit der vollen Leistung verfügbar sind, da im ungünstigsten Fall das Oberbecken gerade voll bzw. leer sein kann. Revisionszeiten von Grundlastkraftwerken werden für die Schwachlastfälle mit und ohne Wind berücksichtigt, so dass einige Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke dann nicht zur Verfügung stehen. Aus Stabilitätsgründen erforderliche Grundlastkraftwerke, wie z.B. Kern- und Braunkohlekraftwerke werden - soweit zum Erhalt einer ausgeglichenen Leistungsbilanz notwendig - mit reduzierter Leistung angesetzt.

Die detaillierte Aufstellung der berücksichtigten Kraftwerksleistung über die einzelnen Zeithorizonte findet sich im Anhang B. Hier wird eine Differenzierung nach Primärenergieträgern, Netzregionen und Belastungsszenarien durchgeführt.

Das umgebende UCTE-Netz wird für die Starklastfälle entsprechend dem Referenzfall 2003 (UCTE-Lastflussvorschau für 2003) mit Veränderungen im belgischen Höchstspannungsnetz (zusätzliche 380-kV-Stromkreise ab 2007, Querregler ab 2020) berücksichtigt. Damit wird

unterstellt, dass für die Starklastfälle keine signifikante Änderung des europäischen Handels im Vergleich zu dem UCTE-Referenzfall 2003 eintreten wird.

Für einzelne Engpassstellen müssten detailliert unter Variation der maßgeblichen Parameter zusätzliche Analysen durchgeführt werden. Bei Starkwind im Schwachlastfall 2010, 2015 und 2020 wird ein wesentlich erhöhter Austausch mit dem Ausland zugrunde gelegt. Dies ist notwendig, um in Deutschland genügend konventionelle Kraftwerksleistung zum Erhalt der Netzstabilität und als Regelleistung zum Ausgleich schwankender Einspeisung aus WEA verfügbar zu haben.

Der aktuelle Austausch elektrischer Energie zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa zeigt, dass zu Starklastzeiten werktags Energie aus Skandinavien nach Deutschland und zu lastschwächeren Zeiten Energie von Deutschland nach Skandinavien übertragen wird. Ursache hierfür ist die Differenz der Marktpreise. Die in den Szenarien bis 2015 zu Grunde gelegte Windenergieeinspeisung in Deutschland erfordert zu Starklastzeiten weiterhin den Einsatz von Steinkohle, so dass die Grenzkosten für die Stromerzeugung in Deutschland höher als der Marktpreis in Skandinavien sind. Dies führt zu Starklastzeiten zu einer Energielieferung von Skandinavien in Richtung Deutschland.

Im Schwachlastfall mit Windenergieeinspeisung wird die Exportmöglichkeit in Richtung Dänemark aufgrund der auch in Dänemark in den nächsten Jahren noch weiter zunehmenden Installation von Windenergieleistung eingeschränkt.

In den folgenden Kapiteln werden für die untersuchten Zeithorizonte 2003, 2007, 2010, 2015 und 2020 für Deutschland die Einspeisungen, getrennt nach konventioneller Erzeugung, Pumpspeicher- und Windenergieerzeugung, sowie Importleistungen den Abgaben, differenziert nach determinierter Netzlast, Pumpspeichern, den Verlusten und sonstigen Austauschleistungen, gegenübergestellt. Eine detaillierte Aufschlüsselung der konventionellen Einspeisung nach Primärenergieträgern findet sich in Anhang B.

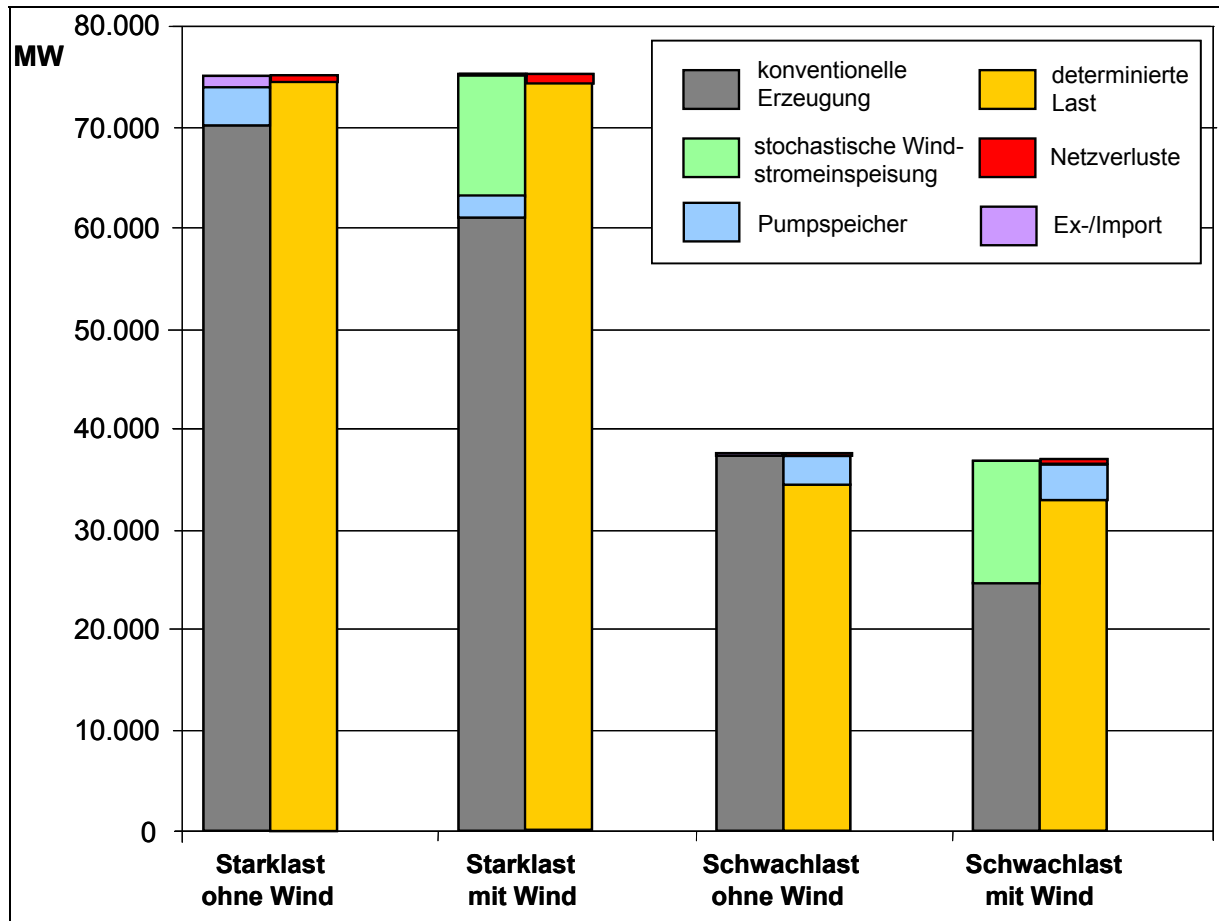
Die in der Abbildung und in den Tabellen ausgewiesenen Verluste spiegeln die im Höchstspannungsnetz, d.h. auf den Höchstspannungsleitungen der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV, auftretenden Verluste wider. Die im unterlagerten Netz - soweit nachgebildet - auftretenden Verluste sind in den Belastungen enthalten.

Die Veränderung der Leistungsflüsse zwischen den Netzregionen durch den Einfluss der Windenergie für die untersuchten Varianten ist in Übersichtsbildern dargestellt. Die Berechnungsergebnisse stellen die Situation im Normalschaltzustand dar.

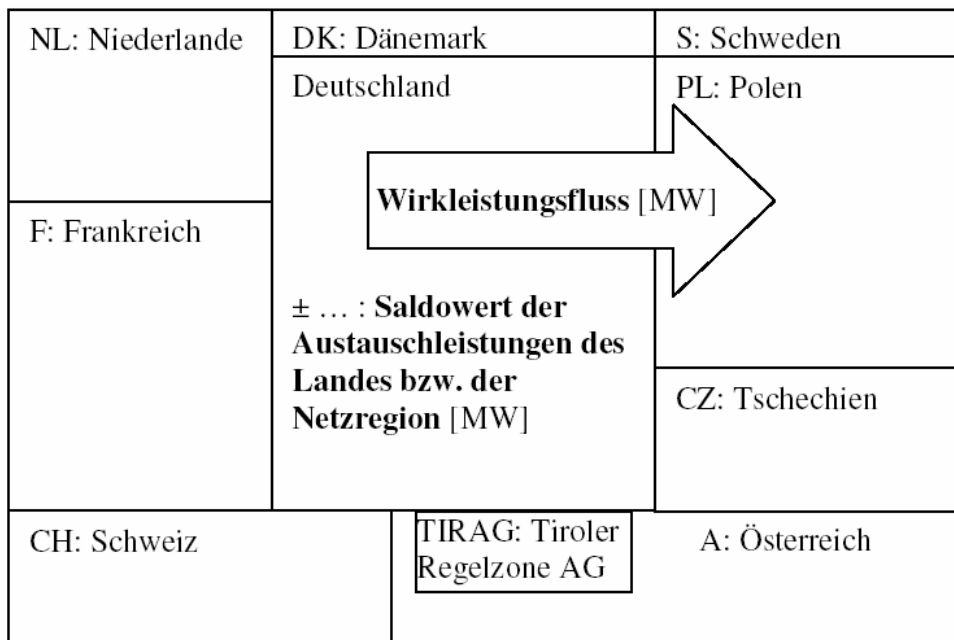
7.5.2 Zeithorizont 2003

In Abbildung 7-2 sind die für das Jahr 2003 ermittelten Erzeuger und Verbraucher für alle untersuchten Szenarien gegenübergestellt.

Abbildung 7-2: Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2003



In Abbildung 7-4 und Abbildung 7-5 sind die berechneten Leistungsflüsse zwischen den Netzregionen für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 7-3: Legende für die folgenden Blockschaltbilder

Netzregionen innerhalb Deutschlands

- (1) Ost
- (2) Nordwest
- (3) Mitte
- (4) Südost
- (5) West
- (6) Südwest
- D7 separater Teil der Netzregion West

Abbildung 7-4: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2003 bei Starklast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)

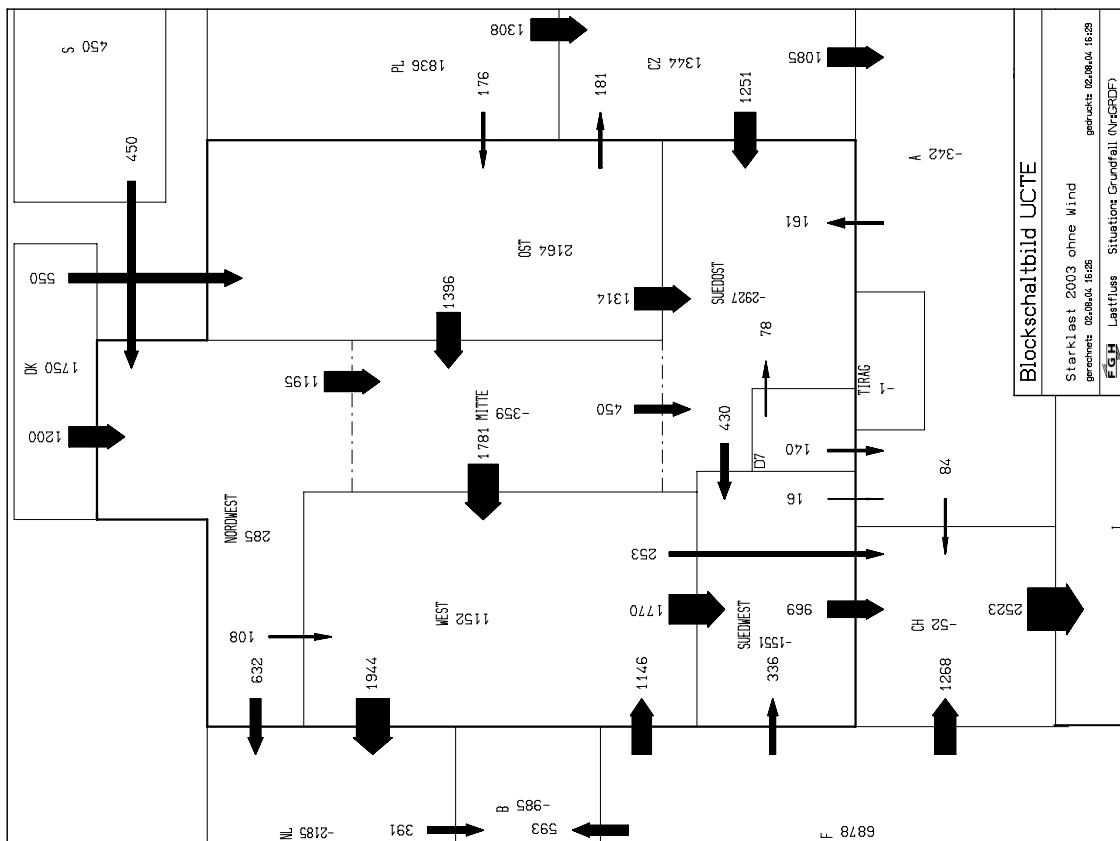
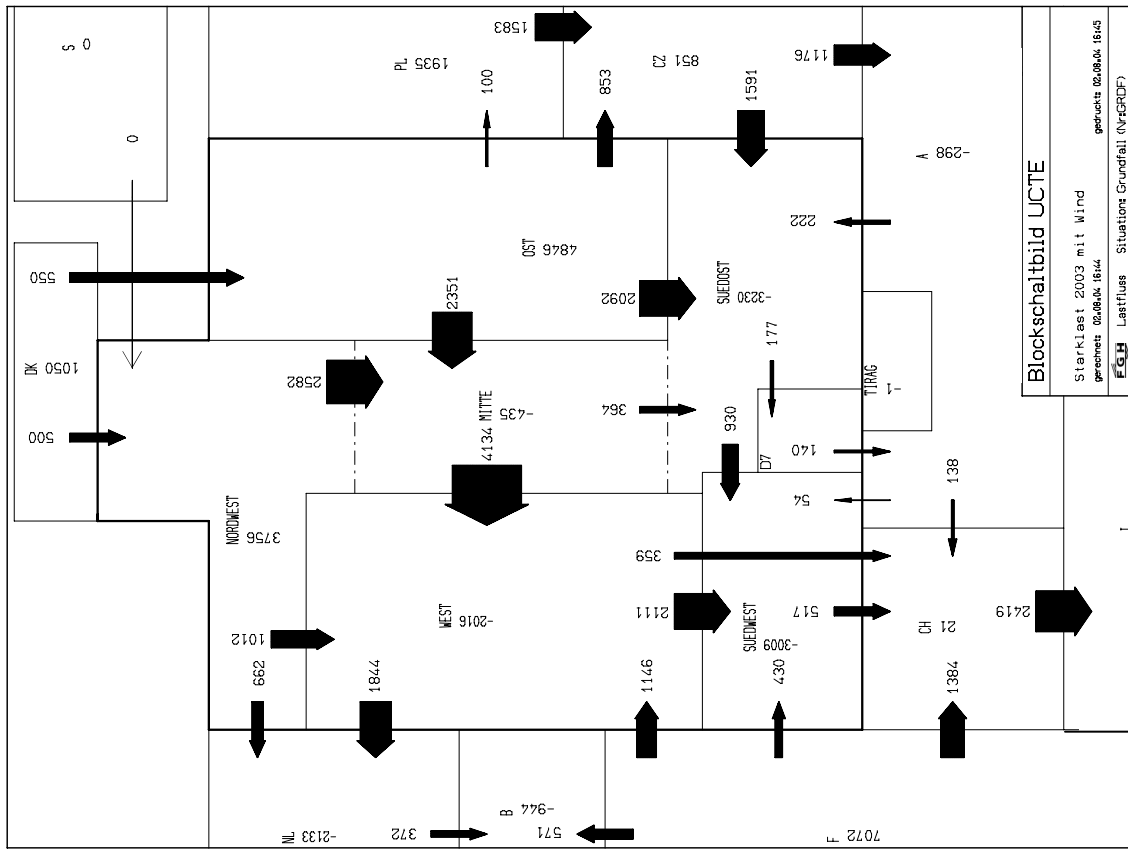
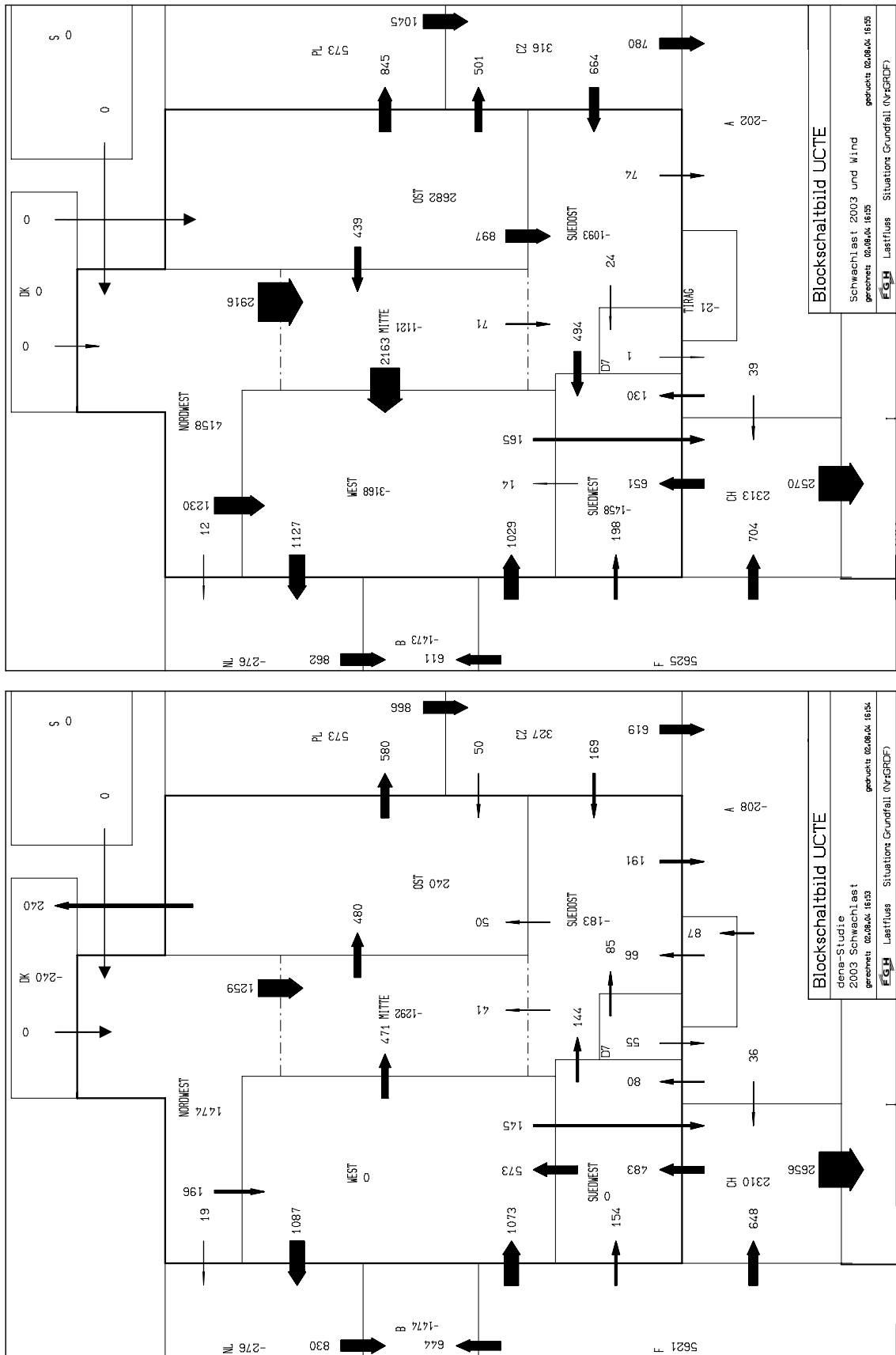


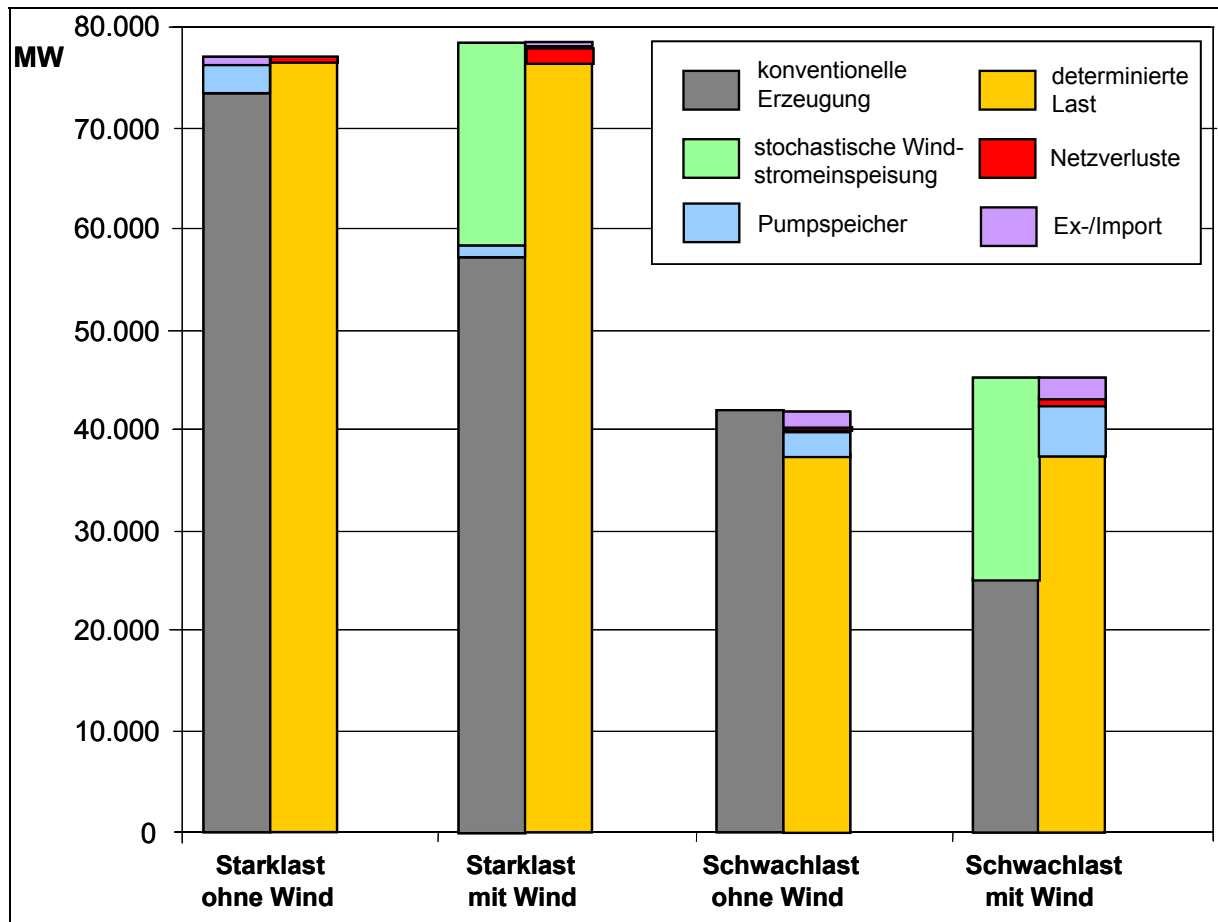
Abbildung 7-5: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2003 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)



7.5.3 Zeithorizont 2007

In Abbildung 7-6 sind die für das Jahr 2007 ermittelten Erzeuger und Verbraucher für alle untersuchten Szenarien gegenübergestellt. Gegenüber dem Zustand für das Jahr 2003 sind die Windstromspeisungen deutlich erhöht. Es zeigen sich deutlich erhöhte Netzverluste in den Lastfällen mit Wind.

Abbildung 7-6: Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2007



In Abbildung 7-7 und Abbildung 7-8 sind die berechneten Leistungsflüsse zwischen den Netzregionen für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 7-7: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2007 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind)

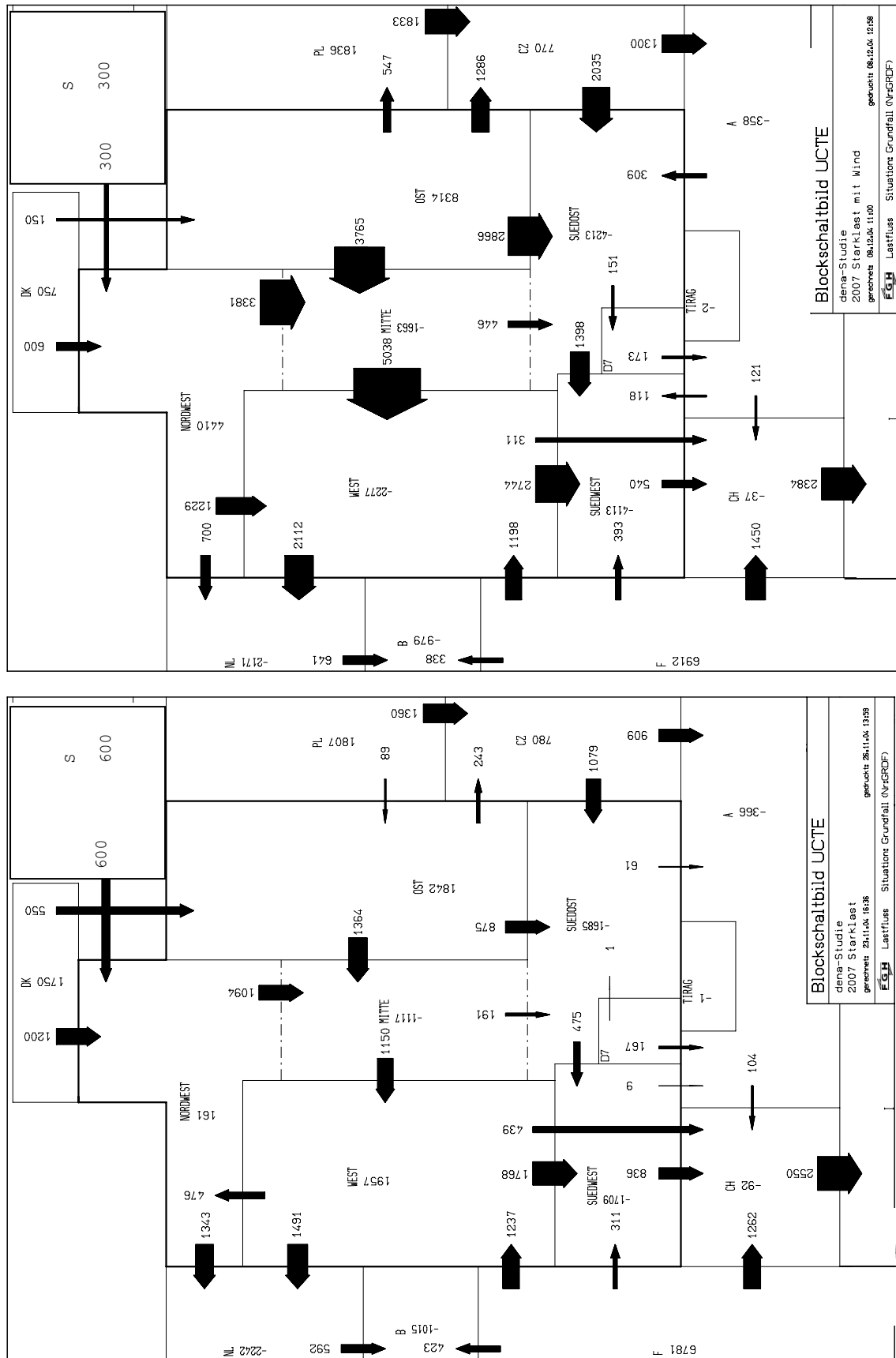
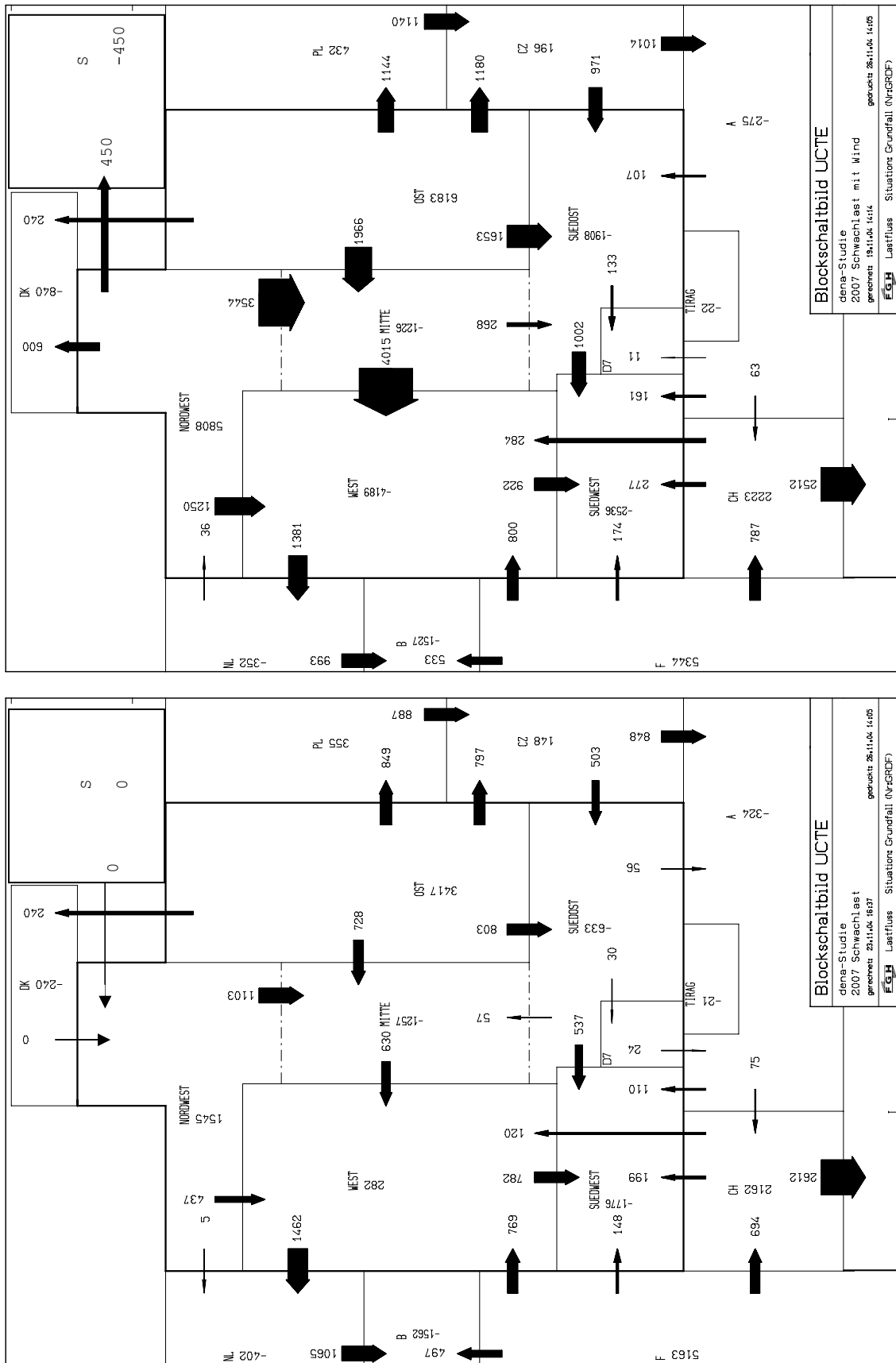


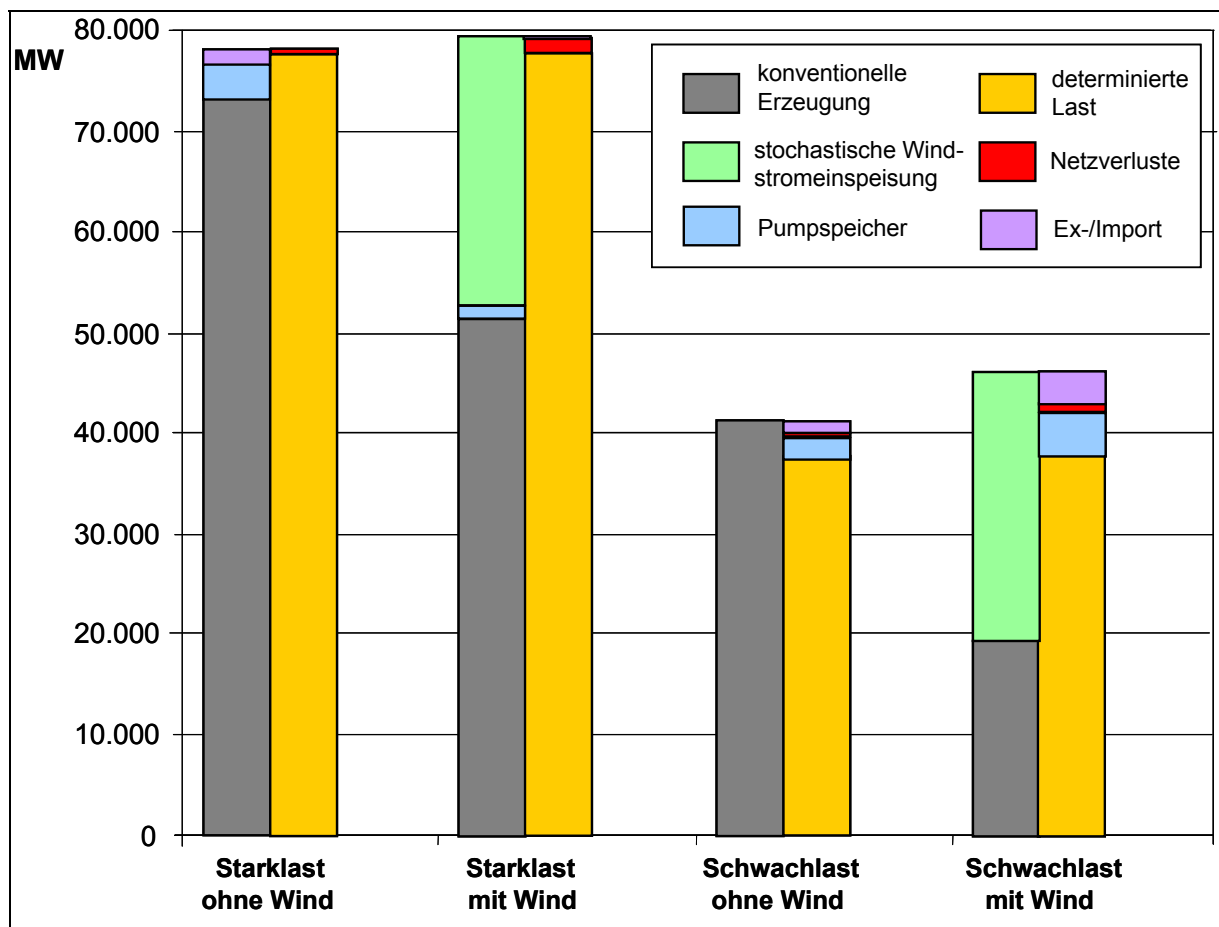
Abbildung 7-8: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2007 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)



7.5.4 Zeithorizont 2010

In Abbildung 7-9 sind die für das Jahr 2010 ermittelten Erzeuger und Verbraucher für alle untersuchten Szenarien gegenübergestellt. Gegenüber dem Zustand für das Jahr 2007 sind die Windstromeinspeisungen nochmals erhöht. Im Schwachlastfall ist die Leistung aus der stochastischen Windstromeinspeisung größer als die aus konventioneller Erzeugung. Ein Gleichgewicht wird erst durch erhöhten Export ins Ausland erreicht.

Abbildung 7-9: Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2010



In Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 sind die berechneten Leistungsflüsse zwischen den Netzregionen für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 7-10: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2010 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind)

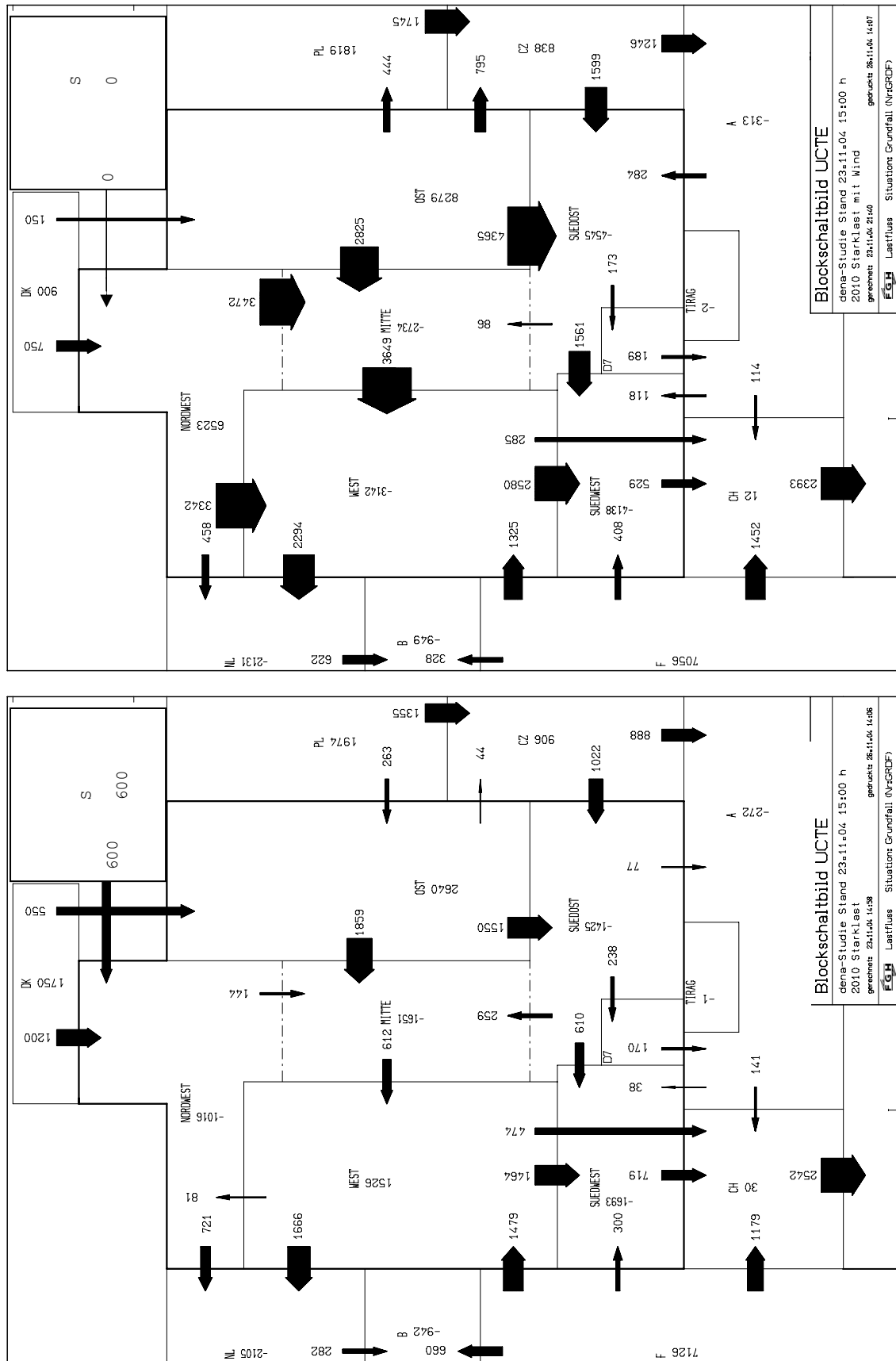
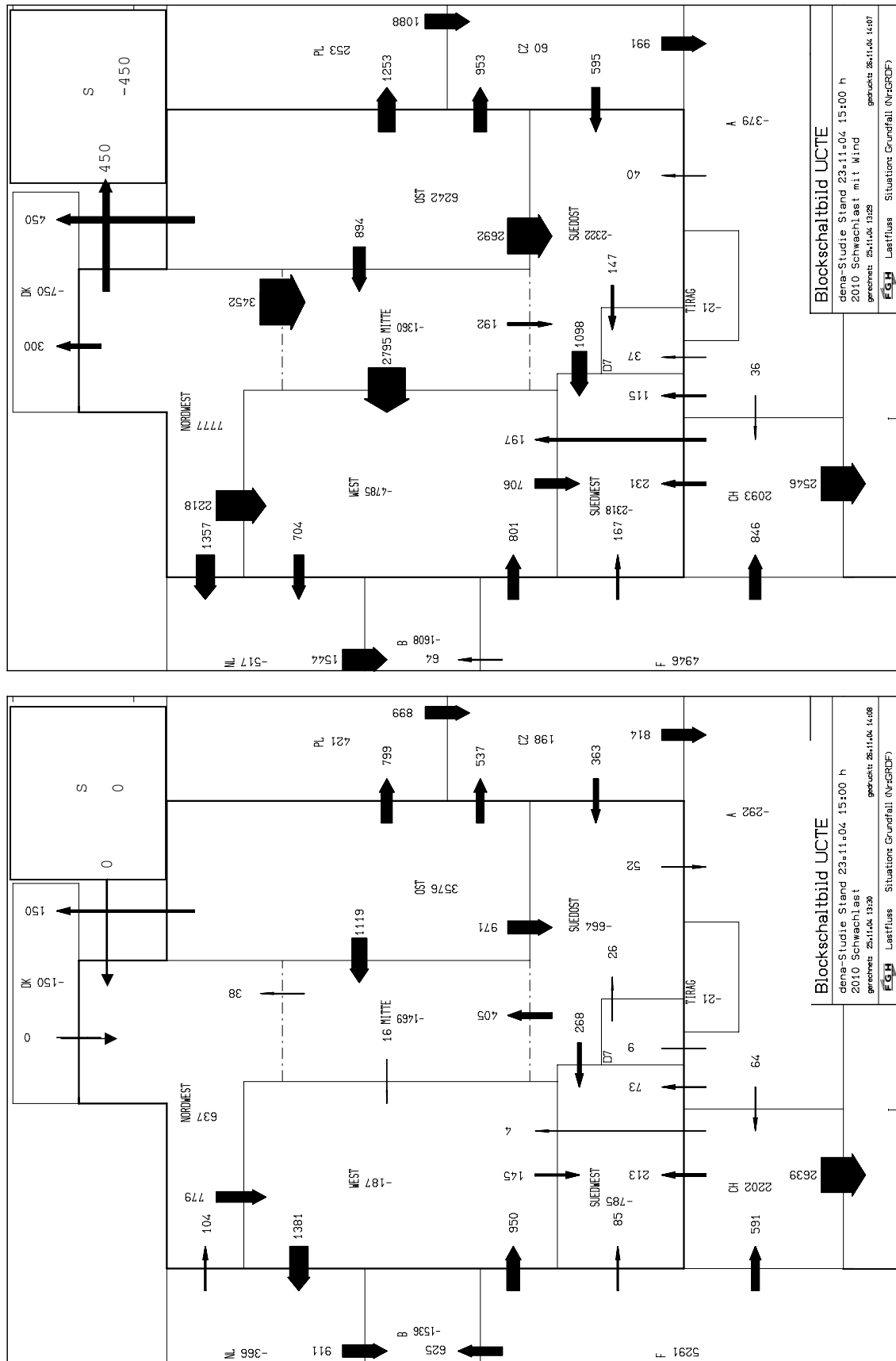


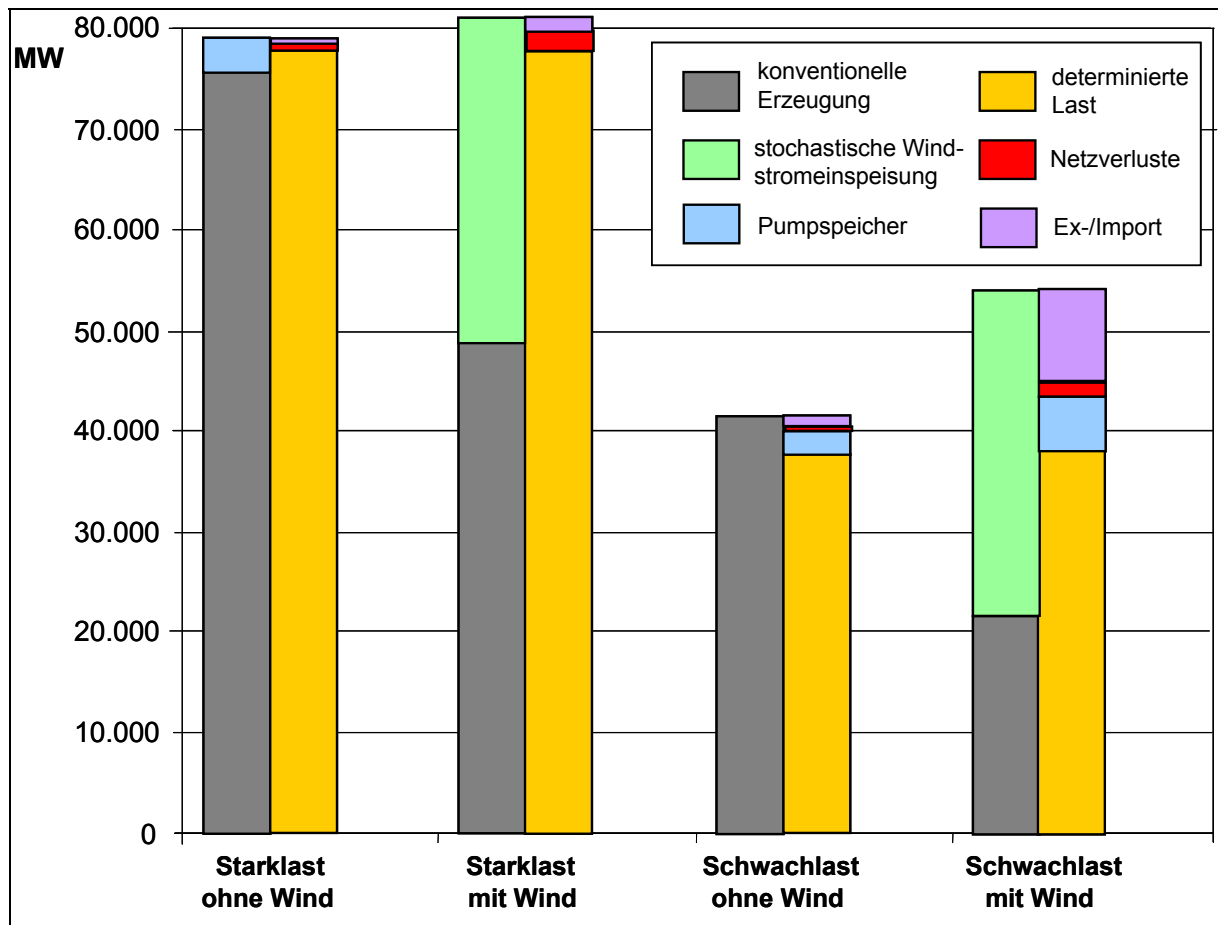
Abbildung 7-11: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2010 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)



7.5.5 Zeithorizont 2015

In Abbildung 7-12 sind die für das Jahr 2015 ermittelten Erzeuger und Verbraucher für alle untersuchten Szenarien gegenübergestellt. Gegenüber dem Zustand für das Jahr 2010 sind die Windstromeinspeisungen nochmals erhöht. Im Schwachlastfall ist die Leistung aus der stochastischen Windstromeinspeisung größer als die aus konventioneller Erzeugung. Ein Gleichgewicht wird erst durch erhöhten Export ins Ausland erreicht.

Abbildung 7-12: Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2015



In Abbildung 7-13 und Abbildung 7-14 sind die berechneten Leistungsflüsse zwischen den Netzregionen für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 7-13: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2015 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind)

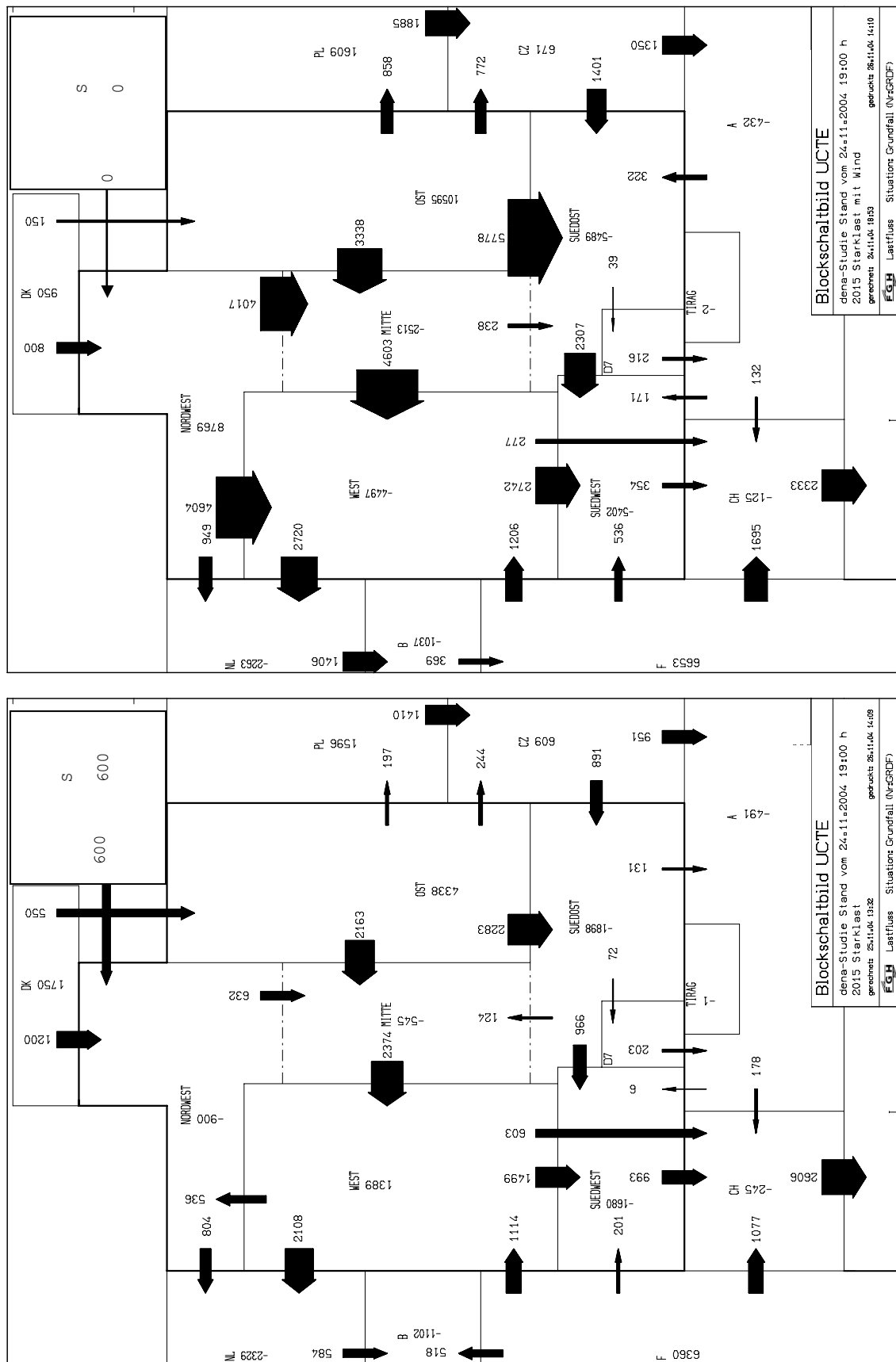
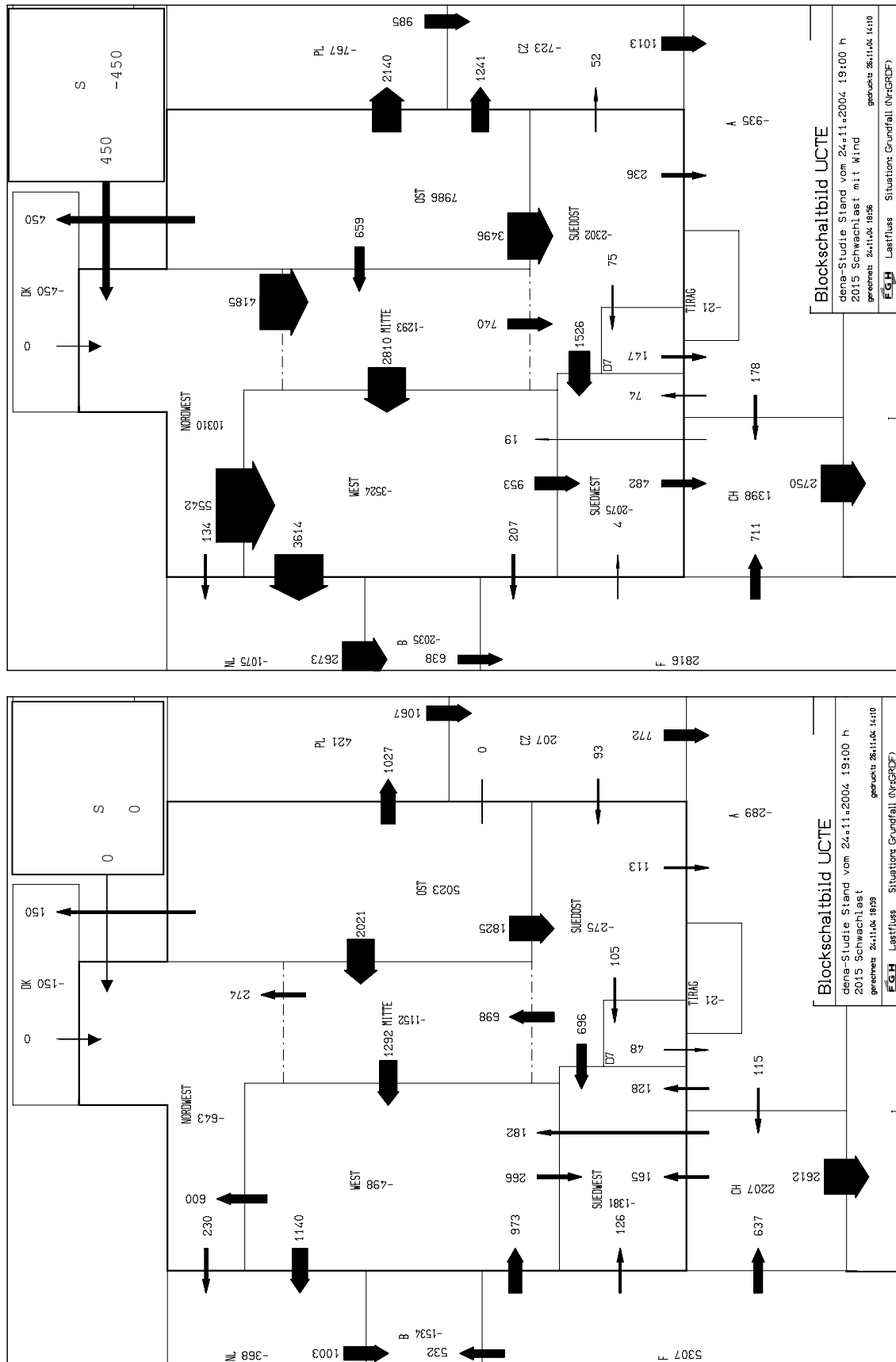


Abbildung 7-14: Austauschleistungen und Lastflüsse zwischen den Netzregionen für 2015 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)



7.5.6 Zeithorizont 2020

In Abbildung 7-15 sind die für das Jahr 2020 ermittelten Erzeuger und Verbraucher für alle untersuchten Szenarien gegenübergestellt. Gegenüber dem Zustand für das Jahr 2015 sind die Windstromeinspeisungen nochmals deutlich erhöht. Bereits im Starklastfall mit Wind überwiegt in der Erzeugung der Anteil aus WEA. Die Netzverluste in den Starkwindfällen sind nochmals angestiegen.

Abbildung 7-15: Gegenüberstellung von Erzeugung, Netzlast, Verlusten und sonstigen Austauschleistungen für die untersuchten Szenarien in 2020

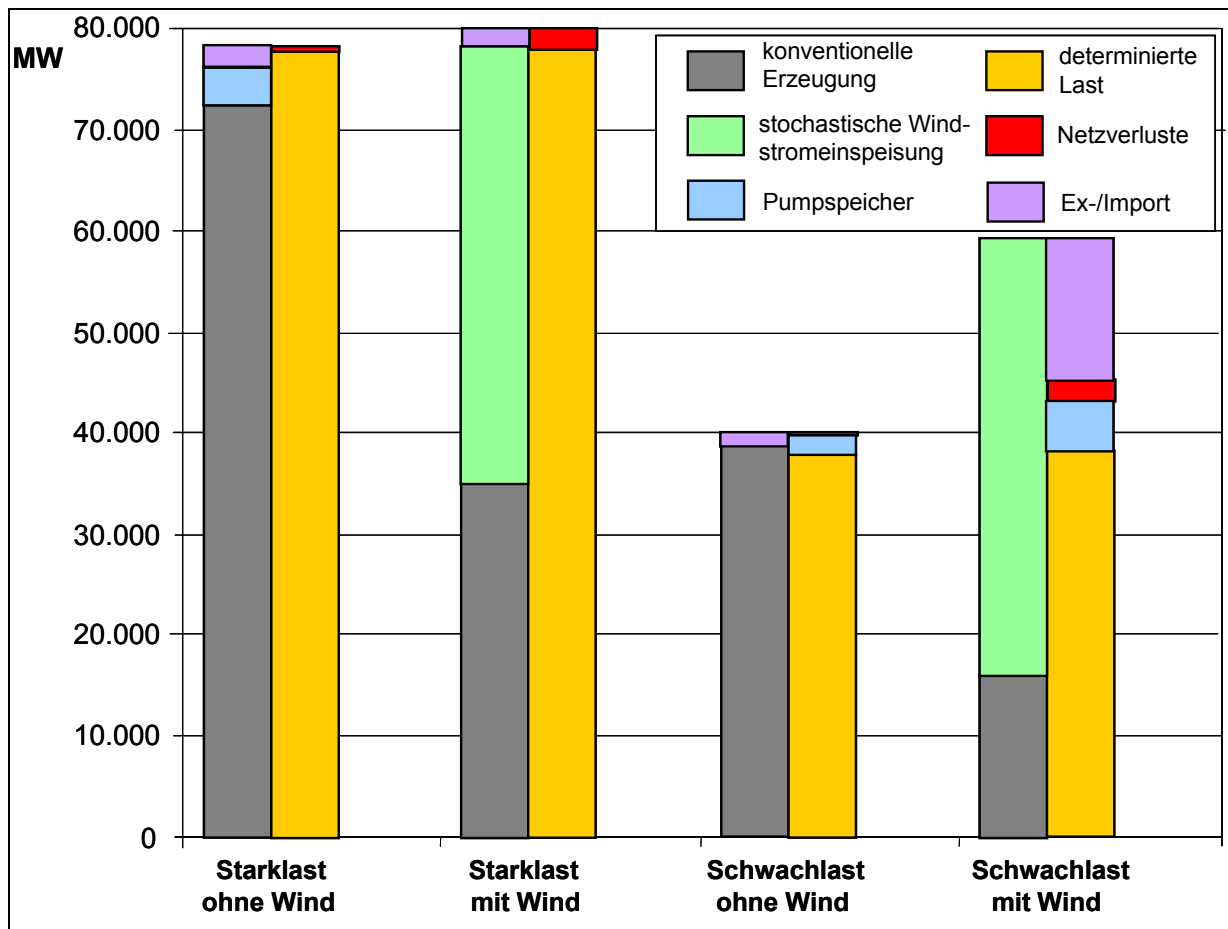


Abbildung 7-16: Austauschleistungen zwischen den Netzregionen für 2020 bei Starklast (oben: mit Wind, unten: ohne Wind)

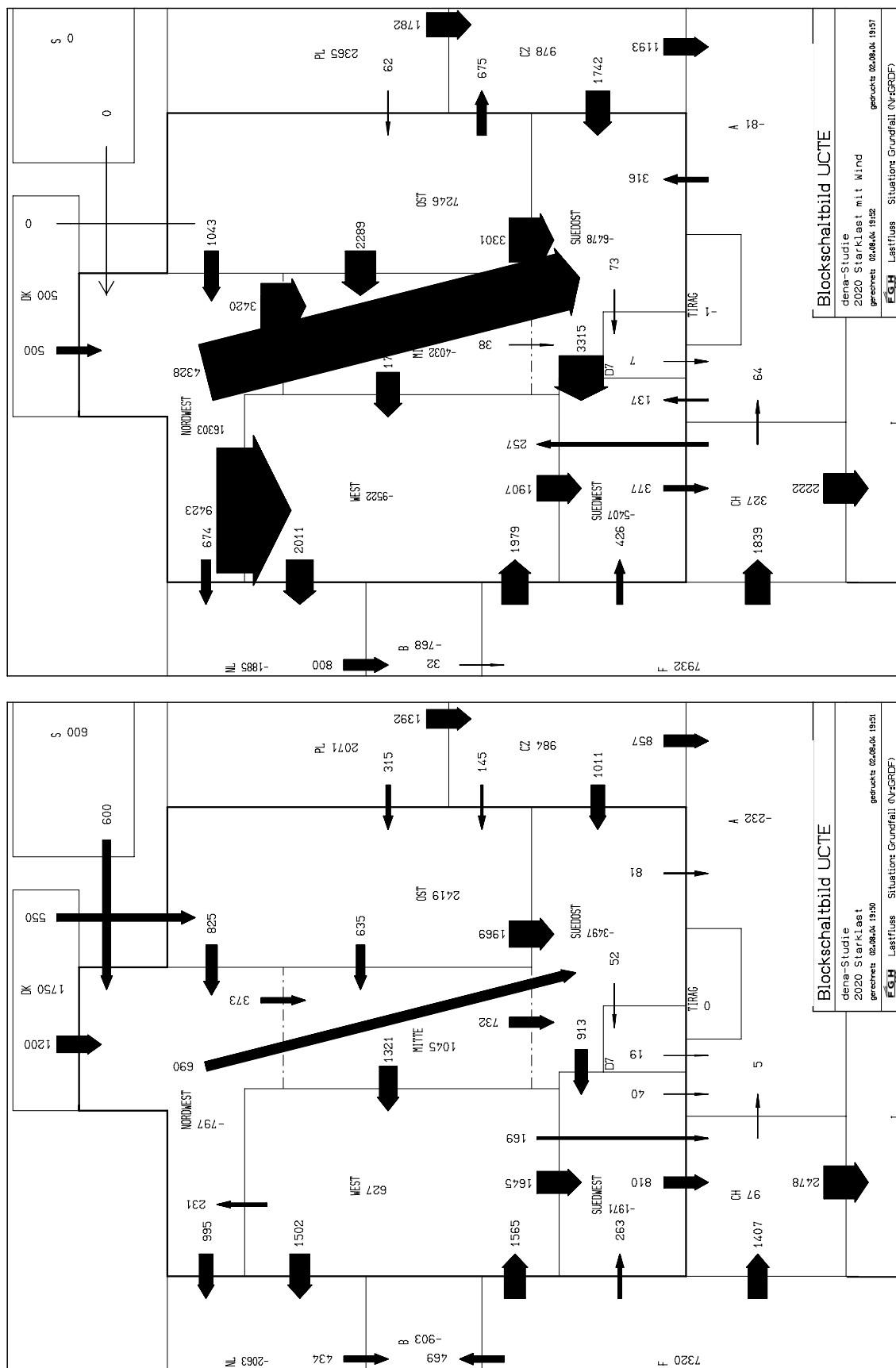
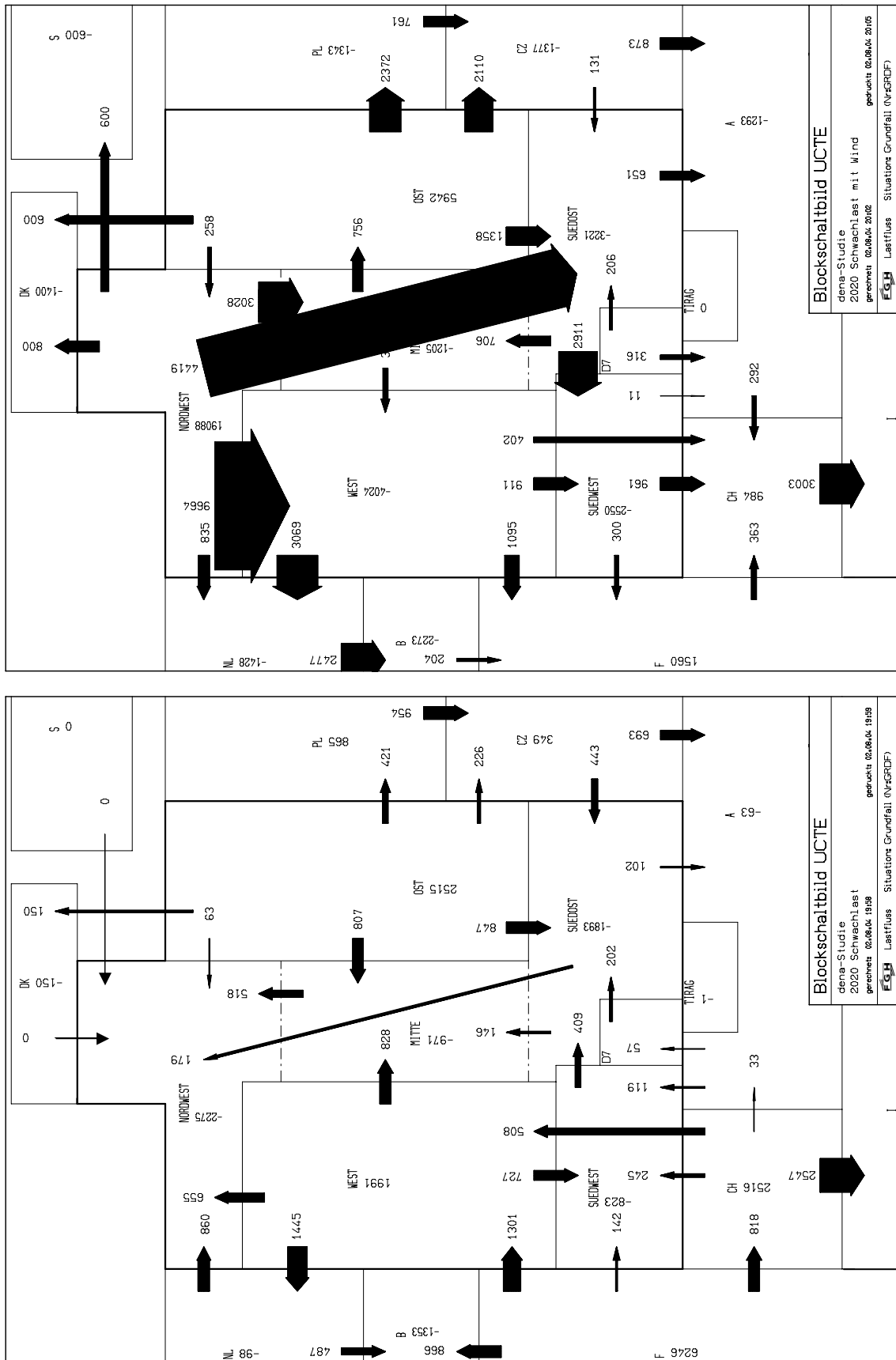


Abbildung 7-17: Austauschleistungen zwischen den Netzregionen für 2020 bei Schwachlast (oben: mit Wind , unten: ohne Wind)



8 Ergebnisse der stationären Berechnungen

8.1 Allgemeines

Mit dem derzeitigen Netz einschließlich der Struktur bedingten Netzausbaumaßnahmen werden die Belastungsfälle ohne WEA-Einspeisung im Betrachtungszeitraum beherrscht. Durch die Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung bei entsprechender Verdrängung konventioneller Kraftwerksleistung entsprechend Kapitel 7.5 wird der zusätzliche windbedingte Netzausbau ermittelt. Der Netzausbau umfasst in allen 4 Belastungsfällen das gleiche Mengengerüst, d.h. es wird eine Netzkonfiguration ermittelt, die den Belangen aller Belastungsfälle der jeweiligen Zeitstufe gerecht wird.

Die (n-1)-Sicherheit im deutschen Verbundnetz muss durch Netzausbaumaßnahmen in Form von Leitungsneubau, den Einsatz von Querreglern, Schaltanlagenertüchtigung bzw. -neubau, Blindleistungsbereitstellung und sonstigen Maßnahmen, z. B. Einsatz von SVC, gesichert werden.

Der grundsätzlich erforderliche Mehrbedarf an EEG-bedingter Übertragungskapazität erfordert Leitungsneubau. Nur in Einzelfällen können Lastfluss steuernde Maßnahmen (Querregler oder FACTS) eingesetzt werden, um lokale Überlastungen zu beseitigen.

Außerdem notwendige Schaltfeldertüchtigungen, Erhöhungen der Stromtragfähigkeit oder Veränderungen des Bodenabstandes wurden untersucht, werden aber nicht im Einzelnen aufgeführt und mit Kosten bewertet.

Da die bisherigen Erfahrungen mit Genehmigungszeiten beim Leitungsbau die zeitgerechte Realisierung von Projekten, die bis 2010 realisiert sein sollten, als sehr unwahrscheinlich erscheinen lassen, muss ein Weg zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für den Leitungsbau gefunden werden.

Für eine mögliche Übergangszeit, in der die Windparks bereits errichtet sind, die erforderlichen Netzausbauten jedoch nicht, muss durch ein WEA-Erzeugungsmanagement gemäß EEG zwingend sichergestellt werden, kritische Netzsituationen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch zeitweise Begrenzung der WEA-Einspeisung zu verhindern.

Der Blindleistungsbedarf des deutschen Verbundnetzes erhöht sich durch die Einspeisung aus WEA beträchtlich, da zahlreiche Stromkreise stark ausgelastet im übernatürlichen Bereich betrieben werden. Da bei Starkwind darüber hinaus eine Reihe konventioneller Kraftwerke windbedingt nicht betrieben werden kann, wird von den Offshore-Windparks und den neuen Onshore-WEA die Bereitstellung von Blindleistung entsprechend dem VDN Transmission Code 2003 verlangt.

Die außerhalb des deutschen Verbundnetzes notwendigen Netzausbaumaßnahmen werden hierbei nicht näher untersucht, da sie nicht Gegenstand dieser Studie sind.

8.2 Notwendige Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen

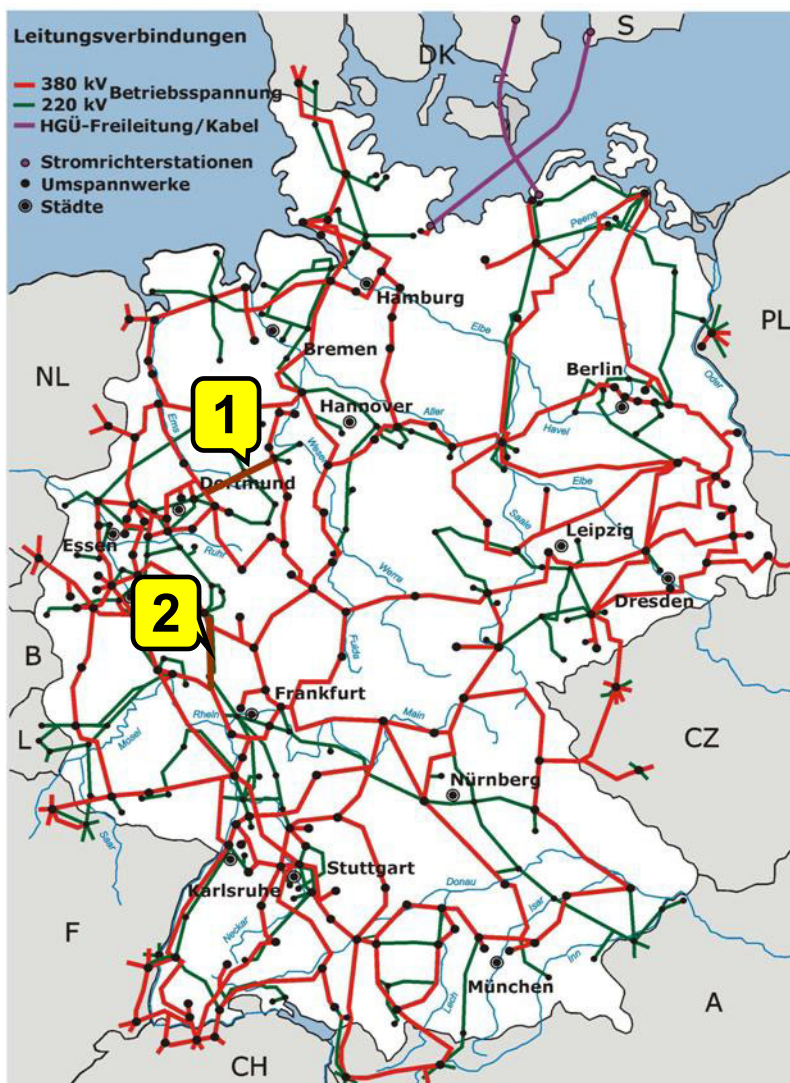
8.2.1 Zeithorizont 2007

Für den Zeithorizont bis 2007 wurde von dem in Abbildung 8-1 dargestellten deutschen Verbundnetz ausgegangen, dessen Struktur dem Stand von 2003 entspricht. Es wurde der Normalschaltzustand unterstellt.

Als strukturbedingte Netzausbaumaßnahmen werden im Szenario 2007 berücksichtigt:

- 380-kV-Leitungsbau Bechterdissen – Gütersloh - Uentrop
- 380-kV-Leitungsbau Dauersberg – Limburg – Pkt. Hünfelden

Abbildung 8-1: Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2007



Strukturbedingter Leitungsausbau bis 2007

- 1) Leitungsbau Bechterdissen – Gütersloh - Uentrop
- 2) Leitungsbau Dauersberg – Limburg Pkt. Hünfelden

Analyse des Szenarios 2007 ohne Netzausbau

Erste Untersuchungen mit diesem Netz zeigen, dass bereits im Normalbetrieb bei Schwachlast mit Wind Überlastungen gemäß Tabelle 8-1 auftreten. So tritt beispielsweise im Raum Uckermark bereits im Grundfall eine Auslastung von 128% auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Vierraden auf. Die Überlastungen im Norden werden in großem Umfang durch Transite aus Skandinavien beeinflusst. Deshalb ergibt sich bereits vor Errichtung der großen Offshore-Windparks die Notwendigkeit zur Aufstellung von Querreglern.

Tabelle 8-1: Darstellung aller im Szenario 2007 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall)

		Starklast mit Wind	Schwachlast mit Wind	Bezugs- strom
1	Hamburg/Nord – Stade 220kV (Hamburg/Nord – Stade, 2.SK)	85 % 119 %	61 % 83 %	820 A
2	Dollern – Wilster 380kV (Dollern – Wilster, 2.SK)	69 % 102 %	45 % 65 %	2000 A
3	Conneforde – Diele 380kV (Conneforde - Diele, 2.SK)	88 % 122 %	60 % 105 %	2100 A
4	Ovenstädt – Bechterdissen 380kV (Ovenstädt – Bechterdissen, 2.SK)	68 % 110 %	46 % 74 %	2720 A
5	Grohnde – Würgassen 380kV (Grohnde – Würgassen, 2.SK)	75 % 102 %	60 % 80 %	2580 A
6	Wahle – Grohnde 380kV (Wahle – Grohnde, 2.SK)	69 % 110 %	47 % 73 %	2720 A
7	Wahle – Helmstedt 380kV (Wahle – Helmstedt, 2.SK)	60 % 102 %	27 % 46 %	2720 A
8	Helmstedt – Wolmirstedt 380kV (Helmstedt – Wolmirstedt , 2. SK)	75 % 136 %	42 % 77 %	2040 A
9	380/220-kV-Trafo Lauchstädt (Remptendorf – Röhrsdorf)	146 % 157 %	103 % 109 %	866 A
10	380/220-kV-Trafo Redwitz (Redwitz – Oberhaid 380 kV)	110 % 133 %	60 % 71 %	866 A
11	Remptendorf - Redwitz 380kV (Remptendorf – Redwitz , 2. SK)	82 % 140 %	52 % 87 %	2520 A
12	Remptendorf – Röhrsdorf 380kV (Remptendorf – Vieselbach)	106 % 131 %	66 % 87 %	2580 A
13	Pasewalk – Vierraden 220kV (Bertikow – Neuenhagen)	86 % 119 %	128 % 162 %	900 A
14	Pasewalk – Vierraden 220kV (Perleberg – Wolmirstedt)	86 % 128 %	128 % 160 %	900 A
15	Krajnik – Vierraden 220kV (Krajnik – Vierraden , 2. SK)	53 % 100 %	94 % 177 %	1030 A

16	Krajnik – Vierraden 220kV (Perleberg – Wolmirstedt)	53 % 63 %	94 % 102 %	1030 A
17	Bertikow – Neuenhagen 220kV (Pasewalk – Vierraden)	57 % 90 %	59 % 107 %	1070 A
18	Pulgar – Vieselbach 380kV (Pulgar – Vieselbach , 2. SK)	75 % 118 %	41 % 64 %	2520 A
19	Bärwalde – Schmölln 380kV (Bärwalde – Schmölln, 2. SK)	62 % 104 %	44 % 73 %	2520 A

Aufgrund langer Genehmigungs-/Realisierungszeiten wurden als Netzverstärkungsmaßnahmen für das Szenario 2007 als Start-Vorgabe nur solche Maßnahmen zugelassen, bei denen

- die vorhandene Infrastruktur lediglich ertüchtigt, durch Seilaufgabe ergänzt bzw. auf eine höhere Spannungsebene umgestellt werden muss (z.B. Thüringen, Franken von 220 kV → 380 kV) oder
- der Ausbau weitestgehend nur innerhalb bestehender Anlagen erfolgt.

Im Szenario 2007 werden daher die in Abbildung 8-2 bzw. Tabelle 8-2 dargestellten Netzverstärkungsmaßnahmen berücksichtigt. Trotz der in 2007 berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen, treten weiterhin die in Tabelle 8-5 dargestellten Überlastungen bzw. Verletzungen der (n-1)-Sicherheit auf.

Abbildung 8-2: Übersicht über berücksichtigte Netzverstärkungen in 2007

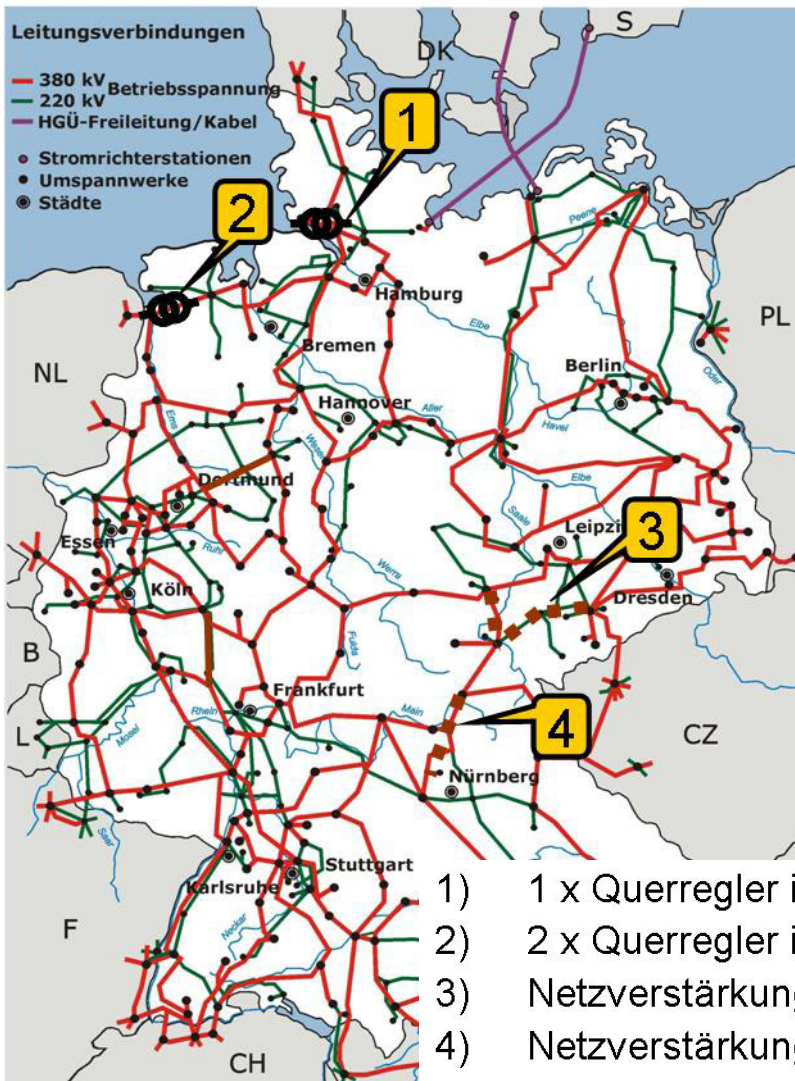


Tabelle 8-2: Berücksichtigte notwendige Netzausbaumaßnahmen in 2007

Bereich/Netzknoten	Maßnahme
Brunsbüttel	1 Stck. Querregler mit 1.400 MVA
Diele	2 Stck. Querregler mit je 1.400 MVA
Netzverstärkung Thüringen	Umstellung der Stromkreise Röhrsdorf – Weida – Remptendorf und Vieselbach – Großschwabhausen – Remptendorf von 220 kV auf 380 kV, Aufstellung von zwei 380/220-kV-Trafo in Remptendorf
Netzverstärkung Franken I	Umstellung von 220kV auf 380kV (Redwitz – Kriegenbrunn 82km)
Conneforde	Erweiterung um 380/220-kV-Trafo
Wolmirstedt	Ertüchtigung 380-kV-Schaltanlage
Borken	Ertüchtigung 380-kV-Schaltanlage
NORDWEST	Bereitstellung von ca. 1000 Mvar Kondensatoren/SVC
MITTE	Bereitstellung von ca. 2300 Mvar Kondensatoren /SVC
OST	Bereitstellung von ca. 1200 Mvar Kondensatoren
SÜDOST	Bereitstellung von ca. 1100 Mvar Kondensatoren /SVC
verteilt	Ertüchtigung diverser Freileitungen auf Seil-Nennstrom (z.B. Nachregulage)
verteilt	Ertüchtigung diverser Leitungsfelder auf Seil-Nennstrom

Tabelle 8-3: Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2007 mit Bezug zum 110-kV-Netz

Bereich/Netzknoten	Maßnahme
Weida	380/110-kV-Transformator mit 300 MVA
Eula	2 x 380/110-kV-Transformator mit je 200 MVA
Großschwabhausen	380/110-kV-Transformator mit 200 MVA
Conneforde	380/110-kV-Transformator mit 300 MVA
Alfstedt	380/110-kV-Transformator mit 300 MVA
Flensburg	2 x 380/110-kV-Transformator mit je 300 MVA
Pöschendorf	2 x 380/110-kV-Transformator mit je 300 MVA
Landesbergen	380/110-kV-Transformator mit 200 MVA
Kriegenbrunn	380/110-kV-Transformator mit 300 MVA

Bei Berechnungen mit Ausfall jeweils eines der o.g. Betriebsmittel im ansonsten ungestörten Netz, die für die Varianten mit Wind durchgeführt wurden, zeigten sich bei Berücksichtigung aller identifizierter Netzausbaumaßnahmen folgende Überlastungen im (n-1)-Fall, die in Tabelle 8-4 dargestellt sind.

Begründung der für 2007 ermittelten Netzausbaumaßnahmen**Tabelle 8-4: Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2007**

Maßnahme	Begründung
1 x Querregler Brunsbüttel	Bei Ausfall des Stromkreises Dollern - Wilster wird der parallele Stromkreis mit 102 % belastet, das entspricht 1420 MW.
2x Querregler Diele	Bei Ausfall eines Stromkreises Conneforde - Diele wird der verbleibende mit 115 % belastet, das entspricht 1700 MW.
Netzverstärkung Thüringen (Umstellung von 220 kV auf 380 kV, Aufstellung von 2 Verbundkupplern)	Bei Ausfall des Stromkreises Remptendorf – Vieselbach wird der Stromkreis Remptendorf – Röhrsdorf mit 131 % belastet, das entspricht 2320 MVA. (Der Stromkreis Remptendorf – Röhrsdorf ist bereits im Grundfall mit 106 % belastet).
Ersatzneubau Anlage Wolmirstedt	Bei Ausfall des Stromkreises Helmstedt – Wolmirstedt wird der 2. Stromkreis Helmstedt – Wolmirstedt mit 136 % belastet, das entspricht 1950 MVA (Schaltfeld-Überspannung in der Anlage, Engpass in der Sammelschiene).
Netzverstärkung Franken I	Bei Ausfall des Stromkreises Redwitz -Oberhaid wird der Trafo Redwitz mit über 130% belastet, das entspricht 800 MW.

Tabelle 8-5: Darstellung aller im Szenario 2007 mit Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall)

		Starklast mit Wind	Schwachlast mit Wind	Bezugs- strom
1	Hamburg/Nord – Stade 220kV (Hamburg/Nord – Stade, 2.SK)	85 % 119 %	58 % 80 %	820 A
2	Ovenstädt – Bechterdissen 380kV (Ovenstädt – Bechterdissen, 2.SK)	70 % 112 %	50 % 81 %	2720 A
3	Grohnde – Würgassen 380kV (Grohnde – Würgassen, 2.SK)	75 % 105 %	63 % 88 %	2580 A
4	Wahle – Grohnde 380kV (Wahle – Grohnde, 2.SK)	70 % 111 %	50 % 79 %	2720 A
5	Pasewalk – Vierraden 220kV (Bertikow – Neuenhagen)	90 % 123 %	116 % 144 %	900 A
6	Pasewalk – Vierraden 220kV (Perleberg – Wolmirstedt)	90 % 131 %	116 % 151 %	900 A
7	Krajnik – Vierraden 220kV (Krajnik – Vierraden , 2. SK)	56 % 105 %	95 % 179 %	1030 A
8	Krajnik – Vierraden 220kV (Perleberg – Wolmirstedt)	56 % 65 %	95 % 103 %	1030 A
9	Pulgar – Vieselbach 380kV (Pulgar – Vieselbach , 2. SK)	76 % 112 %	44 % 65 %	2520 A
10	Bärwalde – Schmölln 380kV (Bärwalde – Schmölln, 2. SK)	64 % 106 %	45 % 75 %	2520 A
11	Remptendorf – Oberhaid 380kV (Remptendorf – Kriegenbrunn)	87 % 120 %	47 % 64 %	2520 A
12	380/220-kV-Trafo Lauchstädt (Remptendorf – Röhrsdorf)	139 % 143 %	100 % 103 %	866 A

Das 380-kV-Leitungsbauprojekt Görries – Krümmel, dessen Baukosten bei VE Transmission bewilligt sind, zu dem das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren bereits eingeleitet wurde und dessen Realisierungs-Zeithorizont von VE Transmission mit 2007 eingeschätzt wird, würde für das Szenario 2007 einen Beitrag zur Vermeidung kritischer Normalbetriebsbelastungen im Raum Uckermark erbringen und insgesamt in der Netzregion Ost zum Erreichen der (n-1)-Sicherheit beitragen. Aufgrund des vereinbarten Nachhaltigkeitsprinzips wird dieser Leitungsbau nicht als Ergebnis der dena-Studie (siehe Kapitel 8.2.4) berücksichtigt.

Um einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, sind vorübergehend geeignete Maßnahmen, wie z.B. WEA-Erzeugungsmanagement, Redispatch für Kraftwerke usw. zu ergreifen.

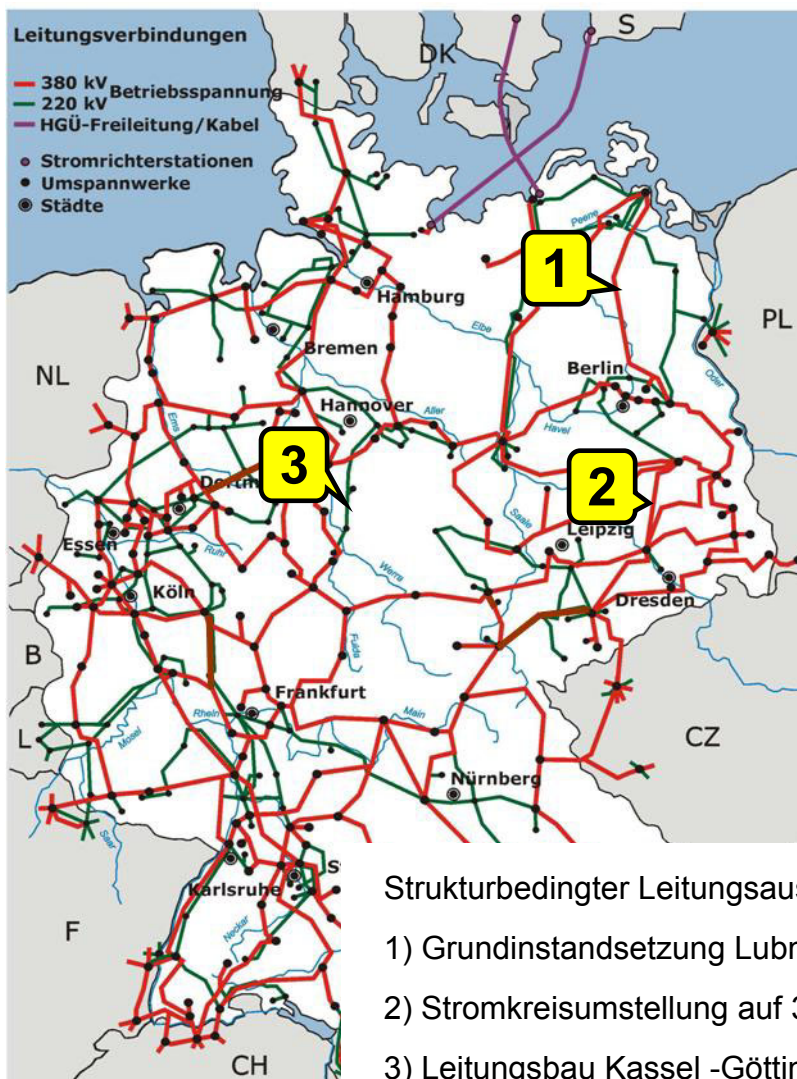
8.2.2 Zeithorizont 2010

Für den Zeithorizont bis 2010 wurde von dem in Abbildung 8-3 dargestellten deutschen Verbundnetz ausgegangen, das dem Stand nach Durchführung der in 2007 als realisierbar betrachteten Netzausbaumaßnahmen ohne Trassenneubau entspricht. Es wurde wiederum der Normalschaltzustand unterstellt.

Als strukturbedingte Netzausbaumaßnahmen sind u. a. berücksichtigt:

- Netzregion Ost: Wiederinbetriebnahme der grundinstandgesetzten 380-kV-Leitung Lubmin – Neuenhagen
- Netzregion Ost: Umstellung des 2. Stromkreises der Leitung Ragow – Streumen auf 380 kV
- Netzregion Mitte: Ersatz der 220-kV-Leitung Würgassen – Göttingen durch eine 380-kV-Verbindung von Kassel nach Göttingen

Abbildung 8-3: Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2010



Strukturbedingter Leitungsausbau bis 2010

- 1) Grundinstandsetzung Lubmin - Neuenhagen
- 2) Stromkreisumstellung auf 380 kV Ragow – Streumen
- 3) Leitungsbau Kassel -Göttingen

Analyse des Szenarios 2010 ohne Netzausbau

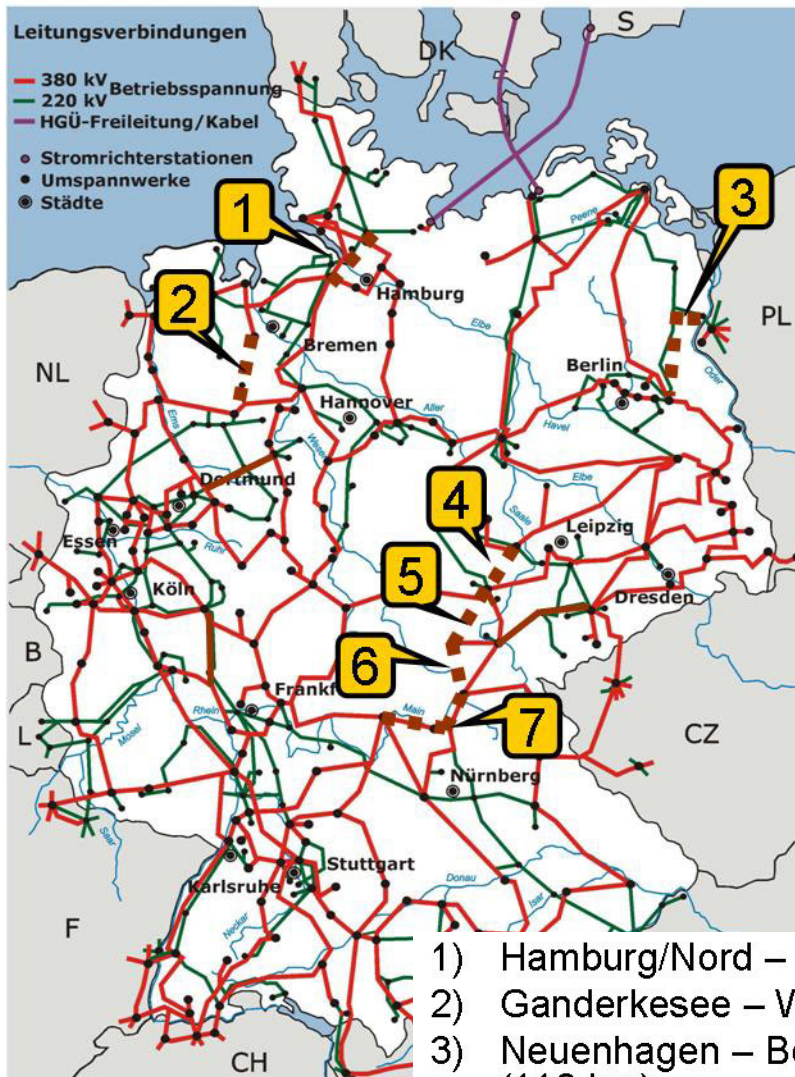
Die in Tabelle 8-7 dargestellten Auslastungen ergeben sich für das Szenario 2010 bei Realisierung aller für das Szenario 2007 identifizierten windbedingten Netzausbaumaßnahmen inklusive der als realisiert vorausgesetzten strukturbedingten Netzverstärkungsmaßnahmen.

Tabelle 8-6: Darstellung aller im Szenario 2010 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall)

		Starklast mit Wind	Schwach- last mit Wind	Bezugs- strom
1	Hamburg/Nord – Stade 220kV (Hamburg/Nord – Stade, 2.SK)	82 % 118 %	59 % 83 %	820 A
2	Dollern – Wilster 380kV (Dollern – Wilster, 2.SK)	66 % 103 %	45 % 68 %	2000 A
3	Diele - Meppen 380kV (Diele – Hanekenfähr 380 kV)	89 % 115 %	52 % 65 %	2100 A
4	Dollern – Landesbergen 380kV Dollern – Landesbergen, 2.SK)	103 % 134 %	95 % 126 %	2080 A
5	Landesbergen - Ovenstädt 380kV (Landesbergen - Ovenstädt , 2.SK)	98 % 134 %	74 % 101 %	2580 A
6	Ovenstädt – Bechterdissen 380kV (Ovenstädt – Bechterdissen, 2.SK)	78 % 125 %	57 % 93 %	2720 A
7	Grohnde – Würgassen 380kV (Grohnde – Würgassen, 2.SK)	94 % 125 %	79 % 102 %	2580 A
8	Wahle – Grohnde 380kV (Wahle – Grohnde, 2.SK)	89 % 143 %	65 % 103 %	2720 A
9	Helmstedt – Wolmirstedt 380kV (Helmstedt – Wolmirstedt , 2. SK)	57 % 102 %	27 % 48 %	2520 A
10	Bergshausen– Borken 380kV (Bergshausen– Borken , 2. SK)	69 % 124 %	64 % 115 %	2520 A
11	Remptendorf - Oberhaid 380kV (Remptendorf – Kriegenbrunn 380 kV)	85 % 118 %	46 % 64 %	2520 A
12	Pasewalk – Vierraden 220kV (Perleberg – Wolmirstedt)	109 % 158 %	135 % 163 %	900 A
13	Pasewalk – Vierraden 220kV (Bertikow – Neuenhagen)	109 % 147 %	135 % 162 %	900 A
14	Krajnik – Vierraden 220kV (Krajnik – Vierraden , 2. SK)	71 % 134 %	111 % 209 %	1030 A
15	Bertikow – Neuenhagen 220kV (Pasewalk – Vierraden)	63 % 105 %	47 % 99 %	1070 A
16	Vierraden – Neuenhagen 220kV (Pasewalk – Vierraden)	19 % 53 %	42 % 104 %	900 A

17	Pulgar – Vieselbach 380kV (Pulgar – Vieselbach , 2. SK)	82 % 122 %	46 % 61 %	2520 A
18	Bärwalde – Schmölln 380kV (Bärwalde – Schmölln, 2. SK)	71 % 119 %	49 % 83 %	2520 A
19	Röhrsdorf – Streumen 380kV (Röhrsdorf – Streumen, 2. SK)	80 % 112 %	64 % 89 %	2520 A
20	Eula – Streumen 380kV (Pulgar – Streumen)	94 % 116 %	58 % 71 %	2520 A
21	380/220-kV-Trafo Eula (Eula – Pulgar)	90 % 107 %	49 % 62 %	866 A
22	Remptendorf – Röhrsdorf 380kV (Remptendorf – Weida)	71 % 103 %	42 % 61 %	2580 A

Abbildung 8-4: Übersicht über erforderlichen Leitungsneubau bis 2010



- | | | |
|----|---------------------------------|----------|
| 1) | Hamburg/Nord – Dollern | (45 km) |
| 2) | Ganderkesee – Wehrendorf | (80 km) |
| 3) | Neuenhagen – Bertikow/Vierraden | (110 km) |
| 4) | Lauchstädt – Vieselbach | (80 km) |
| 5) | Vieselbach – Altenfeld | (80 km) |
| 6) | Altenfeld – Redwitz | (60 km) |
| 7) | Netzverstärkung Franken II | |

Tabelle 8-7: Übersicht über die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2010 mit Bezug zum Übertragungsnetz

Bereich/Netzknotten	Maßnahme
Hamburg/Nord – Dollern	Neubau 380-kV-Leitung (45km)
Ganderkesee – Wehrendorf	Neubau 380-kV-Leitung (80km)
Neuenhagen – Bertikow/Vierraden	Neubau 380-kV-Leitung (110km)
Lauchstädt – Vieselbach	Neubau 380-kV-Leitung (80km)
Vieselbach - Altenfeld	Neubau 380-kV-Leitung (80km)
Altenfeld – Redwitz	Neubau 380-kV-Leitung (60km)
Netzverstärkung Franken II	Umstellung von 220kV auf 380kV (Redwitz – Grafenrheinfeld 97km)
Brunsbüttel	Ertüchtigung der 380-kV-Schaltanlage
WEST	Bereitstellung von ca. 600 Mvar Kondensatoren
OST	Bereitstellung von ca. 400 Mvar Kondensatoren
verteilt	Ertüchtigung diverser Freileitungen auf Seil-Nennstrom (z.B. Nachregulage)
verteilt	Ertüchtigung diverser Leitungsfelder auf Seil-Nennstrom

Tabelle 8-8: Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen im Szenario 2010 mit Bezug zum 110-kV-Netz

Bereich/Netzknotten	Maßnahme
Roxel	380/110-kV-Transformator mit 250 MVA
Vierraden	2 x 380/110-kV-Transformator mit je 200 MVA
Bertikow	380/110-kV-Transformator mit 250 MVA
Eltmann	380/110-kV-Transformator mit 350 MVA
Redwitz	380/110-kV-Transformator mit 350 MVA

Tabelle 8-9: Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2010

Maßnahme	Begründung
380-kV-Leitung Hamburg/Nord -Dollern	Bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises Hamburg/Nord - Stade wird der parallele Stromkreis mit 117 % belastet, das entspricht 400 MW. Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Hamburg/Nord – Hamburg/Ost wird der parallele Stromkreis mit 103 % belastet, das entspricht 1600 MW.
380-kV-Leitung Ganderkesee - Wehrendorf	Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Diele - Hanekenfähr wird der Stromkreis Diele - Meppen mit 109 % belastet, das entspricht 1520 MW. Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Dollern – Landesbergen wird der verbleibende mit 126 % belastet, das entspricht 1740 MW.
380/110-kV-Transformator in Roxel	Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Roxel – Gersteinwerk wird der 220-kV-Stromkreis Amelsbüren – Gersteinwerk mit 105 % belastet, das entspricht 530 MW.
380-kV-Leitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden	Bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises Bertikow – Neuenhagen oder des 380-kV-Stromkreises Perleberg – Wolmirstedt wird der Stromkreis Pasewalk – Vierraden mit 162 bzw. 163 % belastet, das entspricht 594 bzw. 597 MVA.
380-kV-Leitung Vierraden – Krajnik	Bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises Vierraden – Krajnik wird der 2. Stromkreis Vierraden – Krajnik mit 209 % belastet, das entspricht 860 MVA.
380-kV-Leitung Lauchstädt - Vieselbach	Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wahle - Grohnde wird der verbleibende mit 123 % belastet, das entspricht 2260 MW. Bei Ausfall des Stromkreises 380-kV-Stromkreises Pulgar – Vieselbach wird der 2. Stromkreis Pulgar – Vieselbach mit 122 % belastet, das entspricht 2200 MVA.
380-kV-Leitung Vieselbach – Altenfeld	Bei Ausfall des Stromkreises Röhrsdorf – Streumen wird der 2. Stromkreis Röhrsdorf – Streumen mit 114 % belastet, das entspricht 2020 MVA.
380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz	Bei Ausfall des Stromkreises Remptendorf – Kriegenbrunn wird der Stromkreis Remptendorf – Oberhaid mit 123 % belastet, das entspricht 2100 MVA.
Netzverstärkung Franken II	Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Redwitz - Raitersaich wird der 380/220-kV-Trafo Redwitz mit über 118% belastet, das entspricht 730 MW.
Ersatzneubau Schaltanlage Brunsbüttel	Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Brunsbüttel – Hamburg/Nord wird eine Sammelschiene der Anlage mit 113 % belastet, das entspricht 1800 MVA.

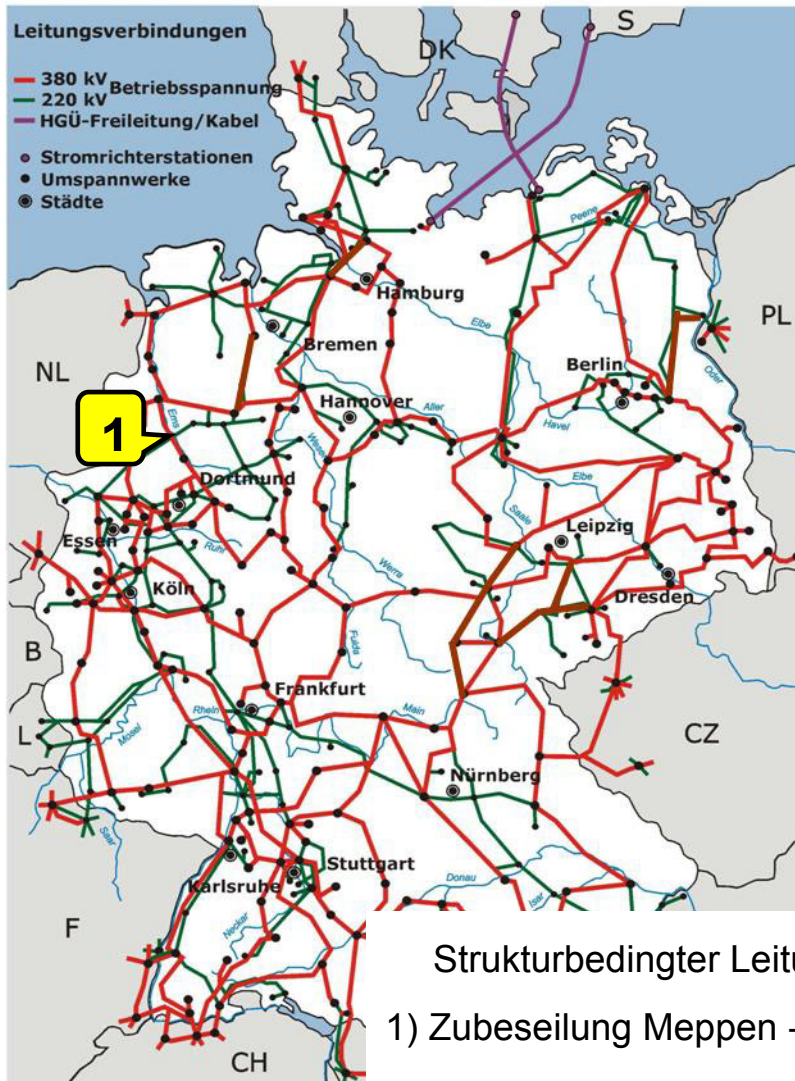
Mit der Realisierung der identifizierten Netzverstärkungsmaßnahmen ist im Szenario 2010 die (n-1)-Sicherheit des Netzes gegeben. Alle o.g. Überlastungen können damit beseitigt werden.

8.2.3 Zeithorizont 2015

Die Strukturbedingte Netzausbaumaßnahme im Szenario 2015 ist:

- 380-kV-Zubeseilung von Raum Meppen nach Uentrop

Abbildung 8-5: Ausgangssituation für die Berechnungen zu 2015



Analyse des Szenarios 2015 ohne Netzausbau

Für den Zeithorizont bis 2015 wurde von dem in Tabelle 8-10 dargestellten deutschen Verbundnetz ausgegangen, das dem Stand nach Durchführung der in 2010 als erforderlich identifizierten Netzausbaumaßnahmen inklusive der strukturbedingten Netzverstärkungsmaßnahmen entspricht. Es wurde wiederum der Normalschaltzustand unterstellt.

Tabelle 8-10: Darstellung aller im Szenario 2015 ohne Netzausbau im Grundfall bzw. (n-1)-Fall über 100% ausgelasteter Netzelemente (Auslastung Grundfall + Auslastung (n-1)-Fall)

		Starklast mit Wind	Schwachlast mit Wind	Bezugs- strom
1	Diele – Meppen 380kV (Diele – Hanekenfähr, 380 kV)	102 % 116 %	108 % 123 %	2080 A
2	Dollern – Landesbergen 380 kV (Dollern – Landesbergen, 2. SK)	91 % 115 %	95 % 123 %	2080 A
3	Landesbergen – Ovenstädt 380 kV (Landesbergen – Ovenstädt, 2. SK)	77 % 109 %	67 % 108 %	2580 A
4	Ovenstädt – Bechterdissen 380kV (Ovenstädt – Bechterdissen, 2.SK)	73 % 104 %	62 % 99 %	2720 A
5	Grohnde – Würzgassen 380kV (Grohnde – Würzgassen, 2.SK)	94 % 124 %	85 % 109 %	2580 A
6	Stadorf - Wahle 380kV (Stadorf - Wahle , 2.SK)	45 % 73 %	63 % 102 %	2580 A
7	Wahle – Grohnde 380kV (Wahle – Grohnde, 2.SK)	73 % 116 %	52 % 81 %	2720 A
8	Borken – Bergshausen 380kV (Borken – Bergshausen, 2.SK)	74 % 114 %	84 % 119 %	2580 A
9	Dettingen – Großkrotzenburg 380 kV (Urberach - Großkrotzenburg, 2. SK)	72 % 109 %	43 % 70 %	2720 A
10	Urberach – Großkrotzenburg 380 kV (Dettingen – Großkrotzenburg, 2.SK)	74 % 112 %	52 % 76 %	2720 A
11	Gersteinwerk – Mengede 380 kV (Unna – Garenfeld)	103 % 139 %	87 % 120 %	2580 A
12	Gersteinwerk – Mengede 380 kV (Unna – Uentrop)	103 % 135 %	87 % 114 %	2580 A
13	Gersteinwerk – Mengede 380 kV (Witten – Garenfeld)	103 % 121 %	87 % 103 %	2580 A
14	380/220-kV-Trafo Garenfeld (Witten – Garenfeld)	103 % 123 %	89 % 116 %	866 A
15	380/220-kV-Trafo Garenfeld (Witten – Hattingen)	103 % 116 %	89 % 113 %	866 A

16	380/220-kV-Trafo Gersteinwerk (Gersteinwerk – Bergkamen)	107 % 151 %	69 % 105 %	866 A
17	Uentrop – Unna 380 kV (Gersteinwerk – Bergkamen)	78 % 115 %	62 % 92 %	2580 A
18	Garenfeld – Unna 380 kV (Gersteinwerk – Bergkamen)	71 % 111 %	66 % 99 %	2580 A
19	Gersteinwerk – Mengede 380 kV (Unna – Garenfeld)	103 % 139 %	87 % 120 %	2580 A
20	380-kV-Querregler Gronau (Meppen – Kusenhorst)	114 % 127 %	111 % 124 %	2165 A
21	Hanekenfähr – Gronau 380 kV (Meppen – Kusenhorst, 2. SK)	95 % 107 %	91 % 102 %	2580 A
22	Hanekenfähr – Roxel 380 kV (Hanekenfähr – Gronau)	70 % 108 %	60 % 95 %	2580 A
23	Gersteinwerk – Roxel 380 kV (Hanekenfähr – Gronau)	72 % 104 %	73 % 104 %	2580 A
24	Hengelo/NL – Gronau 380 kV (Hengelo/NL – Gronau, 2. SK)	46 % 83 %	59 % 106 %	2720 A

Abbildung 8-6: Übersicht über erforderlichen Leitungsneubau bis 2015

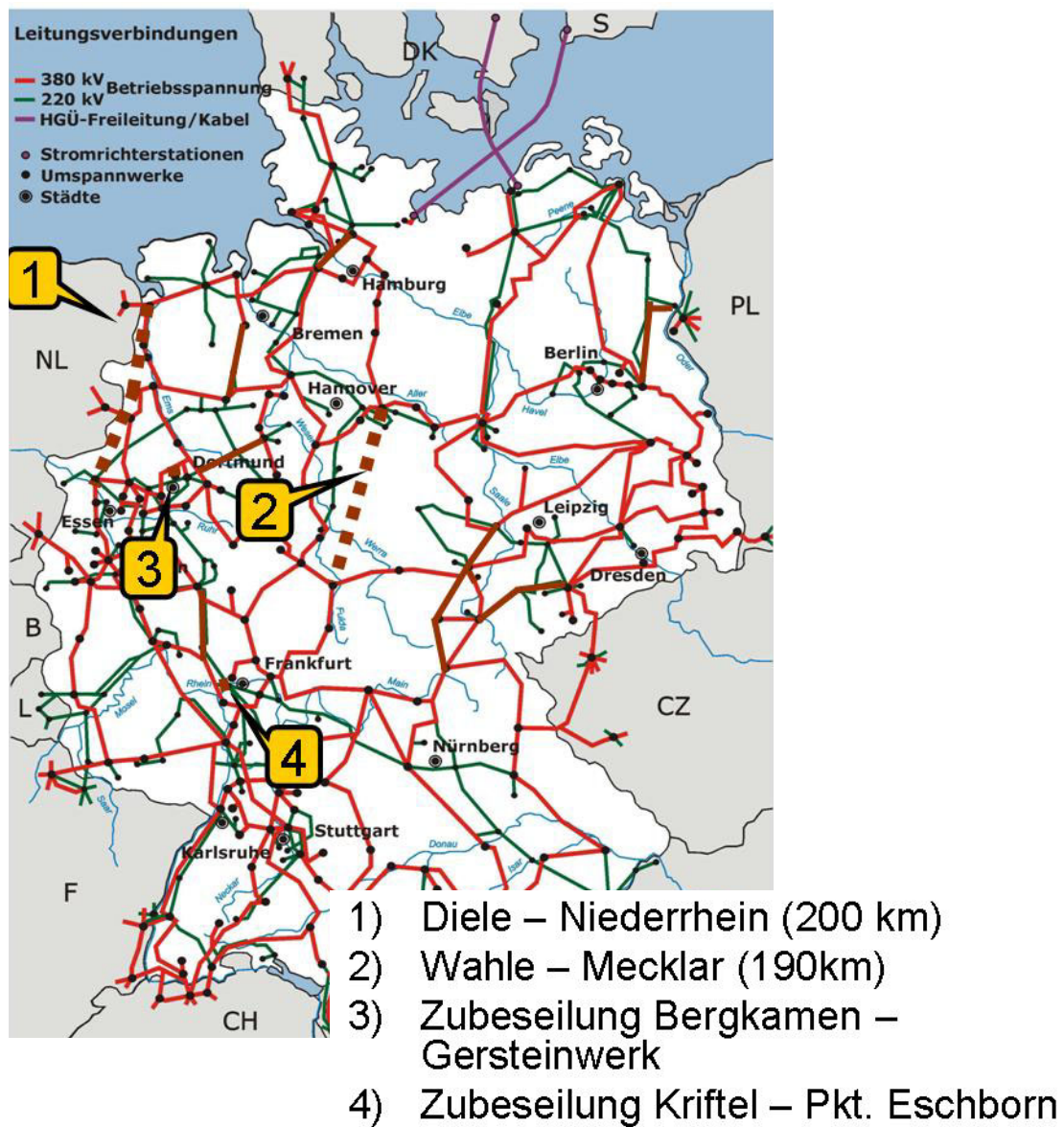


Tabelle 8-11: Übersicht über die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in 2015 mit Bezug zum Übertragungsnetz

Bereich/Netzknoten	Maßnahme
Diele - Niederrhein	Neubau 380-kV-Leitung (200km)
Wahle - Mecklar	Neubau 380-kV-Leitung (190km)
Bergkamen - Gersteinwerk	Zubeseilung 380-kV-Leitung (16 km)
Kriftel – Pkt. Eschborn (Raum Frankfurt)	Zubeseilung 380-kV-Leitung (10 km)
Moorriem	Neubau 380-kV-Schaltanlage
Hamburg/Nord	Ersatzneubau 380-kV-Schaltanlage
Bergkamen	Neubau 380-kV-Schaltanlage Bergkamen
Krümmel	Ertüchtigung der 380-kV-Schaltanlage
NORDWEST	Bereitstellung von ca. 500 Mvar Kondensator
WEST	Bereitstellung von ca. 150 Mvar Kondensator
OST	Bereitstellung von ca. 100 Mvar Kondensator
verteilt	Ertüchtigung diverser Freileitungen auf Seil-Nennstrom (z.B. Nachregulage)
verteilt	Ertüchtigung diverser Leitungsfelder auf Seil-Nennstrom

Tabelle 8-12: Überlastungen bei Wegfall einer Netzausbaumaßnahme in 2015

Maßnahme	Begründung
380-kV-Leitung Diele - Niederrhein	<p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Diele-Hanekenfähr wird der 380-kV-Stromkreis Diele - Meppen mit 133% belastet, das entspricht 1860 MW.</p> <p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Dollern - Landesbergen wird der parallele Stromkreis mit 111% belastet, das entspricht 1620 MW.</p> <p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Gronau – Hanekenfähr wird der 380-kV-Stromkreis Hanekenfähr – Roxel mit 101% belastet und der 380-kV-Stromkreis Roxel – Gersteinwerk mit 103% belastet.</p> <p>Verlustleistung in D steigt um 140-170 MW.</p>
380-kV-Leitung Wahle - Mecklar	<p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde - Wahle wird der parallele Stromkreis mit 110% belastet, das entspricht 2040 MW.</p> <p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde – Bergshausen wird der parallele Stromkreis mit 113 % belastet, das entspricht 1960 MW.</p> <p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Bergshausen – Borken wird der parallele Stromkreis mit 103 % belastet, das entspricht 1720 MW.</p> <p>Verlustleistung steigt um 65-120 MW.</p>
380-kV-Stromkreis Krißfel – Pkt. Eschborn (Raum Frankfurt)	<p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Dettingen – Großkrotzenburg wird der 380-kV-Stromkreis Urberach – Großkrotzenburg mit 113% belastet, das entspricht 2200 MW.</p> <p>Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Großkrotzenburg - Urberach wird der 380-kV-Stromkreis Großkrotzenburg - Dettingen mit 109% belastet, das entspricht 1970 MW.</p>
380-kV-Stromkreis Gersteinwerk - Bergkamen	<p>Bei Ausfall des Stromkreises Unna – Garenfeld wird der 380-kV-Stromkreis Gersteinwerk – Mengede mit 108% belastet, das entspricht 1900 MW.</p>
380-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord	<p>Bei Ausfall eines Stromkreises Brunsbüttel – Hamburg/Nord wird eine Sammelschiene der Anlage mit 127 % belastet, das entspricht 2030 MVA.</p>

8.2.4 Zusammenfassung der Maßnahmen

Zum Nachweis der Nachhaltigkeit der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen und zur Vermeidung von stranded investments wurde der für das Windszenario 2015 identifizierte erforderliche Netzausbau zur Vermeidung von Überlastungen im (n-1)-Fall herangezogen. Die für die vorangegangenen Jahre 2007 und 2010 abgeleiteten Maßnahmen zur vorübergehenden Engpassbeseitigung wurden als Ergebnis der dena-Studie nicht berücksichtigt, sofern deren Notwendigkeit durch umfassendere längerfristig ausreichende bauliche Maßnahmen in 2015 nicht mehr gegeben war. Durch diese Masterplanung wird vermieden, dass kurzfristig hinreichend Lösungen bei Fortdauer des WEA-Ausbaus für den Netzbetreiber zu stranded investments der langfristigen Planung werden.

Durch dieses Herangehen wurden zunächst die nachfolgend aufgeführten notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2015 ermittelt.

Tabelle 8-13: Überblick über die in den einzelnen Szenarien erforderlichen grundlegenden Netzverstärkungsmaßnahmen

* siehe Kapitel 8.5 Lösungsansatz 2020

Netzverstärkung	2007	2010	2015	2020*
2 x Querregler Diele (2 x 1.400MVA)	x			
1 x Querregler Brunsbüttel (1 x 1.400MVA)	x			
1 x Querregler Brunsbüttel (1 x 1.400MVA)				x
Netzverstärkung Thüringen (Stromkreisumstellung 187 km, Neubau 6 km)	x			
Netzverstärkung Franken I (Stromkreisumstellung 82km)	x			
Netzverstärkung Franken II (Stromkreisumstellung 97km)		x		
Hamburg/Nord – Dollern (Neubau 45km, 1 System)		x		
Ganderkesee – Wehrendorf (Neubau 80km, 1 System)		x		
Neuenhagen – Bertikow/Vierraden (Neubau 110km)		x		
Lauchstädt – Vieselbach (Neubau 80km) – Hochstromltg.		x		
Vieselbach – Altenfeld (Neubau 80km) – Hochstromltg.		x		
Altenfeld – Redwitz (Neubau 60km) – Hochstromltg.		x		
Diele – Niederrhein (Neubau 200km)			x	
Wahle – Mecklar (Neubau 190km)			x	
Conneforde – Dauersberg (450km)				x
Brunsbüttel – Grafenrheinfeld (600km)				x
Zubeseilung Bergkamen – Gersteinwerk (16km)			x	
Zubeseilung Kriftel – Pkt. Eschborn (10km)			x	
Zubeseilung Ganderkesee – Wehrendorf (80 km)				x
Zubeseilung Grafenrheinfeld – SW (370 km)				x
Neubau Schaltanlage Bergkamen			x	
Neubau Schaltanlage Mooriem			x	
Ersatzneubau Schaltanlage Wolmirstedt	x			
Ertüchtigung Schaltanlage Borken	x			
Ersatzneubau Schaltanlage Brunsbüttel		x		
Ersatzneubau Schaltanlage Hamburg/Nord			x	
Ertüchtigung Schaltanlage Krümmel			x	
Trassenneubau (Trassenlängen):	6 km	455km	390km	1050km
Netzverstärkung in bestehenden Trassen (Trassenlängen)	269 km	97 km	26 km	450 km

Durch die Berücksichtigung des v. g. Nachhaltigkeitsprinzips lässt sich der Bau der Leitung Görries-Krümmel auf Basis der WEA-Leistungsprognosen von DEWI für 2015 nicht begründen. Sie ist deshalb auch nicht als Wind bedingtes Netzverstärkungs-Ergebnis auf Basis der ausgewählten Ansätze für die dena-Studie aufgeführt. Nachrichtlich wird gleichwohl darauf hingewiesen, dass VE-T den Bau dieser Leitung bis 2007 beabsichtigt und das Genehmigungsverfahren bereits eingeleitet hat, da die Notwendigkeit der Leitung bei einem WEA-Ausbau im VE-T-Gebiet entsprechend der derzeitigen Antragslage gegeben ist.

8.3 Verlustleistung

8.3.1 Allgemeines

Die Verlustleistung im Höchstspannungsnetz (Wirkleistungsbedarf) ist stark abhängig von der zu bewältigenden Transportaufgabe. War ihre Höhe bisher im Wesentlichen von der Leistungsnachfrage bestimmt, treten mit der Windenergieübertragung deutliche Steigerungen in Abhängigkeit von der eingespeisten WEA-Leistung auf. Die in den Berechnungen ermittelten Verlustleistungen auf den Leitungen im 380-kV- und 220-kV-Netz ergeben sich jeweils nach Durchführung der in Kapitel 8.2 ausgewiesenen Netzverstärkungsmaßnahmen.

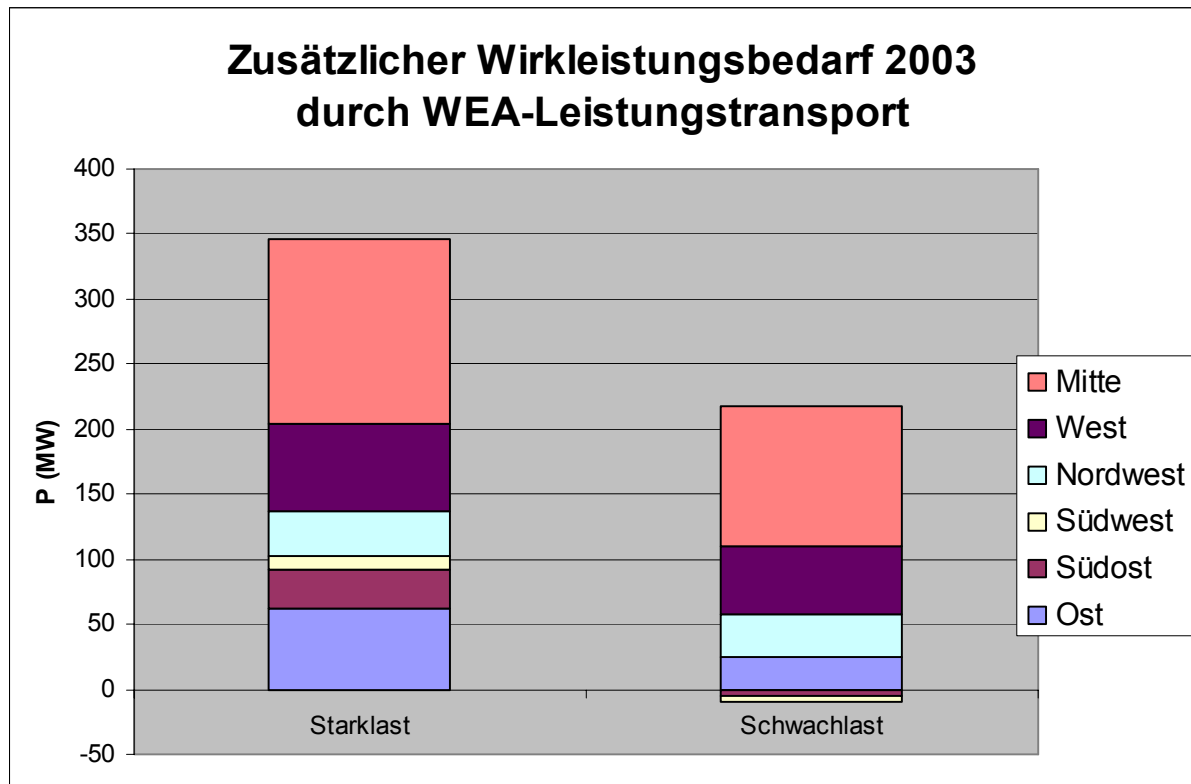
In den hier untersuchten Szenarien kann bei hoher WEA-Einspeisung in der Regel nicht von einer Entlastung unterlagerter Netze durch Einspeisung von Windenergieanlagen ausgegangen werden. Die Bestimmung der regionalen Verlustleistungen in den 110-kV/MS-Netzen ist mit den verwendeten Netznachbildungen nicht möglich.

Eine Quantifizierung der Wind bedingten zeitanteiligen Verlustleistung und des zugehörigen Energiebedarfs erfordert umfangreiche Analysen mit regional aufgelösten Zeitreihen zu WEA-Einspeisung, Netzlast und konventioneller Erzeugung, die nicht verfügbar sind. Eine Verlustbewertung konnte daher im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden.

8.3.2 Zeithorizont 2003

Abbildung 8-7 zeigt, dass bereits im Szenario 2003 die Wirkverluste im Starklastfall mit Wind fast 60 % höher ausfallen als im Referenzfall ohne Wind. Dieser Mehrbedarf von ca. 350 MW entspricht ca. 3 % der eingespeisten Leistung aus WEA. Die zusätzliche Verlustleistung in den unterlagerten Netzen kann mit dem vorliegenden Netzmodell nicht ermittelt werden und war zudem nicht Gegenstand der Untersuchung.

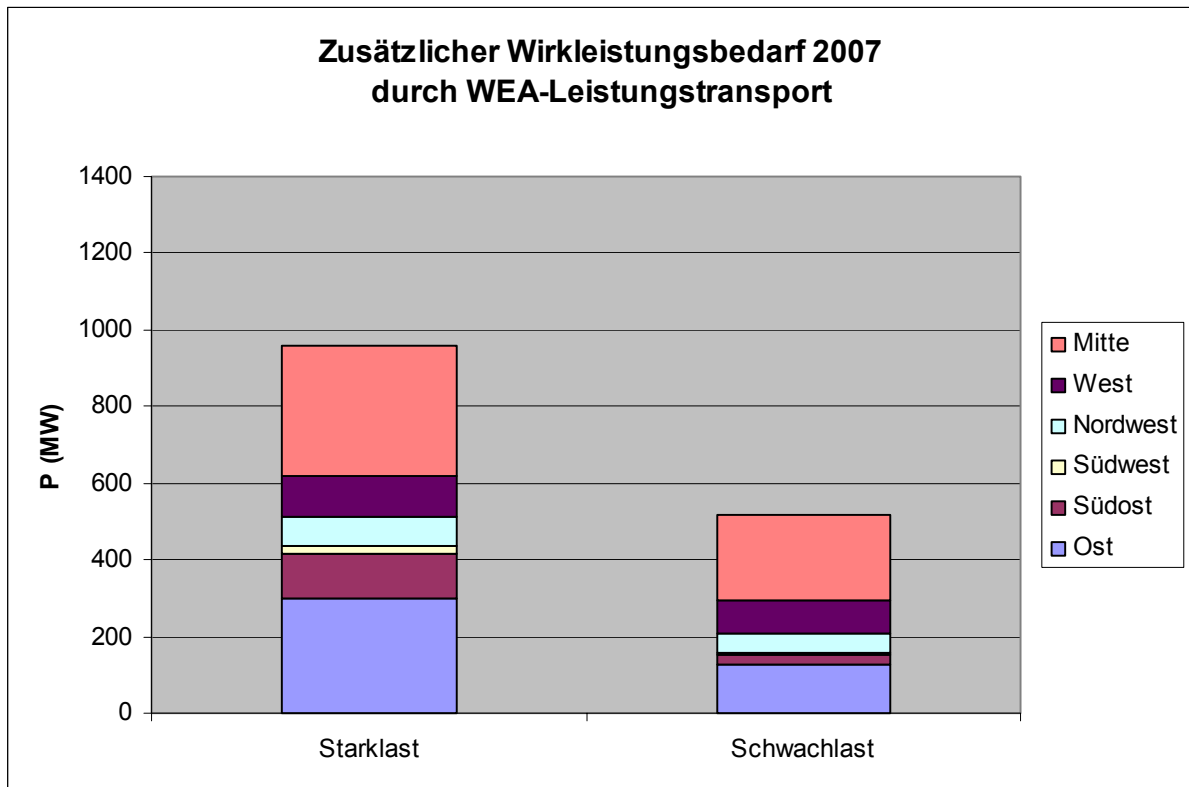
Abbildung 8-7: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2003 bedingt durch den WEA-Leistungstransport



8.3.3 Zeithorizont 2007

In Abbildung 8-8 wird deutlich, dass die durch den Windstromtransport zusätzlich im Übertragungsnetz entstehenden Wirkverluste im Starkwindfall sich gegenüber 2003 mehr als verdoppeln. Im selben Zeitraum ist die Windenergieeinspeisung um 60% angestiegen.

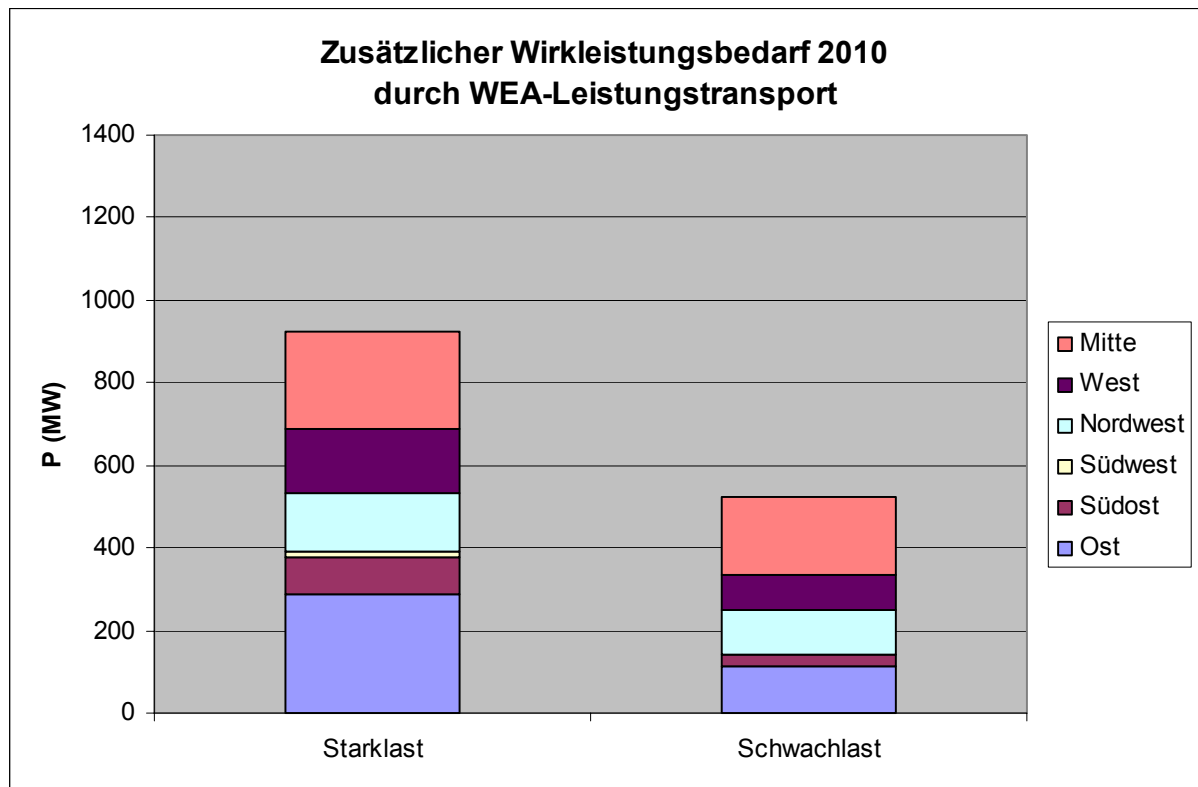
Abbildung 8-8: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2007 bedingt durch den WEA-Leistungstransport



8.3.4 Zeithorizont 2010

Trotz höherer Windenergieeinspeisung ist auf Grund der unter 8.2.2 beschriebenen und für 2010 als realisiert berücksichtigten Wind bedingten Netzverstärkungsmaßnahmen (v. a. Leitungsneubauten) nur eine geringe Erhöhung im Vergleich zu 2007 der durch den Windtransport zusätzlich entstehenden Wirkverluste erkennbar.

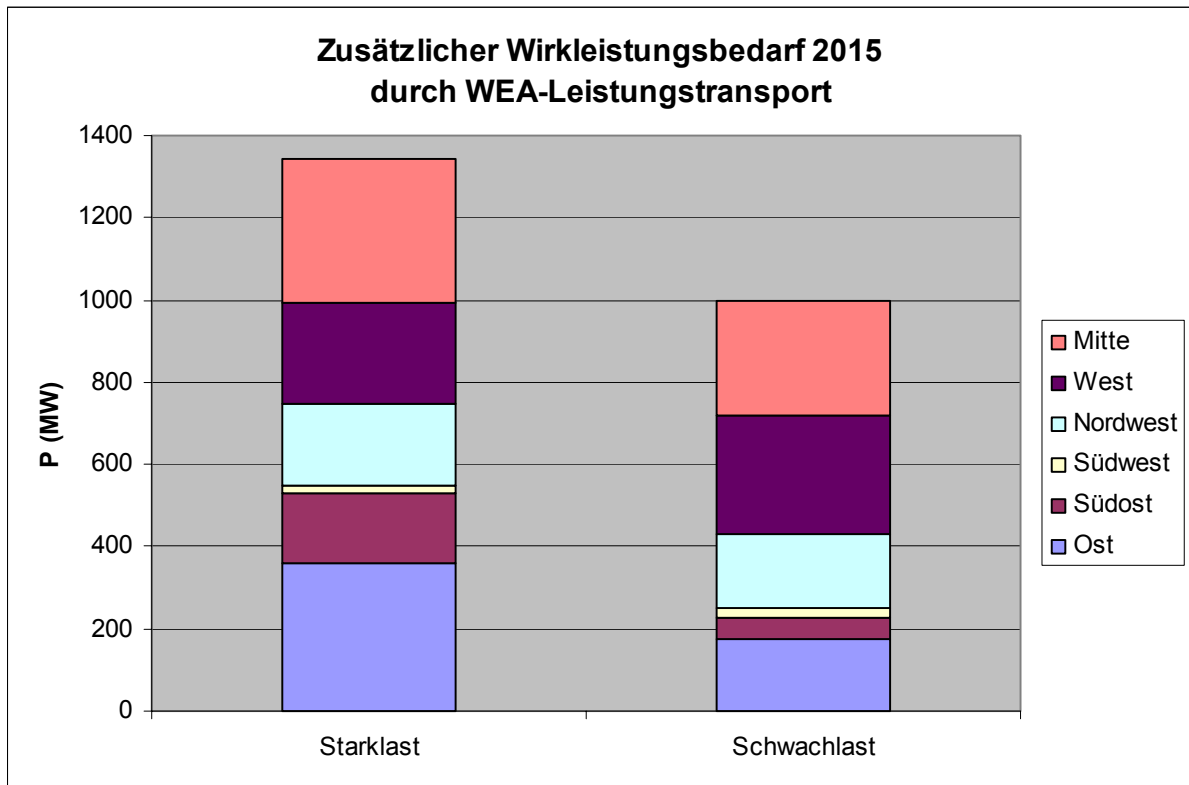
Abbildung 8-9: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2010 bedingt durch den WEA-Leistungstransport



8.3.5 Zeithorizont 2015

In Abbildung 8-10 wird deutlich, dass die durch den Windstromtransport zusätzlich im Übertragungsnetz entstehenden Wirkverluste im Starkwindfall sich gegenüber 2010 um ca. 500 MW erhöhen. Im selben Zeitraum ist die Windenergieeinspeisung um 25% angestiegen.

Abbildung 8-10: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2015 bedingt durch den WEA-Leistungstransport



8.4 Blindleistung

8.4.1 Allgemeines

Die Leitungen des Höchstspannungsnetzes werden i.d.R. so betrieben, dass durch den Stromfluss weniger induktive Blindleistung verbraucht, als durch die Betriebskapazität der Leitungen bereitgestellt wird (unternatürliche Betriebsweise). Die weiträumige Übertragung von Windenergie führt zu einer höheren Auslastung der 380 kV-Leitungen, die hierdurch in größeren Netzregionen übernatürlich betrieben werden und induktive Blindleistung aufnehmen. Dieser zusätzliche Blindleistungsbedarf des Netzes ändert sich progressiv (quadratischen Abhängigkeit) mit der eingespeisten Windleistung. Da WEA derzeit hauptsächlich in der Verteil- und Hochspannungsebene (10 bis 110 kV) eingebunden sind, kann deren mögliche Blindleistungsbereitstellung nur in sehr begrenztem Umfang für den steigenden Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes (220 kV und 380 kV) genutzt werden.

Die in konventionellen Kraftwerken stufenlos regelbar zur Verfügung stehende Blindleistung ist für den zusätzlichen Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes nicht ausgelegt. Dazu werden in einigen Netzteilen mit hohem Blindleistungsbedarf keine Kraftwerke betrieben. Es muss daher in zusätzlichen Elementen Blindleistungserzeugung bereitgestellt werden, deren Anschluss direkt in der Höchstspannungsebene vorgenommen worden ist.

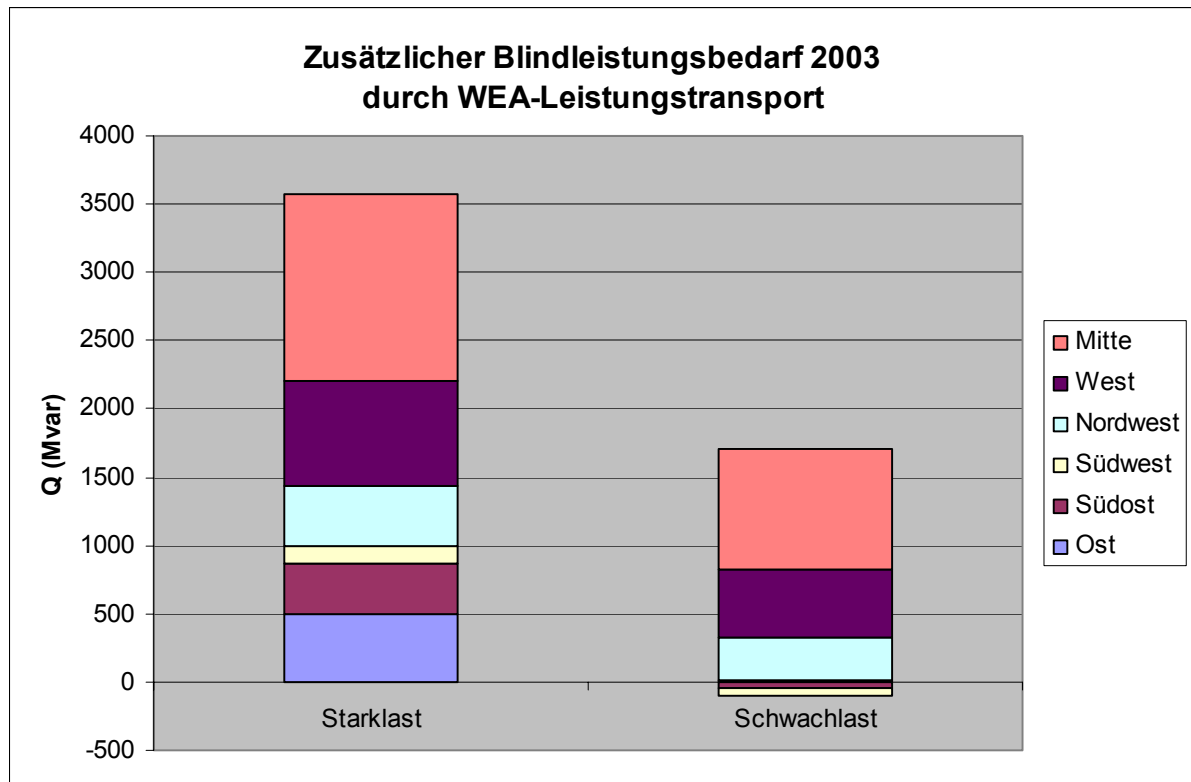
Die hohe Windvolatilität führt zu einem Anpassungsbedarf in Höhe und Häufigkeit der Blindleistungsbereitstellung im Höchstspannungsnetz, die zu Betriebsweisen führt, die sich extrem von der heutigen unterscheiden. Damit die Netzbetriebsführung diese Aufgabe erfüllen kann, und die zur Schaltung der Kondensatoren und Drosselspulen eingesetzten Schalter wegen zu hoher Schalthäufigkeit nicht überfordert werden, wurde angenommen, dass regelbare SVC's eingesetzt werden. Es kommt in den vom Windstrom-Transit am stärksten betroffenen Netzregionen Nordwest, Mitte und Südost jeweils eine Leistung von bis zu 500 Mvar zum Einsatz.

Die zur Deckung des erhöhten Blindleistungsbedarfs erforderlichen Kondensatoren und SVC's werden so im Netz eingebunden und dimensioniert, dass die Spannung der 380-kV-Ebene innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von 400 kV +/- 20 kV liegt. Die zusätzlich benötigte Blindleistung wird in den folgenden Diagrammen dargestellt.

8.4.2 Zeithorizont 2003

Wie Abbildung 8-11 zeigt, wird im Starklastfall ca. 3.600 Mvar Blindleistung zusätzlich für die Übertragung der Windenergie benötigt. In den Lastfällen für 2003 kann diese Blindleistung aus den am Netz verbliebenen Kraftwerken noch gedeckt werden. In der Region Mitte entsteht der mit ca. 1.300 Mvar der bei weitem höchste Zusatzbedarf an Blindleistung im Starkwindfall bei Starklast.

Abbildung 8-11: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2003, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport

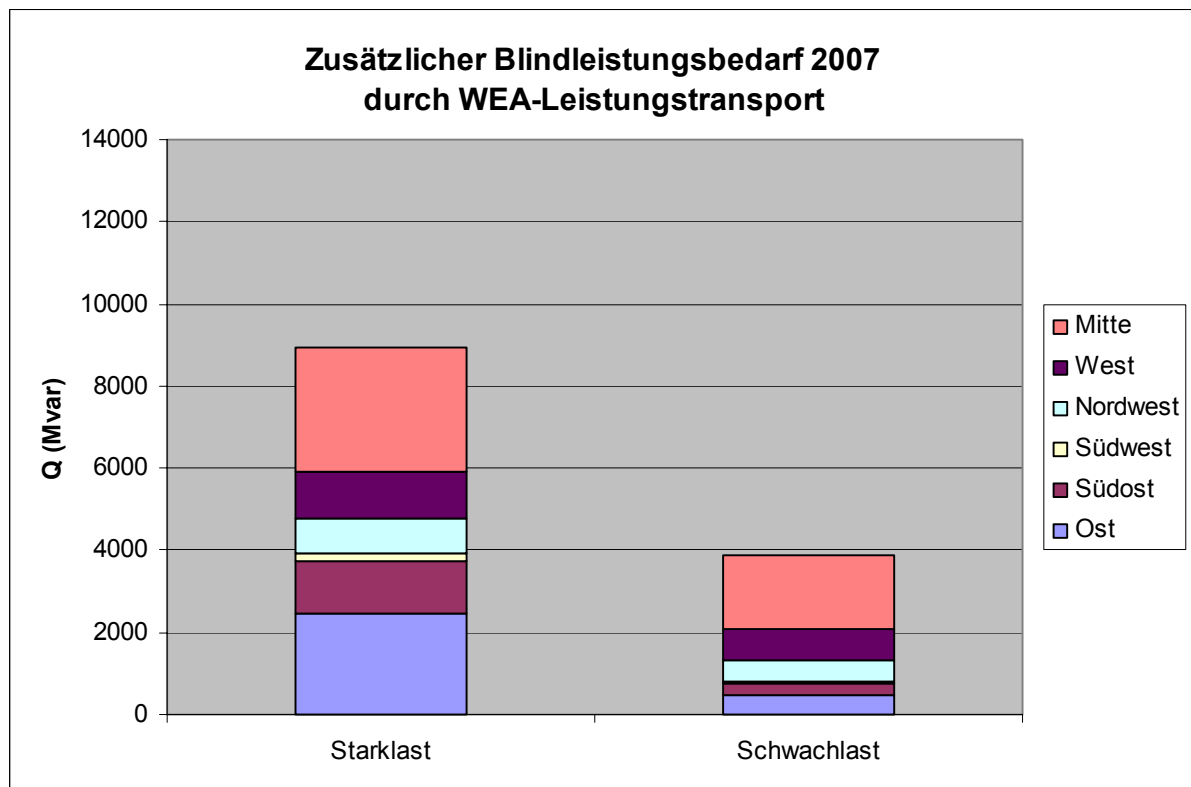


8.4.3 Zeithorizont 2007

Zur Einhaltung einer Mindestanforderung an das Spannungsniveau muss bis 2007 Blindleistung in Höhe von insgesamt ca. 5.600 Mvar lokal verteilt, vorrangig in der Netzregionen Mitte, bereitgestellt werden.

Ein Großteil der 380-kV-Stromkreise im nördlichen, nordwestlichen und östlichen deutschen Netzgebiet wird im ungestörten Netzbetrieb bereits im übernatürlichen Betrieb gefahren und benötigt deshalb einen erheblichen Mehrbedarf an induktiver Blindleistung gegenüber der heutigen Betriebsweise. Obwohl nur ca. 5.400 Mvar mehr Blindleistung für den Transport der WEA-Leistung als 2003 benötigt wird, muss mehr Blindleistung aus zusätzlichen Quellen u.a. in Kompensationsanlagen bereit gestellt werden, um die Blindleistungsbereitstellung der abgeschalteten Kraftwerke zu ersetzen.

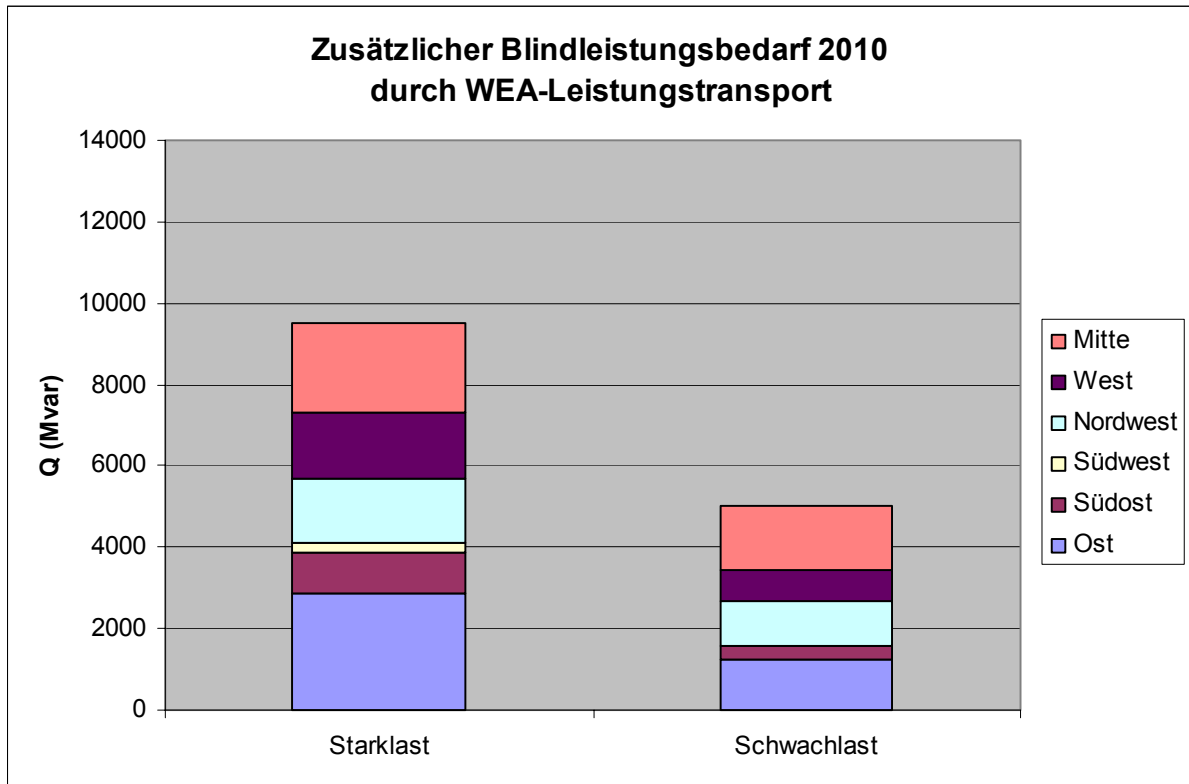
Abbildung 8-12: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2007, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport



8.4.4 Zeithorizont 2010

Der zusätzliche Blindleistungsbedarf des Netzes durch den Transport der WEA-Leistung steigt bedingt durch den als realisiert vorausgesetzten Leitungszubau im Stark- und Schwachlastfall gegenüber 2007 kaum an.

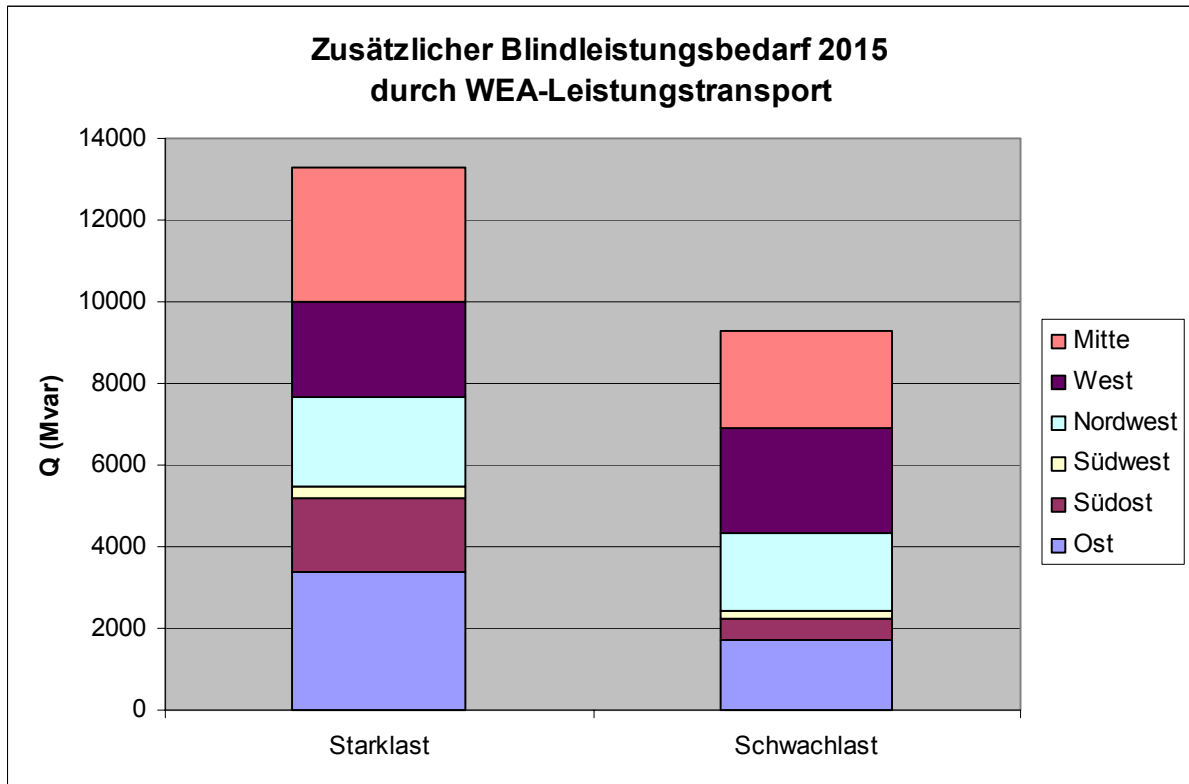
Abbildung 8-13: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2010, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport



8.4.5 Zeithorizont 2015

Der zusätzliche Blindleistungsbedarf des Netzes durch den Transport der WEA-Leistung steigt trotz des als erforderlich identifizierten weiteren Leitungszubaus im Stark- und Schwachlastfall gegenüber 2010 stark an.

Abbildung 8-14: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2015, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport



8.5 Lösungsansatz 2020

Ziel war es, ein mögliches Konzept für den Abtransport der in der Nord- und Ostsee erzeugten Offshore-Windleistung direkt in die Lastschwerpunkte (Ruhrgebiet und Rhein-Main-Gebiet) zu entwickeln.

Zur Entwicklung technischer Konzepte für die Bereitstellung der notwendigen Übertragungsquerschnitte zum Transport der bis 2020 prognostizierten Offshore-WEA-Leistung wurden im ersten Schritt Untersuchungen auf der Basis eines konventionellen 380-kV-Drehstromnetzes durchgeführt. Es zeigte sich, dass durch die hohe Übertragungsaufgabe von der Nordsee bis in die entfernten Lastschwerpunkte über ein bereits durch die Onshore-Leistung in Nord-Süd-Richtung stark übernatürlich belastetes Netz außergewöhnlich hohe, stabilitätskritische Übertragungswinkel entstehen, die den europäischen Verbundbetrieb mit unseren westlichen Nachbarn auf unzulässige Weise beeinträchtigen würden. Ziel war es daher technische Lösungen zu entwickeln, die solche Auswirkungen vermeiden.

Die von 2015 bis 2020 von der Nordsee bis zu geeigneten Netzknoten im Landesinneren zusätzlich zu übertragende Offshore-Leistung beträgt nach der Prognose aus Studienteil 1 über 10 000 MW. Es ist somit unter Berücksichtigung des bis zum Jahr 2015 erwarteten Ausbaus der Offshore-WEA eine installierte Offshore-Leistung von ca. 18.000 MW anzuschließen und zu übertragen. Zur Übertragung einer Leistung in dieser Höhe und über mehrere 100 km bieten sich zur Vermeidung zu großer Netzwinkel drei im folgenden beschriebene Techniken an, die dem 380-kV-Netz überlagert sind und nach eingehender Prüfung mit Hilfe der Subunternehmer ABB und Siemens als grundsätzlich geeignet beurteilt wurden.

In der Ostsee ist zwischen 2015 und 2020 gemäß DEWI-Prognose kein nennenswerter weiterer Zuwachs zu erwarten.

Bei der Analyse des Bedarfs an Übertragungsquerschnitt wurden als Basis die Ergebnisse von Kapitel 7.1 in Form der in Tabelle 7-3 und Tabelle 7-7 dargestellten installierten Leistungen verwandt, in der die Zuordnung der Offshore-Windparks zu den einzelnen küstennahen Anschlussanlagen erfolgt. Die an eine Sammelschiene maximal anschließbare WEA-Leistung (installiert) wurde unter Berücksichtigung der gemäß den UCTE Standard noch sicher beherrschbare Ausfallleistung von 3000 MW festgelegt. Folgende Aufteilung auf die vier Nordsee-küstennahen 380-kV-Anschlussanlagen wurde gewählt:

- Diele: 4900 MW aufgeteilt auf zwei Sammelschienen (2015: 2660 MW)
- Conneforde: 3200 MW aufgeteilt auf zwei Sammelschienen (2015: -)
- Brunsbüttel: 6400 MW aufgeteilt auf drei Sammelschienen (2015: 2660 MW)
- Moorriem: 3200 MW aufgeteilt auf zwei Sammelschienen (2015: 1830 MW)

Bei der Beurteilung der Eignung der im Landesinneren festzulegenden Netzknoten zur Aufnahme und Weiterverteilung der Offshore-Leistung ist im wesentlichen die bereits erreichte Belastung des unterlagerten Drehstromnetzes durch die eingespeiste Onshore-Leistung und residuale konventionelle Erzeugung entscheidend. Ziel war es bereits entstandene Leitungsengpässe nicht zusätzlich zu belasten. Des Weiteren muss gewährleistet sein, dass die vom

Einspeiseknoten weiterführenden 380-kV-Leitungen, des für 2020 ohne windbedingten Netzausbau geplanten unterlagerten Netzes, zur Aufnahme der Offshore-Leistung geeignet sind. Hierbei wurde angenommen, dass in der Nähe dieser Einspeiseknoten gelegene Mittellastkraftwerke bei Starkwind gem. Studienteil 3 nach merit order vom Netz verdrängt werden.

Als technische Lösungen, die keine unzulässigen Netzwinkel zur Folge haben sind grundsätzlich denkbar:

1. Ein Richtbetrieb der Offshore-Windparks von See direkt bis zu den geeigneten Einspeiseknoten im Landesinneren ohne küstennahe Verbindung mit dem vorhandenen Netz
2. Ausbau eines überlagerten 380-kV-Netzes mit maximal um 40 % serienkompensierten 380-kV-Drehstromleitungen mit Anschluss an das vorhandene Netz an der Küste bis zu den Einspeiseknoten im Landesinnern
3. Ausbau eines überlagerten Gleichstromnetzes von der küstennahen Drehstrom-Anschlussanlage bis zum geeigneten Einspeiseknoten im Landesinneren.

Die Beurteilung der drei skizzierten Lösungen zeigt folgende Vor- und Nachteile:

Ein Richtbetrieb ist aus Stabilitätsgründen nur für kurze Übertragungsstrecken geeignet. Die bis max. 40 % längskompensierten Drehstromleitungen sind problematisch bezüglich Reihenresonanz und Überspannungen. Sie erfordern zusätzlichen Beschaltungsaufwand und regelbare Kompensationseinrichtungen zur Beherrschung betrieblicher und dynamischer Probleme.

Die Gleichstromübertragung ist nur für größere Übertragungsentfernungen wirtschaftlich, da den Einsparungen für den Freileitungsbau der hohe Aufwand für die Gleich- und Wechselrichterstationen gegenüberstehen. Der Betrieb der Wechselrichter erfordert außerdem ein ausreichendes Niveau an Kurzschlussleistung, das nicht durch die WEA-Parks geliefert werden kann. Beim Betrieb mehrerer Gleichstromübertragungen in einem gemeinsamen Drehstromsystem und ihrer Einbindung in elektrischer Nähe kommt es zur gegenseitigen Beeinflussung, die eine Reduzierung der Anzahl und zusätzlichen überlagerten Steuerungsaufwand erforderlich macht, wofür heute noch keine praktizierten Lösungstechniken existieren. Eine detaillierte Abwägung der Vor- und Nachteile muss einer Folgestudie vorbehalten bleiben.

Unter Berücksichtigung vorgenannten Kriterien ergaben sich zusätzlich zu der bereits in 2015 ausgewiesenen Anlage Niederrhein vorläufig folgende geeignete Einspeiseknoten im Landesinneren:

380-kV-Anlage Dauersberg: Diese Anlage liegt ca. 100 km östlich von Köln, 100 km nördlich von Frankfurt und 150 km südlich vom Ruhrgebiet. Nach den nicht windbedingten Planungen erfolgt ein Ausbau dieses Netzknotens für acht 380-kV-Stromkreise in vier Himmelsrichtungen. Er ist dann geeignet ca. 4000 MW im Großraum zu verteilen.

380-kV-Anlage Grafenrheinfeld: Diese Anlage liegt 100 km östlich von Frankfurt, 150 km nordöstlich von Stuttgart und 200 km nördlich von München. Zu dieser Anlage lassen sich durch Seilauflage auf vorhandenem Freileitungsgestänge zwei weitere 380-kV-Stromkreise schaffen. Insgesamt würden dann 4 Stromkreise nach Südwesten (Richtung Stuttgart), jeweils

zwei Stromkreise nach Westen, Süden und Osten zur Verfügung stehen. Der Netzknoten ist geeignet ca. 4800 MW zusätzlich zu der aus Osten herbeigeführten Leistung in Richtung Süden und Westen weiterzuleiten. Durch eine Verlagerung des Einspeiseknotens Grafenrheinfeld nach Norden zur 100 km entfernten Anlage Mecklar entstünde ein Engpass auf den Leitungen zur Anlage Dipperz.

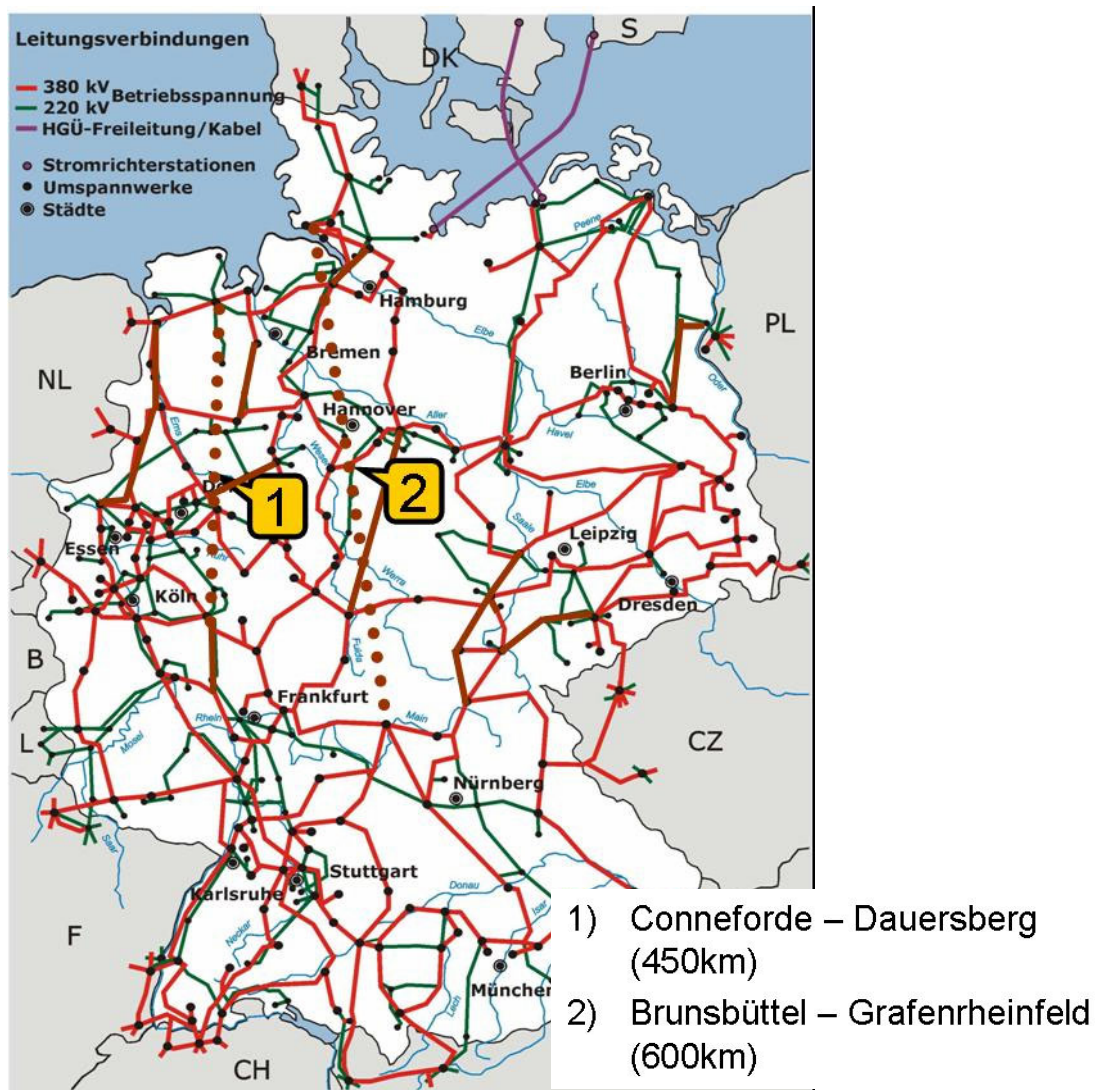
380-kV-Anlage Moorriem: Die durchgeführten Untersuchungen zeigten des Weiteren, dass von der bereits in 2015 erforderlichen 380-kV-Anschlussanlage Moorriem kein überlagertes Netz in das Landesinnere zum Transport von 3200 MW Offshore-Leistung notwendig sein wird. Es reicht aus, diesen Anschlusspunkt durch Stromkreisauflage von Ganderkesee nach Wehrendorf auf dem bis 2010 zu errichtenden Leitungsgestänge leistungsstärker in das Verbundnetz zu integrieren.

Eine stationäre Untersuchung des unterlagerten Drehstromnetzes mit einem überlagerten HGÜ-Netz würde lediglich zeigen, wie sich die abzubildenden küstennahen Lastsenken und die landesinneren Einspeisungen entlastend bzw. belastend auf die jeweiligen Bereiche des Drehstromnetzes auswirken, da beide Systeme elektrisch entkoppelt betrieben werden. Auf die nähere Untersuchung eines solchen Systems wurde daher verzichtet. Ein überlagertes Drehstromnetz mit längskompensierten Leitungen nach Pkt. 2 wird vermascht mit dem übrigen Verbundnetz betrieben. Dies wirkt sich insbesondere bei der gegenseitigen momentanen Unterstützung in Störungsfällen positiv aus. Um Erkenntnisse über ein solches Gesamtsystem zu erhalten, wurde diese Lösungsvariante stationär untersucht. Es zeigte sich hierbei, dass die Einspeiseleistung in die landesinneren Netzknoten bei 40-prozentiger Längskompensation nur erreicht werden, wenn die 380-kV-Drehstromleitungen zur Verringerung der Leitungsimpedanz zu den küstennahen Anschlussanlagen als 4-fach Leitungen errichtet werden. Bei dieser Lösung werden auch die v. g. unzulässigen Übertragungswinkel vermieden. Zwei der Leitungen einer Gestängehälfte könnten theoretisch jeweils parallel geschaltet betrieben werden. Eine definitive Entscheidung über konkrete Schaltungen und den Anlagenausbau hängt u. a. von den künftig verfügbaren Betriebsmittel und der Gerätetechnik ab.

Benötigt werden bei dieser Lösungsvariante zwei zusätzliche Trassen mit Leitungsquerschnitten von einmal ca. 3.000 MW und ca. 5.000 MW (s. Abbildung 8-15). Zudem wird zur Lastflusssteuerung ein zweiter Querregler in Brunsbüttel erforderlich.

Für die Leitungen werden an jeder Seite zusätzlich Kompensationsanlagen benötigt.

Abbildung 8-15: Übersicht über die Zusatztrassen bis 2020 („Overlay-Netz“)



Die durchgeführten stationären Rechnungen mit dem nach v. g. Kriterien entwickelten Netz zeigten keine Engpässe und das (n-1)-Kriterium wurde in keinem Fall verletzt. Die Übertragungswinkel im Netz bleiben in Grenzen und führen zu keiner unzulässigen Beeinträchtigung der Nachbarnetze. Die erforderlichen windbedingten Netzausbauten für 2020 zeigt Tabelle 8-14.

Tabelle 8-14: Übersicht über erforderliche Netzausbaumaßnahmen in 2020

Bereich/Netzknoten	Maßnahme
Conneforde - Dauersberg	Trassenneubau (450km)
Brunsbüttel - Grafenrheinfeld	Trassenneubau (600km)
Brunsbüttel	2. Querregler mit 1.400 MVA
Ganderkesee - Wehrendorf	Auflegen eines 2. 380-kV-Stromkreises (80km)
Grafenrheinfeld - Hüffenhardt	Auflegen eines 2. 380-kV- Stromkreises (190km)
Grafenrheinfeld - Goldshöfe	Auflegen eines 2. 380-kV-Stromkreises (175km)
verteilt	Bereitstellung von 3500 Mvar Blindleistung

Dynamische Rechnungen wurden nicht durchgeführt. Sie erfordern die Modellierung eines hochkomplexen Gesamtsystems, das mit einer Vielzahl teilweise unbekannter Komponenten (Offshore-WEA-Parks, FACTS, überlagerte Regelung und Netzdämpfung) elektrisch eng gekoppelt bisher weltweit noch nicht betrieben wurde. Eine weitere über die heute bekannten Probleme hinausgehende erhebliche Schwierigkeit entsteht für den Netzbetrieb durch die wegen der Windvolatilität stark wechselnde Übertragungsaufgabe, wodurch sich der Betriebszustand des Netzes häufig und innerhalb kurzer Zeitintervalle in weiten Bereichen verändert.

Gesicherte und umfassende Erkenntnisse, ob bzw. welche der drei skizzierten Lösungen der Bedingung einer unveränderten Versorgungssicherheit und allen betrieblichen Belangen gerecht werden, lassen sich für einen so weiten Blick in die Zukunft mit grundlegend veränderten Aufgaben des Verbundsystems nicht nur durch theoretische Untersuchungen gewinnen. Der Aufwand zur Behandlung von zahlreichen ungelösten Teilaspekten, wie z. B.: die Zulässigkeit der gewählten Anschlusskonzepte im Hinblick auf Sammelschienenkurzschlüsse und die dabei gesamthaft ausgefallenen Leistung (< 3000 MW) geht darüber hinaus, was innerhalb dieser Studie geleistet werden kann und deren Ergebnisse bei einer späteren Realisierung belastbar sein müssen.

8.6 Kostenbetrachtungen

Zur Bestimmung der Netzausbaukosten wurden die Kalkulationspreise gemäß Tabelle 8-15 zugrunde gelegt.

Tabelle 8-15: Übersicht über zu Grunde gelegte Richtwerte zur Ermittlung der für die Netzausbaumaßnahmen im Verbundnetz benötigten Investitionskosten

Investitionskosten gemäß ÜNB-Angaben für ETSO (2002)		
380-kV-Hochstromleitung Binnentiefeland	850	T€/km
380-kV-Hochstromleitung Küste, Mittelgebirge	1000	T€/km
380-kV-Stromkreis, Auflegen auf vorh. Gestänge	125	T€/km
380-kV-Doppel-Freileitung Binnentiefeland	700	T€/km
380-kV-Doppel-Freileitung Küste, Mittelgebirge	850	T€/km
220-kV-Doppel-Freileitung Binnentiefeland	445	T€/km
220-kV-Doppel-Freileitung Küste, Mittelgebirge	535	T€/km
380-kV-Schaltfeld	1.850	T€
220-kV-Schaltfeld	1.200	T€
380/220-kV-Transformator	11	T€/MVA
380/110-kV-Transformator	12	T€/MVA
380-kV-Vierfach-Freileitung Binnentiefeland	1.200	T€/km
380-kV-Vierfach-Freileitung Küste, Mittelgebirge	1.400	T€/km

Ansatz für Neubau-Trassenlänge:

- Originallänge bei 380-kV-Neubau auf abgängiger Trasse ≤ 220 kV.
- Luftlinie x Umwegfaktor 1,4 bei Neubau auf "grüner Wiese".

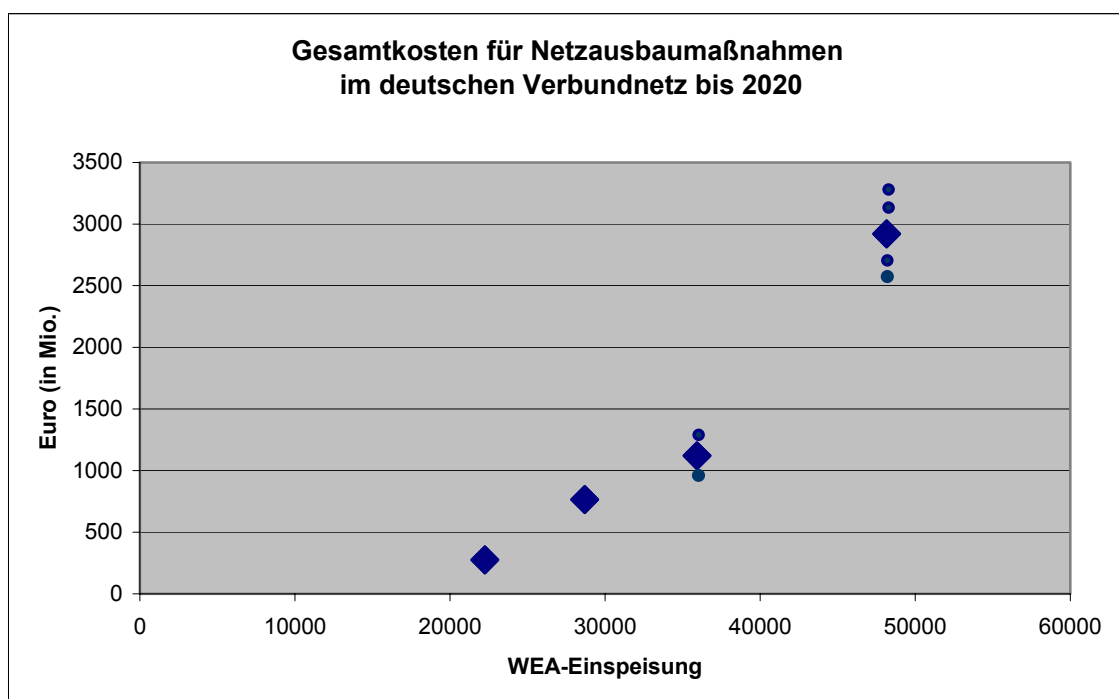
Investitionskosten der Kompensationsmittel und Querregler		
380-kV-Serienkompensation	12	T€/Mvar
380-kV-Kompensationsdrosselspule	10	T€/Mvar
380-kV-Kondensator (statisch)	10	T€/Mvar
380-kV-Kompensator FACTS (SVC, TCSC)	40	T€/Mvar
380-kV-Querregler	10	T€/MVA

Tabelle 8-16: Detaillierte Kostenzusammenstellung für die WEA-getriebenen Netzausbaumaßnahmen geordnet nach Zeithorizonten [gerundet, in Mio. €]

Netzverstärkung	2007	2010	2015	2020
2 x Querregler Diele (2 x 1.400 MVA)	32			
1 x Querregler Brunsbüttel (1 x 1.400 MVA)	18			
1 x Querregler Brunsbüttel (1 x 1.400 MVA)				18
Netzverstärkung Thüringen (Stromkreisumstellung 187 km, Neubau 6 km)	31			
Netzverstärkung Franken I (Stromkreisumstellung 82 km)	10			
Netzverstärkung Franken II (Stromkreisumstellung 97 km)		16		
Hamburg/Nord – Dollern (Neubau 45 km, 1 System)		42		
Ganderkesee – Wehrendorf (Neubau 80km, 1 System)		46		
Neuenhagen – Bertikow/Vierraden (Neubau 110 km)		109		
Lauchstädt – Vieselbach (Neubau 80 km) – Hochstromltg.		78		
Vieselbach – Altenfeld (Neubau 80 km) – Hochstromltg.		87		
Altenfeld – Redwitz (Neubau 60 km) – Hochstromltg.		70		
Diele – Niederrhein (Neubau 200 km)			148	
Wahle – Mecklar (Neubau 190 km)			140	
Conneforde – Dauersberg (Neubau 450 km) – Vierfachleitung mit Serienkompensation				618
Brunsbüttel – Grafenrheinfeld (Neubau 600 km) – Vierfachleitung mit Serienkompensation				1020
Zubeseilung Bergkamen – Gersteinwerk (16 km)			6	
Zubeseilung Kriftel – Pkt. Eschborn (10 km)			3	
Zubeseilung Ganderkesee– Wehrendorf (80 km)				12
Zubeseilung Grafenrheinfeld – SW (370 km)				53
Neubau Schaltanlage Bergkamen			3	
Neubau Schaltanlage Mooriem			13	
Ersatzneubau Schaltanlage Wolmirstedt	26			
Ertüchtigung Schaltanlage Borken	7			
Ersatzneubau Schaltanlage Brunsbüttel		9		
Ersatzneubau Schaltanlage Hamburg/Nord			19	
Ertüchtigung Schaltanlage Krümmel			4	
Kondensatoren/SVC	71	16	13	80
Maßnahmen mit Bezug zum 110-kV-Netz	58	21		
Sonstiges	22	12	6	
Einzelsumme	275	506	355	ca. 1800
Kummulierte Summe	275	781	1136	ca. 3000

Die Gesamtkosten für die in den einzelnen Zeithorizonten ermittelten Netzausbaumaßnahmen, bei Kalkulation entsprechend der in Tabelle 8-15 zu Grunde gelegten Sätze, ergeben den in Tabelle 8-16 und Abbildung 8-16 dargestellten Investitionsverlauf bis 2020. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um sehr grobe Schätzwerte handelt. So wurde z.B. aufgrund der geringen Erfahrungen mit der Realisierung von Kondensatoren und SVC in der erforderlichen Größenordnung eine Spanne von + 15% in dieser Abbildung angegeben. Eine detaillierte Kostenaufstellung hierzu ist im Anhang C beigelegt.

Abbildung 8-16: Kumulierte Investitionskosten für Wind bedingte Netzausbaumaßnahmen im deutschen Verbundnetz in Abhängigkeit von der eingespeisten Leistung aus Windenergieanlagen (ohne Netzanschlusskosten und Anbindungskosten der Windparks von der Offshore-Plattform bis an den Netzanschlusspunkt)



Für die Übertragung von WEA-Leistung ergeben sich unter Berücksichtigung der vorgenannten Randbedingungen bezüglich des sonstigen Kraftwerkseinsatzes ab einer installierten Leistung in Deutschland von ca. 20.000 MW spezifische Zubaukosten im Höchstspannungsnetz von ca. 100 €/kW. Die Investitionen verlaufen nicht kontinuierlich, da Einzelprojekte bis zu ca. 0,6 Mrd. € und ca. 1,0 Mrd. € Investitionen umfassen können.

Die für den Betrieb des Onshore-Netzes entstehenden Kosten belaufen sich nach bisherigen Erfahrungen auf ca. 1,5% der Investitionskosten.

8.7 Genehmigungen

Die neu zu bauenden Leitungstrassen führen durch bzw. tangieren naturschutzrechtlich sensible und schützenswerte Bereiche. Für die Genehmigung dieser Trassen sind in offiziell einzuleitenden Verfahren umfangreiche Eingriffsbeschreibungen und Abwägungen bei der Festlegung der Linienführung erforderlich. Eine Bewertung inwieweit bei der Festlegung der Linienführung die teilweise sich anbietende Errichtung von 380-kV-Leitungen in vorhandenen 220-kV oder 110-kV-Leitungstrassen Vorteile bringen wird, muss der Beurteilung offizieller Verfahren vorbehalten bleiben.

Des Weiteren war eine Beurteilung der Genehmigungsfähigkeit der küstennahen Leitungstrassen vom Anlandepunkt der Offshorereparks bis zu Netzanschlussanlagen nicht möglich, da bisher die Genehmigungsverfahren für die Kabeltrassen von See bis zu den Anlandepunkten nicht abgeschlossen sind. Die Vorgabe dieser Anfangspunkte ist jedoch Voraussetzung zur Entwicklung einer Trassenführung bis zu den Anschlussanlagen und deren Bewertung.

Für die Errichtung der neuen Leitungen ist wegen ihrer Länge und Spannungshöhe eine Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig und erfordert deshalb die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens. In diesem Verfahren muss eine zeitaufwendige und umfangreiche Abwägung zwischen den Belangen der betroffenen Privateigentümer und dem öffentlichen Interesse erfolgen. Eine wesentliche Voraussetzung für die erfolgreiche Durchführung der Planfeststellungsverfahren für die neuen Leitungen dürfte vorliegen, da sie den Zielen von § 1 des EnWG entsprechen. Allerdings ist aufgrund der geografischen Gegebenheiten und der Belange des Natur- und Landschaftsschutzes mit erheblichen Genehmigungsschwierigkeiten zu rechnen. Eine Beschleunigung der Verfahren durch die zuständigen Genehmigungsbehörden ist daher dringend erforderlich.

9 Dynamische Untersuchungen

Für die systemdynamischen Untersuchungen wird das dynamische Netzmodell des UCTE-Datensatzes eingesetzt. Nahezu die gesamte 220/380 kV Verbundebene des UCTE-Systems ist in dem Simulationspaket NETOMAC nachgebildet. Das Gesamtmodell enthält mehr als

6700	Netzknoten
4300	Übertragungsleitungen
1550	380-kV-Leitungen
1700	220-kV-Leitungen
600	110-kV-Leitungen
2700	Transformatoren 380kV/220kV
600	Synchrongeneratoren mit Regelung
400	Windparks mit Regelung.

Um das Modell auf diesen Umfang zu begrenzen, wurden die Maschinen eines Kraftwerksstandortes teilweise zu einer Ersatzmaschine zusammengefasst. Die dynamischen Daten der Generatoren, der Erregersysteme, der Pendeldämpfungsgeräte, der Turbinencharakteristiken und der Drehzahlregler sind detailliert nachgebildet. Die Modelle entsprechen den IEEE Standards. Die Lastcharakteristiken sind realitätsnah modelliert. Eine Validierung des UCTE-Datensatzes konnte mit Hilfe der mit WAMS (Wide Area Measurement System) gewonnenen Messungen erfolgen. Die Simulation zahlreicher Netzvorgänge haben das Schwingungs- und Dämpfungsverhalten des realen Systems abhängig von den vorherrschenden Lastflussverhältnissen präzise bestätigt. Das Verhalten des Modells entspricht durch den hohen Detaillierungsgrad der Nachbildungen dem realen System.

WEA werden als dynamisches Äquivalent inklusive des Regelverhaltens in das Modell eingebunden, wobei auch mehrere kleinere WEA als ein Äquivalent einem bestimmten Netzanschlusspunkt zugeordnet werden können. Es werden die im Fachbeirat und mit den Herstellern abgestimmten Modelle für Windkraftanlagen eingesetzt. Die Basisfälle der Varianten für die dynamischen Berechnungen sind mit den Basisfällen der stationären Lastflussberechnungen grundsätzlich abgestimmt.

9.1 Beschreibung der Windparkmodelle

Für die Untersuchung werden drei unterschiedliche WEA-Konzepte eingesetzt. Die Windparknachbildungen basieren jeweils auf Modellen der Einzelanlage, die durch Hochskalieren entsprechend der Anschlussleistung gewonnen werden. Es werden die folgenden Windparkmodelle für die Netzstudie eingesetzt:

- Windpark auf Basis doppelt gespeister Asynchrongeneratoren
- Windpark auf Basis stall-geregelter Asynchrongeneratoren
- Windpark auf Basis von Synchrongeneratoren mit Vollumrichter

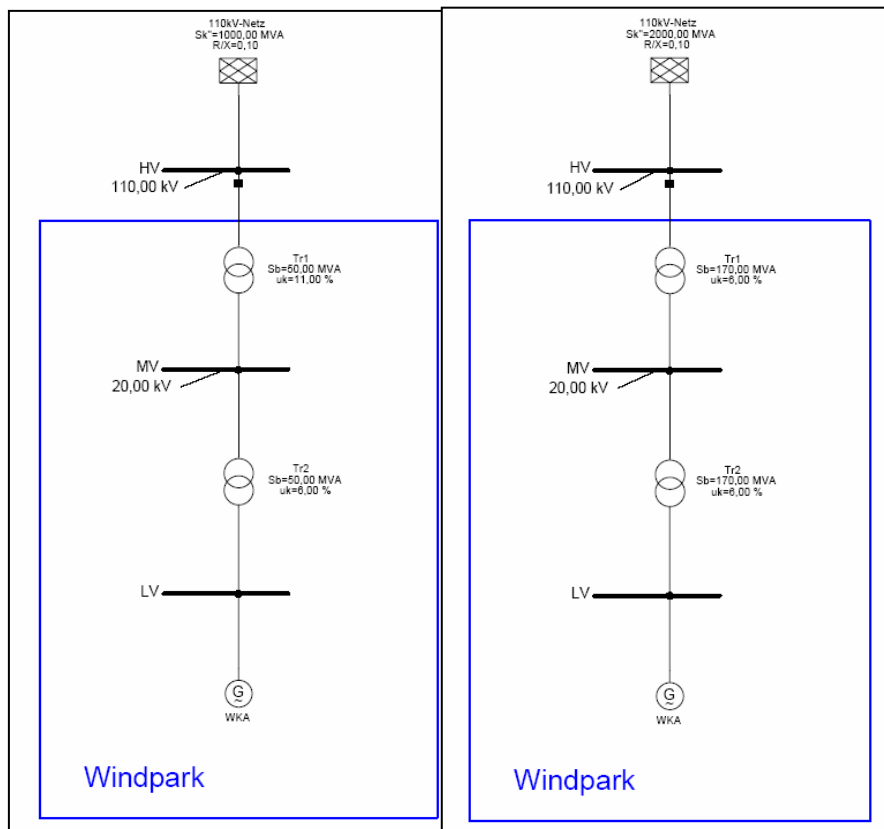
Windparks, die bis Dezember 2003 bereits an das Übertragungs- und Verteilungsnetz des deutschen Verbundsystems angeschlossen wurden, sind entsprechend der bis dahin geltenden Anschlussrichtlinien mit den folgenden Abschaltkriterien durch Spannungsüberwachungsrelais modelliert:

Bei einer Spannung von weniger als 80% der Nennspannung an der Generatorklemme erfolgt eine Anregung des Unterspannungsüberwachungsschutzes der WEA. Verbleibt nach der Anregung des Unterspannungsschutzes die Klemmenspannung für mehr als 50 ms unterhalb der Anregegrenze von 80% der Nennspannung, wird ein Trip-Signal an den zugehörigen Leistungsschalter übertragen, der die Anlage vom Netz trennt.

Ab 2004 gelten Anschlussbedingungen, ab deren Gültigkeit das Abschalten von WEA bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr erlaubt ist. In einem 110-kV-Testnetz wurden zunächst die folgenden Konfigurationen untersucht:

- WEA mit variabler Drehzahl, doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (DFIG), 30*1.5 MW
- WEA mit variabler Drehzahl, voll gespeiste Synchrongeneratoren (SG), 25*1.8 MW
- WEA mit fester Drehzahl, stall-geregelte Asynchrongeneratoren (ASG), 22*2MW

Die Windparkmodelle werden mit den folgenden beiden Netzanschlusskonzepten ohne, bzw. mit Spannungsstützung und einer Einspeisung von $P=45$ verifiziert. Für die beiden WEA-Typen DFIG und Synchrongenerator mit Vollumrichter werden die Berechnungen mit beiden Netzanschlusskonzepten, für den stall-geregelten Asynchrongenerator nur für das erste Anschlusskonzept mit $P=44$ MW durchgeführt.

Abbildung 9-1: Netzanschlusskonzepte für verschiedene Windparkmodelle

Alle in Kapitel 1.1 durchgeführten Rechnungen zur Verifikation des grundsätzlichen Verhaltens der Windkraftmodelle bei Netzfehlern werden mit einem Modell 3. Ordnung und einem stationären Netzmodell durchgeführt werden („Stabilitäts-Modell“, „RMS-Simulation“). Die Test-Netze sind an die FGW/VDN Vergleichsrechnungen angelehnt. Wirk- und Blindleistung werden am Netzanschlusspunkt gemessen. Der Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt zwischen Netz und Windpark ist für die Modelle DFIG und Synchronmaschine mit Vollumrichter auf 0 Mvar eingestellt. Die Störfälle lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- **Symmetrische, dreiphasige Fehler mit Fehlerreaktanz (Spannungseinbruch am Netzanschlusspunkt).** Die Fehlerreaktanz wird so gewählt, dass es zu Spannungseinbrüchen von ca. 80% und 20% am Netzanschlusspunkt kommt.
- **Unsymmetrische Fehler:** In der Studie werden keine Auswirkungen von unsymmetrischen Zuständen untersucht, da die verfügbaren Modelle bisher noch nicht geeignet sind.
- **Spannungsstützung.** Alle WEA-Modelle entsprechen dem realen Anlagenverhalten: Sämtliche bereits vor 2004 installierten Windenergieanlagen (Altanlagen) besitzen keine Spannungsstützung, was im Basisszenario 2003 für alle Anlagen zu Grunde gelegt werden musste. Für die Varianten 2007, 2010 und 2015 werden alle ab 2004 installierten Windparks mit Spannungsstützung modelliert.

Visualisierung der Ergebnisse

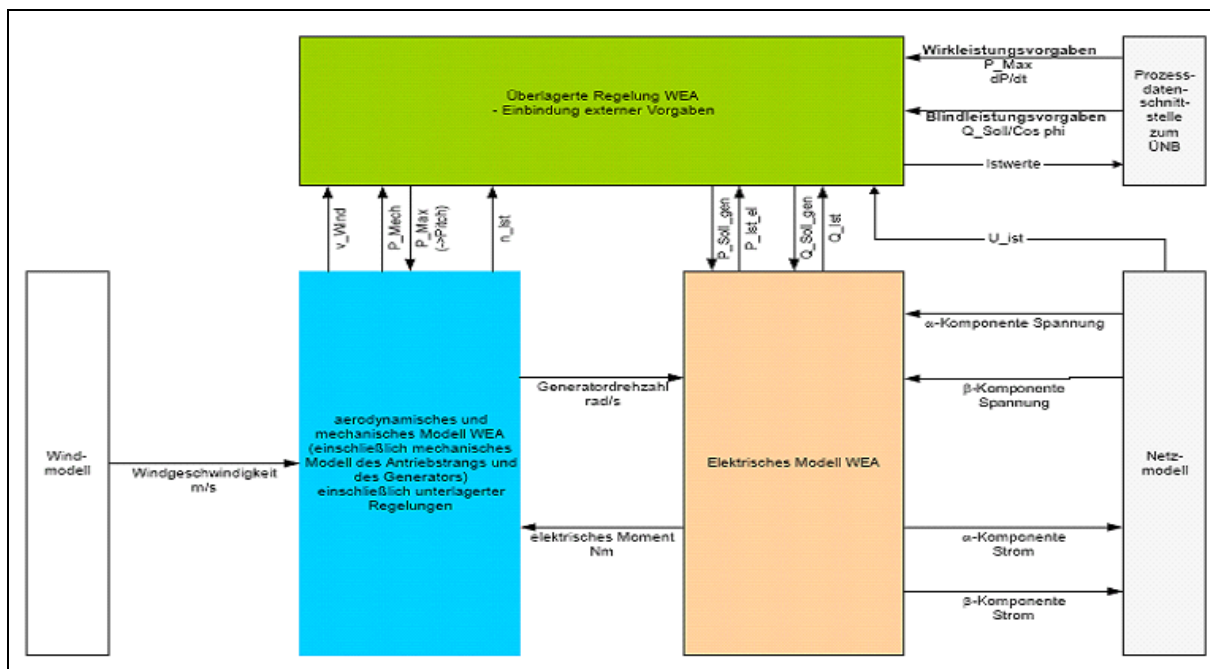
Folgende Größen werden zur Beschreibung des Klemmenverhaltens der Windparkmodelle visualisiert:

- Wirk- und Blindleistung (in MW/Mvar) am 110kV Anschlusspunkt.
- Wirk- und Blindstrom (in kA) am 110kV Anschlusspunkt.
- Betrag des Stroms (in kA) am 110kV Anschlusspunkt.
- Spannung (Betrag der Mitsystemkomponente) am 110kV Anschlusspunkt in p.u.
- Spannung (Betrag der Mitsystemkomponente) an der 20kV Sammelschiene in p.u.
- Frequenz (in Hz) am 110kV Anschlusspunkt (nur bei Frequenzvariation)
- Verlauf der Läuferströme (in kA) bei DFIG

9.1.1 Windpark auf Basis doppelt gespeister Asynchrongeneratoren

In den Untersuchungen wird das gemeinsam mit den Herstellern, der FGW und den Übertragungsnetzbetreibern entwickelte Modell eingesetzt, das auch eine Spannungsstützung berücksichtigt. Die zurzeit in Betrieb gehenden WEA müssen größtenteils aufgrund des Zeitpunktes der Antragsstellung keine erweiterten Anschlussbedingungen, wie z.B Spannungsstützung erfüllen. Dennoch wurden für die dynamischen Untersuchungen der Varianten 2007, 2010 und 2015 alle nach 2004 an das Verbundsystem angeschlossenen WEA mit Spannungsstützung berücksichtigt

Abbildung 9-2: Übersichtsschaltbild WEA



Die Verifikation des Modells erfolgt anhand des Klemmenverhaltens, das für die mit dem Gutachter abgestimmten Varianten durchgeführt wird. In den folgenden Abbildungen werden die Wirk- und Blindleistung, der Betrag des Stromes, die Spannung am 110 kV Anschluss-

punkt, die Spannung an der 20 kV Sammelschiene, die Läuferströme und der Betrag des Raumzeigers des Läuferstroms visualisiert.

Die Abbildung 9-3 und Abbildung 9-4 zeigen einen Spannungseinbruch auf 20% bzw. 80% U_N am Netzanschlusspunkt für die doppelt gespeiste Asynchronmaschine ohne Spannungsstützung für eine Einspeiseleistung von $P=30 \cdot 1,5 \text{ MW}=45 \text{ MW}$. Zusätzlich sind diese Spannungseinbrüche mit Spannungsstützung nach VDN-Leitfaden (FRT-Zyklus entsprechend der E.ON Netzanschlussregeln) in der Abbildung 9-5 und der Abbildung 9-6 geplottet.

Abbildung 9-3: Spannungseinbruch der DFIG auf 20 % U_N am PCC, $P=30 \cdot 1,5 \text{ MW}$ ohne Spannungsstützung

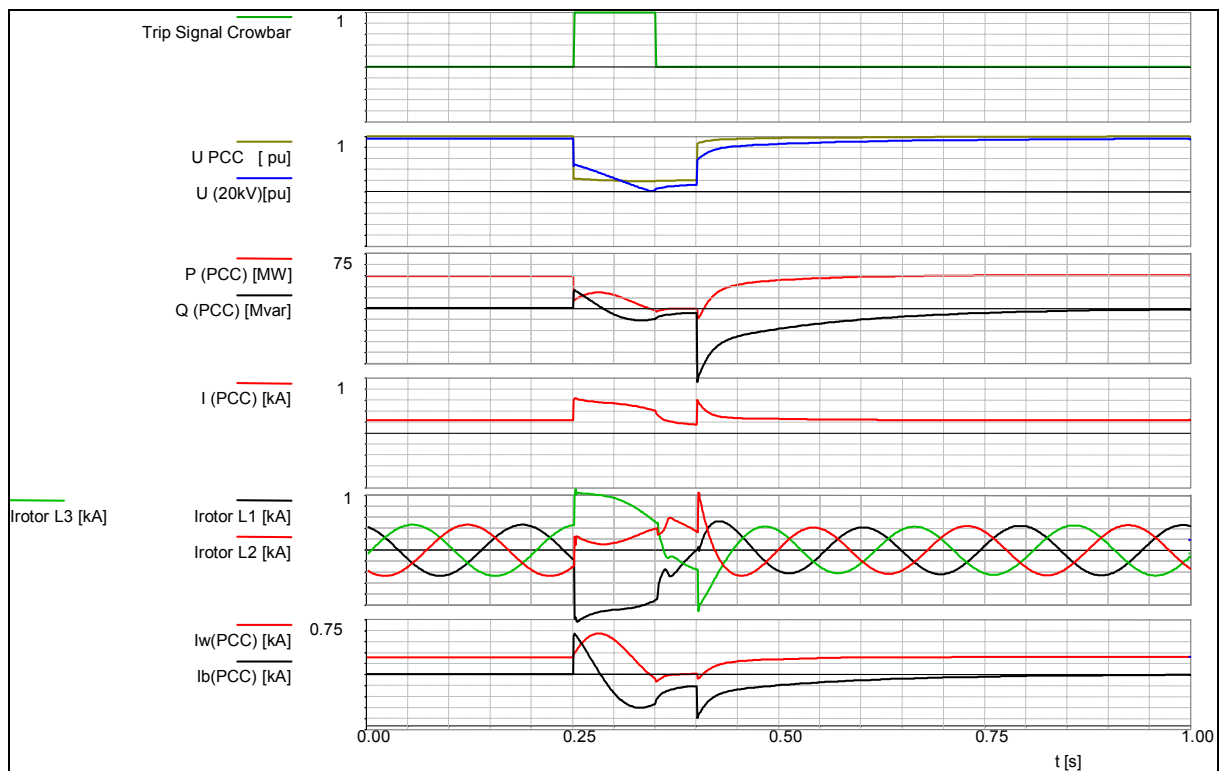


Abbildung 9-4: Spannungseinbruch der DFIG auf 80 % U_N am PCC, $P=30 \cdot 1,5$ MW ohne Spannungsstützung

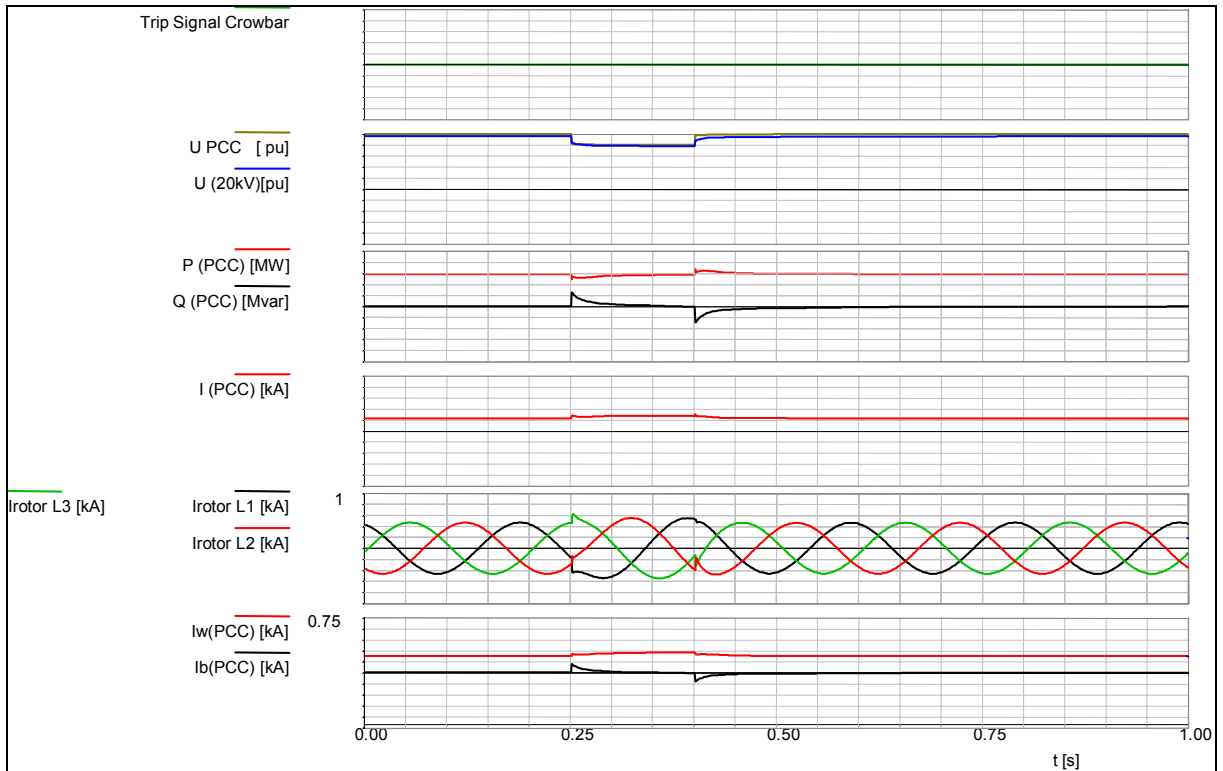


Abbildung 9-5: Spannungseinbruch der DFIG auf 20 % U_N am PCC, $P=30 \cdot 1,5$ MW mit Spannungsstützung

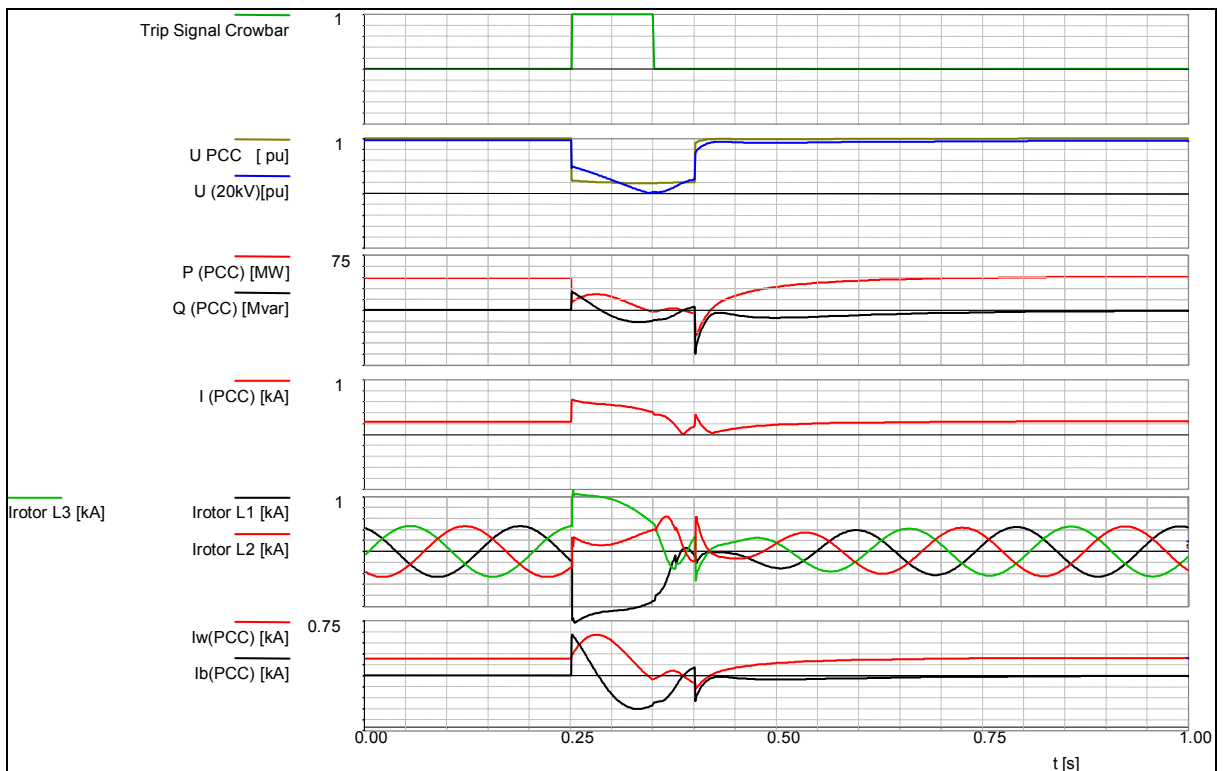
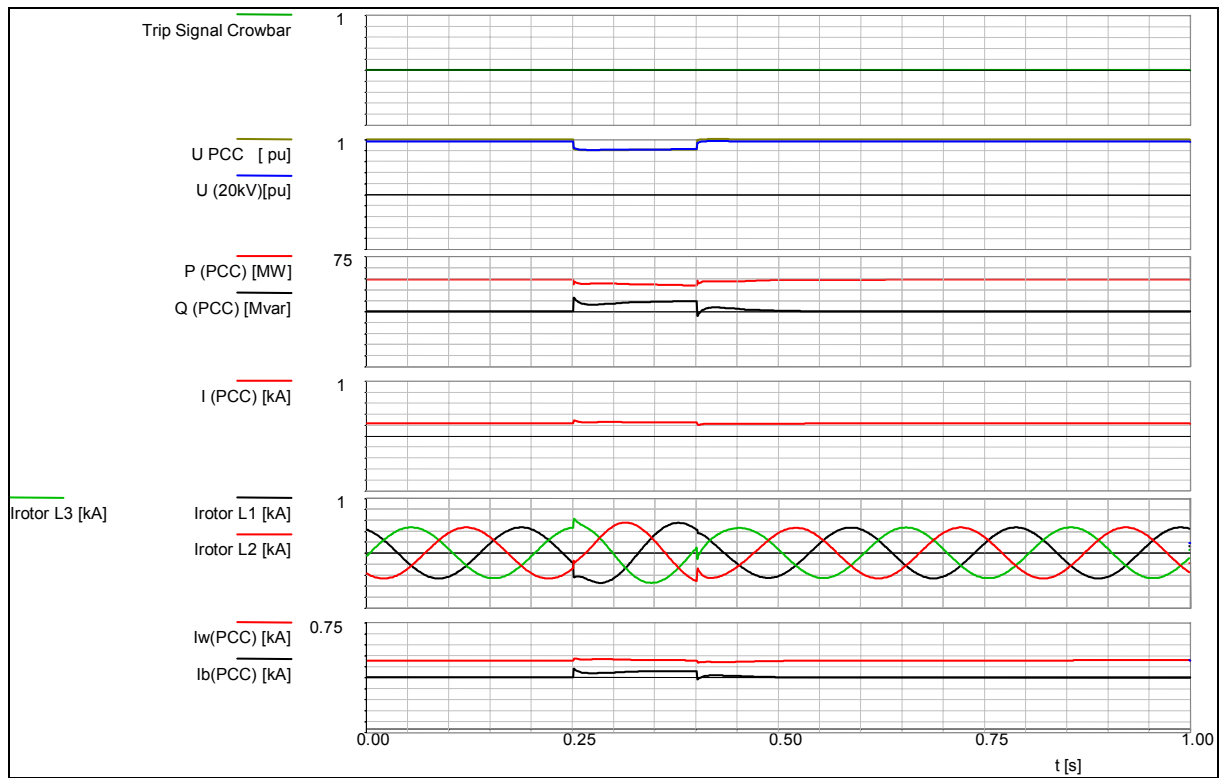


Abbildung 9-6: Spannungseinbruch der DFIG auf 80 % U_N am PCC, $P=30 \cdot 1,5$ MW mit Spannungsstützung



9.1.2 Windpark auf Basis stall-geregelter Asynchrongeneratoren

Das Modell des stall-geregelten Asynchrongenerators wurde auf Empfehlung des Gutachters mit dem Referenzmodell der 2MW-WEA mit fester Drehzahl folgender Referenz <http://www.risoe.dk/rispubl/VEA/veapdf/ris-r-1331.pdf> abgeglichen.

Das Klemmenverhalten des umgesetzten Modells ist für die Spannungseinbrüche von 20% und 80 % U_N in den Abbildung 9-7 und Abbildung 9-8 visualisiert.

Abbildung 9-7: Spannungseinbruch der ASG auf 20 % U_N , $P=22*2$ MW

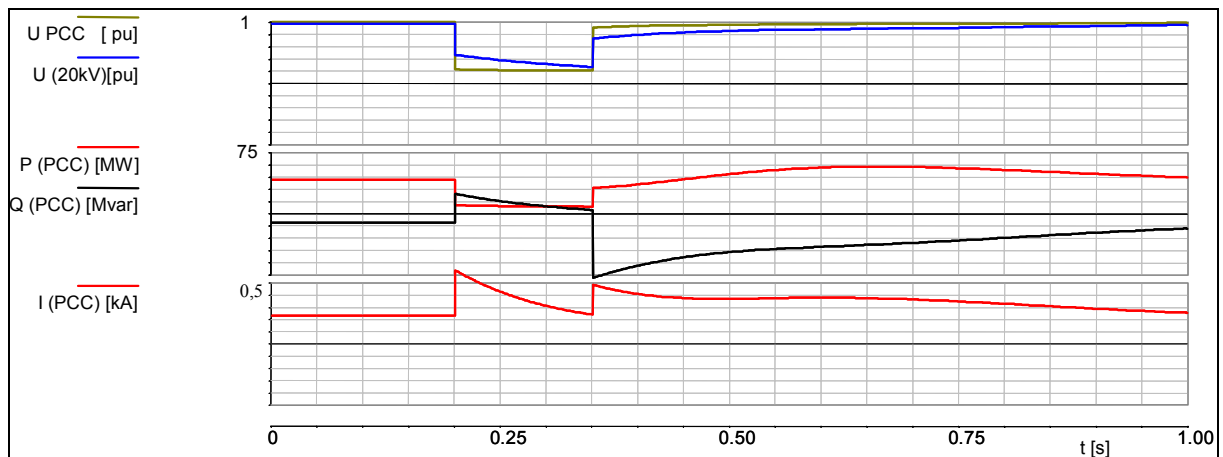
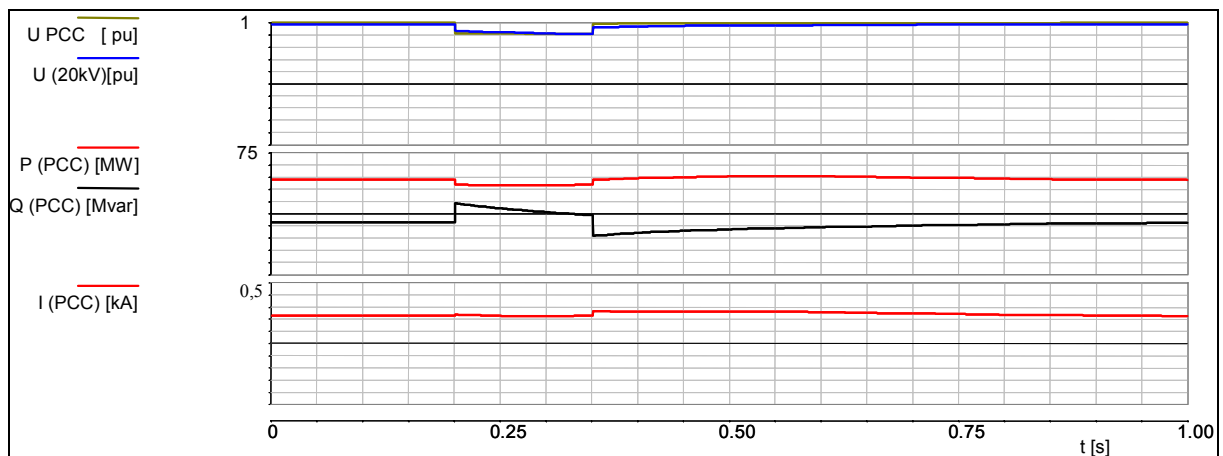


Abbildung 9-8: Spannungseinbruch der ASG auf 80 % U_N , $P=22*2$ MW



9.1.3 Windpark auf Basis von Synchrongeneratoren mit Vollumrichter

Das verwendete Modell des Synchrongenerators basiert auf dem ENERCON Windgenerator vom Typ E66/20.70, dessen Klemmenverhalten visualisiert wurde. Es handelt sich hierbei um eine 2,0 MVA Anlage.

Die Randbedingungen, unter denen das Einzelanlagenmodell als Windparkanlagenmodell betrachtet werden kann, sind die folgenden:

- für alle Maschinen gelten dieselben Windbedingungen, d.h. es herrscht der gleiche interne Betriebszustand
- alle Maschinen besitzen dieselbe Klemmenspannung
- Restspannung im Fehlerfall darf nicht kleiner als 15% werden
- Einschwingzeit des Modells beträgt 5s

Die Simulation ausgewählter Störfälle ergibt folgende Ergebnisse, die in den Abbildung 9-9 bis Abbildung 9-12 visualisiert wurden. Graphisch ausgegeben wurden die Wirk- und Blindleistung, der Betrag des Stromes, die Spannung des 110 kV Anschlusspunktes sowie die Spannung an der 20 kV Sammelschiene.

Abbildung 9-9: Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 20 % U_N am PCC, $P=22 \cdot 2,0$ MW ohne Spannungsstützung

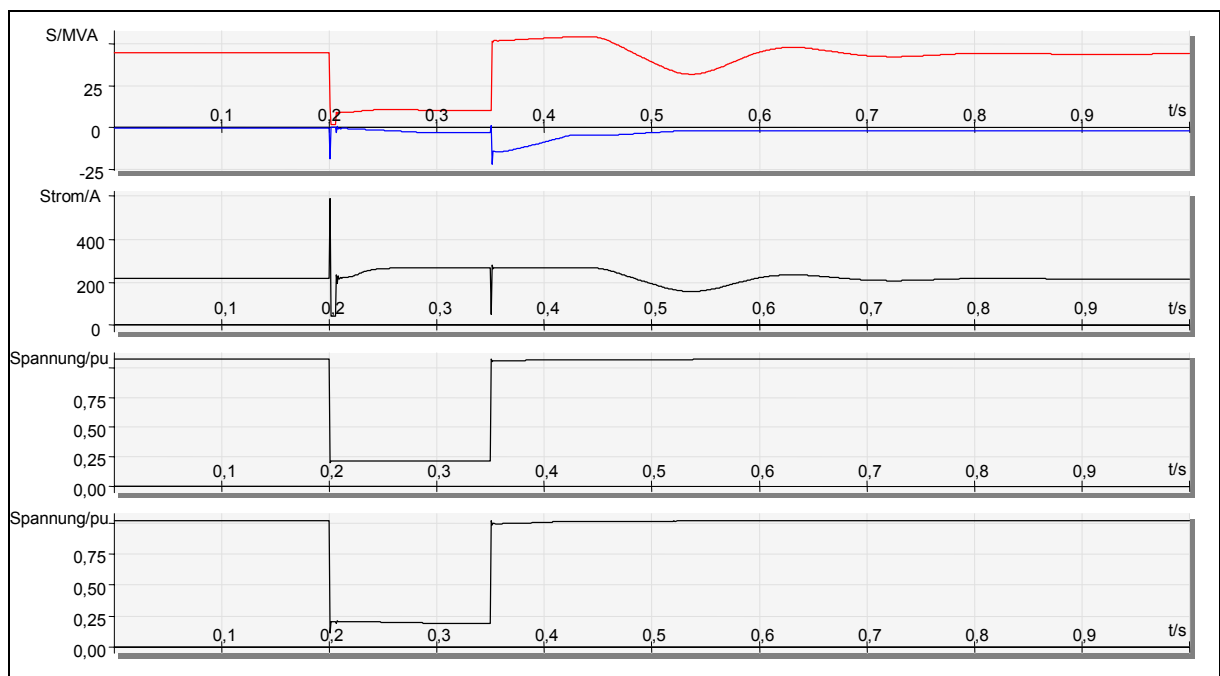
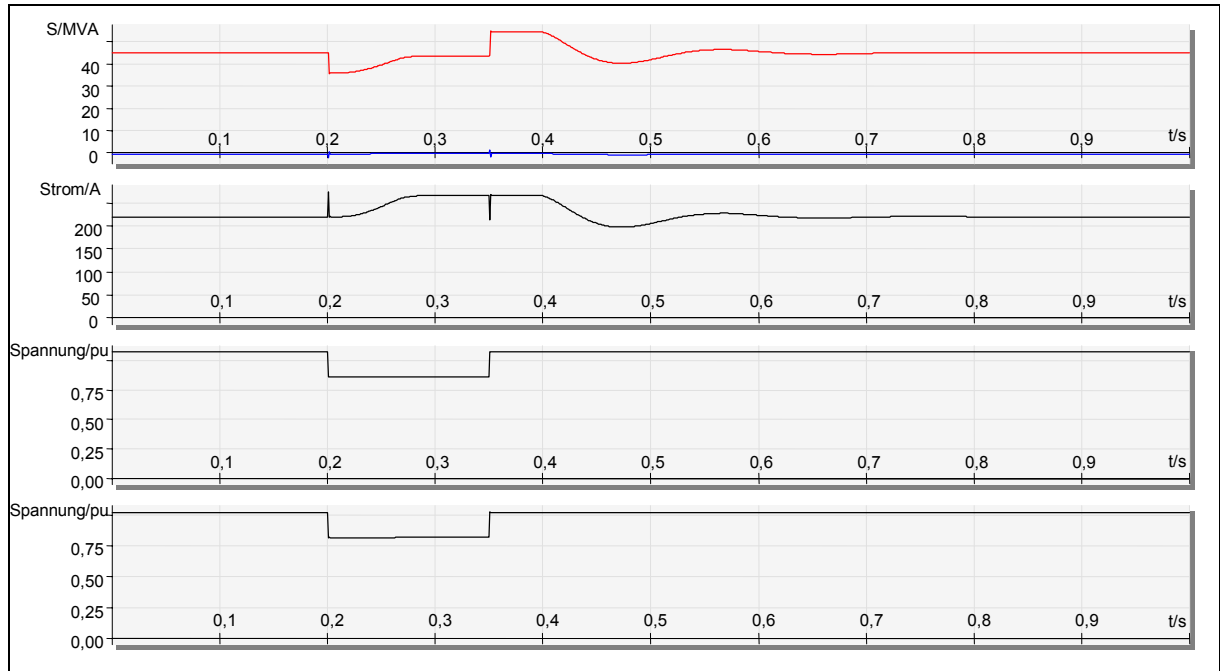


Abbildung 9-10: Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 80 % U_N am PCC P=22*2,0 MW ohne Spannungsstützung



Aufgrund des aktuellen Modellstandes der Fa. Enercon musste zur korrekten Berücksichtigung der Spannungsstützung für das Modell der Synchronmaschine mit Vollumrichter auf ein internes Modell zurückgegriffen werden.

Abbildung 9-11: Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 20 % U_N am PCC, P=45 MW mit Spannungsstützung

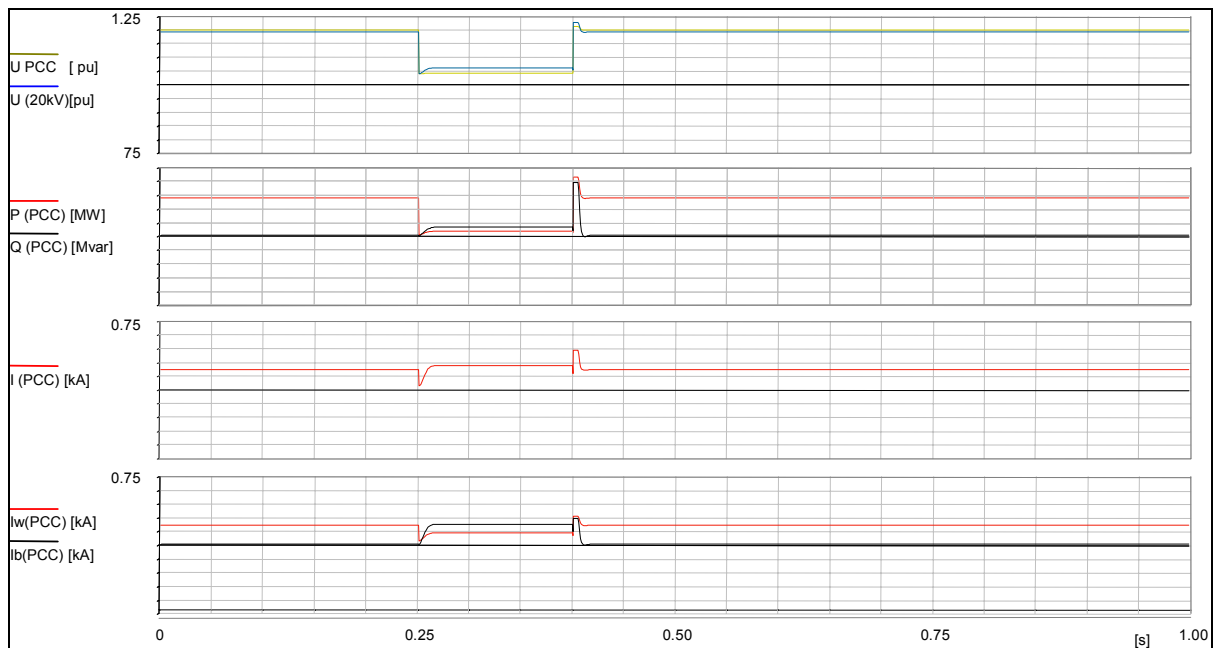
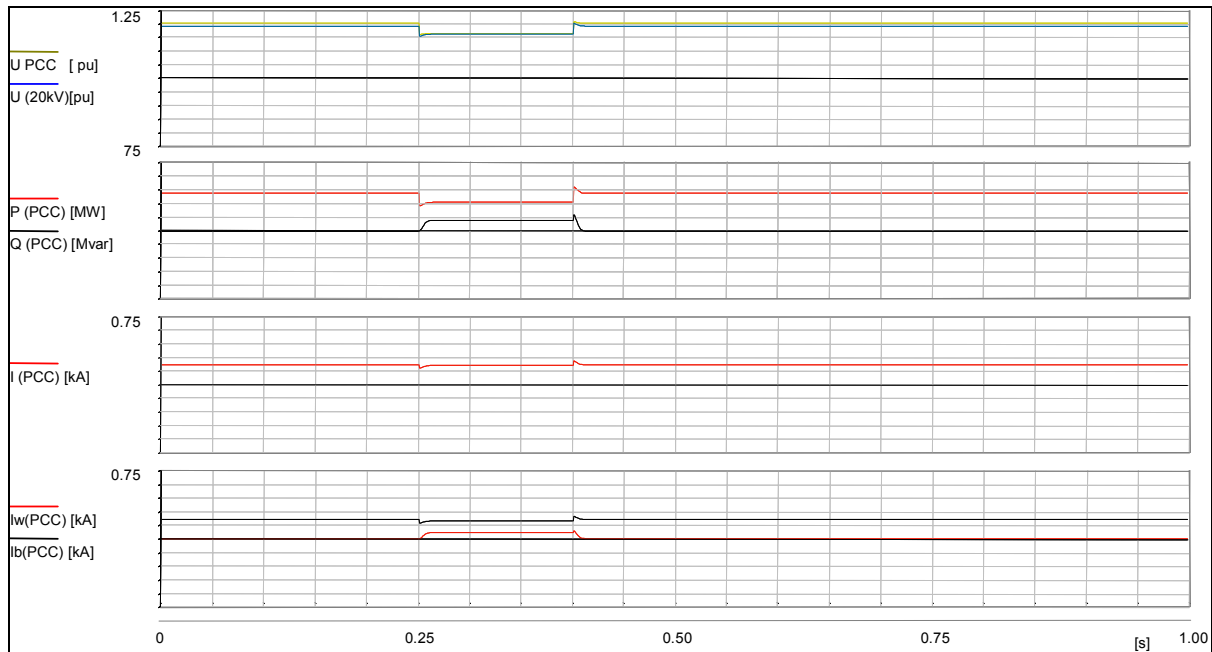


Abbildung 9-12: Verhalten der Synchronmaschine mit Vollumrichter bei einem Spannungseinbruch auf 80 % U_N am PCC, P=45 MW mit Spannungsstützung



9.2 Aufbau des dynamischen UCTE-Datensatzes

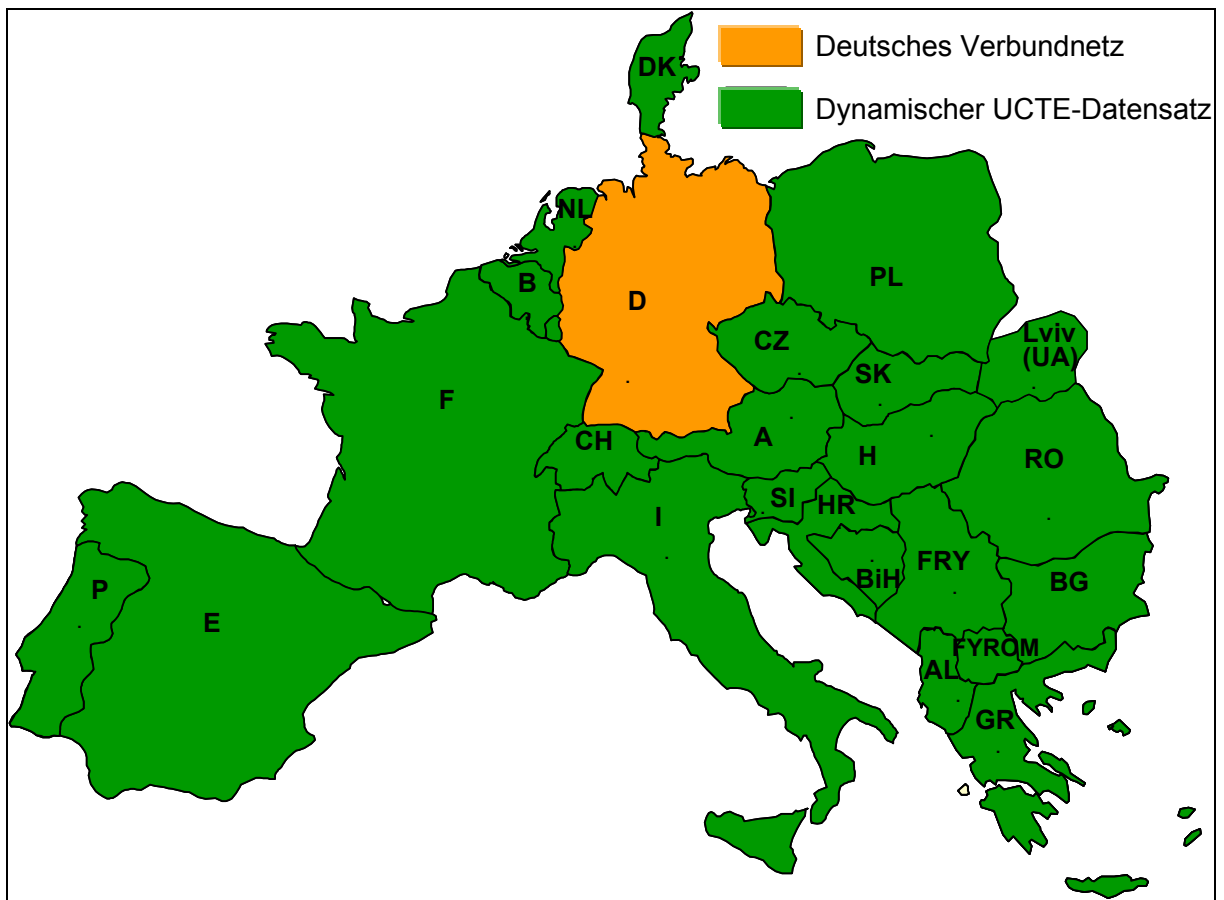
9.2.1 Erweiterung und Validierung des UCTE-Datensatzes

Der für diese Studie aktualisierte dynamische Datensatz wurde bisher für sämtliche dynamische Untersuchungen des europäischen Verbundsystems eingesetzt, die im Rahmen von UCTE Projekten durchgeführt wurden. Hervorzuheben sind die vorbereitenden Untersuchungen für den synchronen Anschluss von CENTREL und Bulgarien/Rumänien an das UCTE-System sowie die Gleichstromverbindungen nach Skandinavien. Die aus Sicht des europäischen Verbundsystems notwendigen netztechnischen Maßnahmen, die als Voraussetzung für die Kopplung weiterer Teilsysteme mit UCTE zu erfüllen waren, wurden auf Basis der Untersuchungsergebnisse definiert und von den jeweiligen ÜNB konkret umgesetzt.

Die Aktualisierung und Validierung dieses Datensatzes erfolgt in einem fortlaufenden fachlichen Dialog im Kreis internationaler Experten, der sich eng an den betrieblichen Belangen zu Fragen der Systemsicherheit orientiert und analysierte spezifische Netzzvorgänge berücksichtigt. Hierdurch wird zum einen der Datensatz ständig anhand praktisch relevanter Fragestellungen validiert und auf hohem Niveau bzgl. der detailgetreuen Nachbildung physikalischer Vorgänge weiterentwickelt. Zum anderen wird eine ständige Weiterentwicklung des Systemtechnischen Know-How's bezüglich sicherheitsrelevanter Fragen für die Planung und den Betrieb großer Verbundsysteme erreicht.

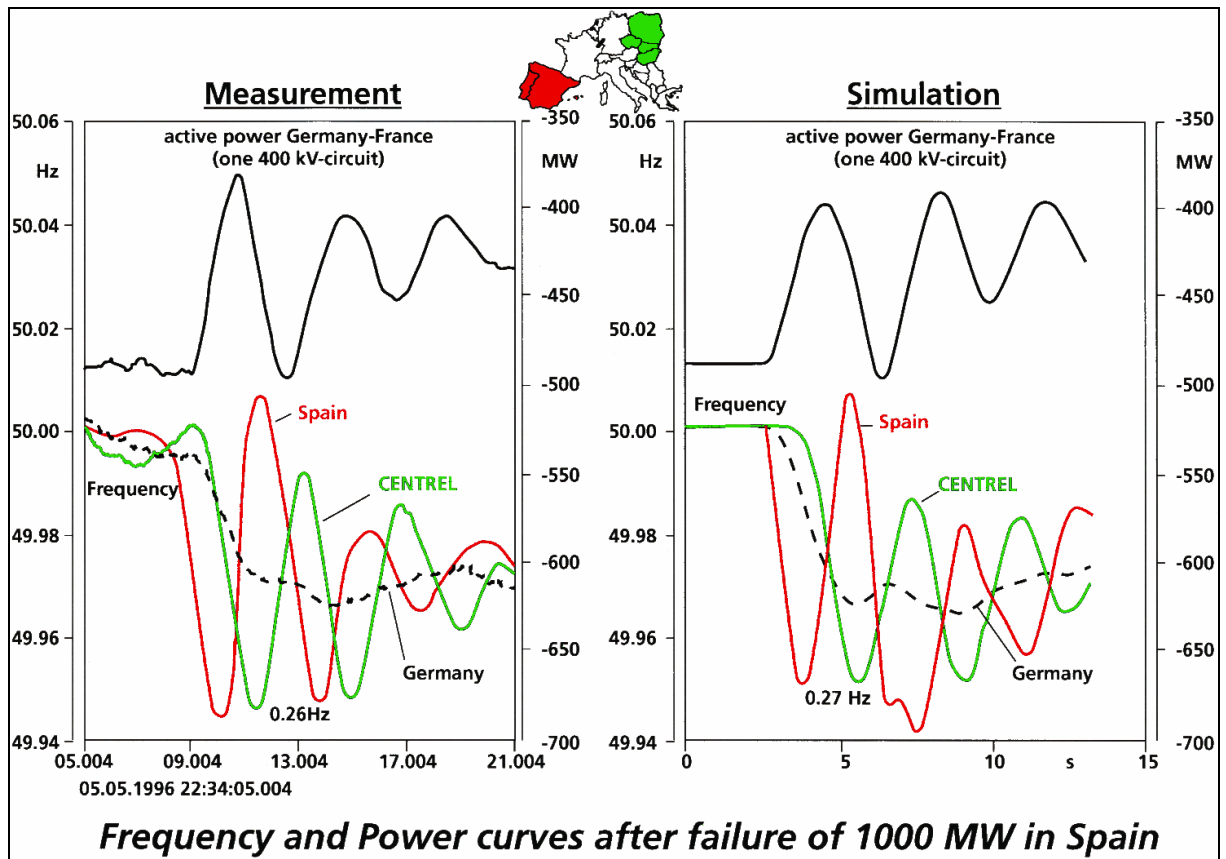
Abbildung 9-13 zeigt eine Übersicht über das nachgebildete UCTE-Verbundsystem.

Abbildung 9-13: Struktur des dynamischen UCTE-Datensatzes



Beispielsweise sei die Validierung des verwendeten dynamischen Datensatzes anhand von Messungen und Simulationen elektromechanischer Ausgleichsvorgänge erwähnt, die sich über das gesamte europäische Verbundsystem erstrecken. Abbildung 9-14 macht die gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation anhand eines Fehlers in Spanien mit einem Kraftwerksausfall von 1000 MW deutlich, in einem Vergleich des Verhaltens der Frequenz in Spanien, Deutschland und dem CENTREL-Gebiet, sowie der Wirkleistung auf einer Verbundleitung zwischen Deutschland und Frankreich.

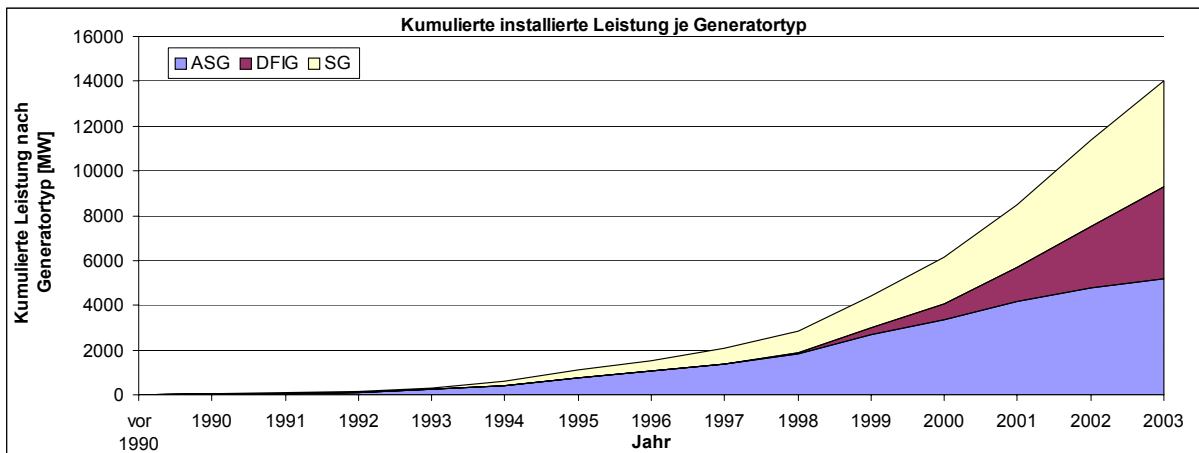
Abbildung 9-14: Vergleich Simulation und Messung für einen 1000 MW-Ausfall in Spanien



9.2.2 Aufteilung der Windenergieeinspeisung auf die unterschiedlichen Technologien

Für die folgenden dynamischen Untersuchungen wurde die im Berichtsteil Szenarien ermittelte und mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9 berücksichtigte Windenergieeinspeisung den einzelnen Netzregionen zugeordnet und auf die in der Studie zu berücksichtigenden Technologien (ASG, DFIG, SG) aufgeteilt.

Für Altanlagen bis 2003 wurden die statistischen Erhebungen aus Abbildung 9-15 (Quelle: DEWI) verwendet. Die Statistik zeigt, dass bis zum Jahr 2003 vorwiegend Asynchrongeneratoren, überwiegend in der Verteilnetzebene, aber auch an das Hochspannungsnetz angeschlossen wurden. Bei Anschlüssen an das Höchstspannungsnetz (> 220-kV) wurde davon ausgegangen, dass die Anlagen einer modernen Technik (DFIG, SG) entsprechen.

Abbildung 9-15: Kumulierte Leistung je Generatortyp geordnet nach Jahren

Nach Auswertung der bereitgestellten Daten ergibt sich bis zum Jahr 2003 ein prozentualer Anteil der unterschiedlichen Technologien entsprechend Tabelle 9-1. Diese Anteile wurden für diesen Zeitraum und für jede Netzregion gleich angesetzt.

Tabelle 9-1 : Aufteilung der Windenergieeinspeisung auf die unterschiedlichen Technologien

WEA-Typen	ASG	DFIG	SG
2003 [%]	46%	20%	34%

Tabelle 9-2: Aufteilung der im Netz verbleibenden Einspeisungen aus Altanlagen [in MW] bis zum Jahr 2015

Regionen	2007	2010	2015
1	4650	4350	3950
2/3/4	5650	5400	5050
5/6	1650	1450	1050
Summe	11950	11200	10050

Für die Jahre nach 2003 wurden nur modernste regelbare Anlagentechnologien (DFIG, SG je 50%) in den Berechnungen eingesetzt. Es wurde unterstellt, dass alle nach 2003 in Betrieb gegangenen Anlagen die erweiterten Anforderungen der GridCodes bezüglich **schneller Wirkleistungsbereitstellung, rückwirkungsfreier Betrieb** (Recovery-Verhalten) und **sofortiger Spannungsstützung** bei Fehlereintritt und nach Fehlerklärung erfüllen und FRT-fähig sind. **Damit sind die Windenergieanlagen entsprechend der technischen Möglichkeiten bestehender und zukünftiger Anlagentechnik im Verteilungs- und Übertragungsnetz (Verhalten bei Netzstörungen, Beitrag zur Kurzschlussleistung etc.) in den Untersuchungen berücksichtigt.** Tabelle 9-2 zeigt die resultierende Windeinspeisung aus Altanlagen, die bis zum Zeithorizont 2015 im deutschen Verbundnetz trotz Repowering verbleibt.

9.2.3 Nachbildung der unterlagerten 110-kV- und MS-Netze

Die 110-kV-Netze wurden in den Windeinspeiseregionen detailliert nachgebildet. Die Windparks wurden umspannwerksscharf modelliert. Das Regionenmodell für Windparks, die an das 20-kV-Netz angeschlossen sind, berücksichtigt auch den 20-kV-Netzteil und die zur Umspannung erforderlichen 110/20-kV und 20/0,69-kV Transformatoren.

Dies stellt eine Abweichung zu der in Integral für die stationären Berechnungen gewählte reduzierte Darstellung der 110-kV-Netze dar. Diese erweiterte Modellierung ist notwendig, um den Spannungstrichter während eines Kurzschlusses mit möglichst hoher Genauigkeit zu bestimmen.

Die geänderte Nachbildung der 110-kV-Netze und die Berücksichtigung der Verteilnetzebene können unwesentliche Abweichungen der Lastflussergebnisse zwischen den Integral- und Nctomac-Rechnungen verursachen. Die Feinabstimmung der Datensätze wurde so durchgeführt, dass die Basisfälle der Varianten für die dynamischen Berechnungen von den Basisfällen der stationären Lastflussberechnungen nur geringfügig abweichen. Die in den Untersuchungen sich aufgrund der unterschiedlichen Modellierung einstellenden geringen Abweichungen in der Ausgangslastflusssituation haben keine Auswirkungen auf die Aussagekraft der Ergebnisse der dynamischen Berechnungen dieser Studie.

9.2.4 Einbindung der Onshore-Anlagen

Die Netzanbindung für den Onshore-Bereich erfolgt mittels zweier Transformatoren (110/20-kV und 20/0,69-kV) und einer Kabelanbindung an das 110-kV-Netz. Die in der Verteilnetzebene angesiedelte Onshore-Windeinspeisung wurde umspannwerksscharf äquivalentiert und in Regionenmodelle zusammengefasst. Die Länge des Kabelnetzes im Mittelspannungsbereich wurde abgeschätzt und in den Regionenmodellen berücksichtigt. Alle regionalen Windparkmodelle wurden umspannwerksscharf aufgeteilt. Die Auslegung der Windparkanbindung richtet sich nach der maximal eingespeisten Leistung. Für die Onshore-Windparks gilt ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9.

9.2.5 Einbindung der Offshore-Anlagen

Für die Modellierung der regenerativen Stromerzeugung auf See wurde die von Siemens bzw. ABB konzipierte Systemauslegung der einzelnen Offshore-Windparks und deren Seekabelanbindungen bis zu den Netzverknüpfungspunkten berücksichtigt. Neben der Auslegung der Kabel sind in der Modellierung auch die in AS3 ermittelten Kompensationseinrichtungen enthalten.

Das Systemmodell sieht z.B. für große Nordsee-Offshore-Windparks für jeden Einspeiseknoten zwei große Windparkäquivalente vor, die über 150 km bzw. 100 km lange 220-kV-Seekabelsysteme an eine Anlandungsplattform vor der Küste angebunden werden. Die Anzahl der parallelen Seekabelsysteme richtet sich nach der maximal eingespeisten Leistung. Auf der Anlandungsplattform wird auf 400kV hochgespannt und über mindestens zwei getrennte Sammelschienen angelandet.

Für die Offshore-WEA gilt ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,95. Für die stationären Berechnungen wurde ein Verlustfaktor von 5% angenommen. Für die dynamischen Berechnungen werden die realen Verluste entsprechend der seeseitigen Modellierung bis zum Netzanchlusspunkt bestimmt.

Die Offshore-Windparks trennen sich für Nahfehler mit Fehlerklärungszeiten von 150 ms nicht vom Netz. Der Stützungsbeitrag erfolgt sofort nach Fehlereintritt. Bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10% des Effektivwertes der Generatorklemmenspannung wird ein Blindstrom als Spannungsstützungsbeitrag mit einem Faktor von 2% des Nennstromes je Prozent des Spannungseinbruches auf den Arbeitspunkt aufgeschaltet.

Für das Szenario 2015 wurden von ABB und Siemens keine expliziten Berechnungen durchgeführt. Es wurde aber bereits für das Szenario 2020 nachgewiesen, dass die Abführung der seeseitigen Erzeugung bis an Land technisch machbar ist. Da für die Einbindung der Offshoreanlagen für das Jahr 2015 keine seeseitigen Berechnungen zur Auslegung der Seekabel und des gesamten Windparkgebildes durchgeführt wurden, wurde auf das für 2010 von ABB und Siemens vorgeschlagene Anschlusskonzept zurückgegriffen. Die installierte Offshoreleistung wurde auf die von DEWI ermittelten Zahlen erhöht. Die Offshore-WEA wurden regionenscharf nach DEWI-Szenario durch den Aufbau zusätzlicher Windparks über Seekabelverbindungen und die zur Übertragung notwendigen Betriebsmittel an die vorgegebenen Netzanchlusspunkte im Modell berücksichtigt.

9.2.6 Abgleich zwischen stationären und dynamischen Datensätzen

Durch die umfassendere Modellierung der On- und Offshore-WEA einschließlich ihrer Netzanschlusstechnik in den dynamischen Datensätzen ergeben sich geringfügige Abweichungen zu den stationären Ergebnissen. Zu weiteren Abweichungen kommt es aufgrund der unterschiedlichen Nachbildung der europäischen Nachbarnetze. Der stationäre Datensatz berücksichtigt die UCTE-Lastflussvorschau für 2003. Der dynamische Datensatz wurde für ganz Europa zur Bearbeitung spezieller dynamischer Fragestellungen entwickelt (und fortlaufend weiterentwickelt). Insgesamt ergeben sich hierdurch zunächst Ergebnisabweichungen für die Wirk- und Blindleistungsflüsse, sowie die Netzspannung an einzelnen Netzknoten.

Durch Anpassung der dynamischen Datensätze wurde erreicht, dass die stationären Ausgangssituationen für die einzelnen Szenarien nur unwesentlich von den Ergebnissen der stationären Rechnungen abweichen. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass sowohl die stationären wie auch die dynamischen Rechnungen nur einen von vielen in der Realität denkbaren Betriebszustände darstellen, die allerdings zur Beurteilung der Netzsituation geeignet sind. Die verbleibenden geringen Ergebnissabweichungen haben keine Auswirkungen auf die Aussagekraft der Studie.

Die passiven Netzelemente der Netzregionen Ost, Nordwest, Mitte, Südost, West und Südwest wurden mittels Konvertierung aus dem stationären Datensatz des Rechenprogrammes INTEGRAL in das dynamische Simulationsprogramm NETOMAC überführt. Die Daten wurden in den dynamischen UCTE-Datensatz integriert. Die im Netz vorhandenen konventi-

onellen Kraftwerke wurden durch dynamische Modelle, incl. Turbinen- und Spannungsregler nachgebildet. Der Arbeitspunkt der einzelnen Generatoren (P, Q) wurde aus dem stationären Datensatz übernommen.

Zur Überprüfbarkeit der Übereinstimmung der verschiedenen Datenformate wurde ein überschaubarer Datensatz bestehend aus Netzeinspeisungen, Generatoren, Transformatoren, Leitungen und Lasten erstellt und vom Integral- in den Netomac-Datensatz konvertiert.

Beispielhaft ist an einem regionalen Ausschnitt deutlich erkennbar die sehr gute Übereinstimmung zwischen Spannung, Wirkleistung und Blindleistung der Lastflussergebnisse, die aus dem Integraldatensatz und die mit Hilfe des Programms Netomac erstellt wurden.

Abbildung 9-16: Ausgangsdatsatz und Lastflussergebnisse in INTEGRAL

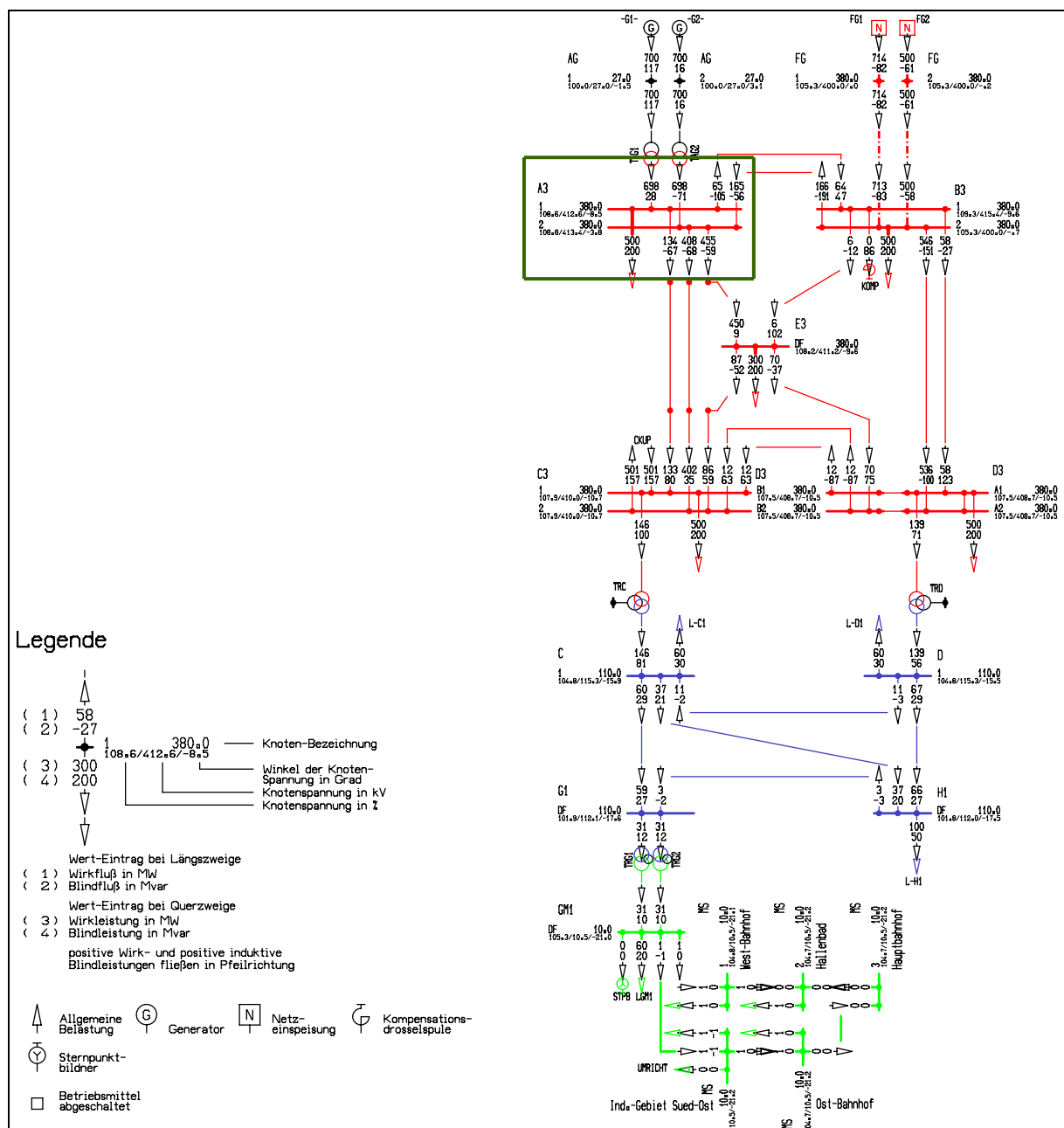


Abbildung 9-17: Lastflussergebnisse für den Ausgangsdatensatz nach der Konvertierung

U-Nenn kV	Knoten X XX	Nachbar Knoten	Zweig	U-Betrag pu	U-Winkel Grad	P-Wirk MW	Q-Blind MVar
380.000	%%A-C111	%%A-C112	C_00032	1.089	-9.412	-133.653	11.049
380.000	%%A-C111	%%A3 11	B_00032	1.089	-9.412	133.653	-11.049
380.000	%%A-C112	%%A-C111	C_00032	1.087	-9.978	133.510	25.723
380.000	%%A-C112	%%C3 11	D_00032	1.087	-9.978	-133.510	-25.723
380.000	%%A-C211	%%A-C212	C_00033	1.088	-6.468	-406.240	28.262
380.000	%%A-C211	%%A3 12	B_00033	1.088	-6.468	406.240	-28.262
380.000	%%A-C212	%%A-C211	C_00033	1.086	-8.205	404.922	-2.466
380.000	%%A-C212	%%C3 12	D_00033	1.086	-8.205	-404.922	2.466
380.000	%%A-E11A	%%A3 12	B_00034	1.087	-6.771	453.602	-23.884
380.000	%%A-E11A	%%E3 1A	C_00034	1.087	-6.771	-453.602	23.884
380.000	%%A3 11		B_00049	1.086	-8.530	-500.000	-200.000
380.000	%%A3 11	\$ZWEI003	B_00052	1.086	-8.530	698.098	28.510
380.000	%%A3 11	%%A-C111	B_00032	1.086	-8.530	-133.886	65.975
380.000	%%A3 11	%%B3 11	B_00030	1.086	-8.530	-64.166	104.492
380.000	%%A3 12	\$ZWEI004	B_00053	1.088	-3.834	698.143	-69.378
380.000	%%A3 12	%%A-C211	B_00033	1.088	-3.834	-408.255	67.700
380.000	%%A3 12	%%A-E11A	B_00034	1.088	-3.834	-456.106	58.703
380.000	%%A3 12	%%B3 12	B_00031	1.088	-3.834	166.217	-56.026
380.000	%%B3 11		B_00051	1.093	-9.672	-0.244	-86.231
380.000	%%B3 11	%%A3 11	B_00030	1.093	-9.672	64.008	46.882
380.000	%%B3 11	%%D3 1A	B_00035	1.093	-9.672	-57.762	27.260
380.000	%%B3 11	%%E3 1A	B_00037	1.093	-9.672	-6.002	12.088
380.000	%%B3 12		B_00048	1.053	-0.658	-500.000	-200.000
380.000	%%B3 12	%%A3 12	B_00031	1.053	-0.658	-167.651	190.487
380.000	%%B3 12	%%D3 1B	B_00036	1.053	-0.658	-545.486	149.695
380.000	%%B3 12	%%FG 11	B_00003	1.053	-0.658	713.793	-82.573
380.000	%%B3 12	%%FG 12	B_00004	1.053	-0.658	499.353	-57.407
380.000	%%C-E11A	%%C3 12	B_00040	1.084	-10.263	-86.655	-3.425
380.000	%%C-E11A	%%E3 1A	C_00040	1.084	-10.263	86.655	3.425
380.000	%%C3 11		B_00046	1.079	-10.801	-500.000	-200.000
380.000	%%C3 11	\$DREI005	B_00054	1.079	-10.801	-146.414	-100.034
380.000	%%C3 11	%%A-C112	D_00032	1.079	-10.801	133.261	80.033
380.000	%%C3 11	%%C3 12	B_00041	1.079	-10.801	501.368	157.340
380.000	%%C3 11	%%D3 1C	B_00038	1.079	-10.801	11.870	62.664
380.000	%%C3 12	%%A-C212	D_00033	1.079	-10.801	402.942	35.698
380.000	%%C3 12	%%C-E11A	B_00040	1.079	-10.801	86.553	58.927
380.000	%%C3 12	%%C3 11	B_00041	1.079	-10.801	-501.368	-157.289
380.000	%%C3 12	%%D3 1D	B_00039	1.079	-10.801	11.873	62.663
380.000	%%D3 1A		B_00047	1.075	-10.572	-500.000	-200.000
380.000	%%D3 1A	\$DREI006	B_00055	1.075	-10.572	-138.987	-71.552
380.000	%%D3 1A	%%B3 11	B_00035	1.075	-10.572	57.578	122.400
380.000	%%D3 1A	%%D3 1B	B_00045	1.075	-10.572	593.392	62.493
380.000	%%D3 1A	%%D3 1C	B_00043	1.075	-10.572	-11.880	86.673
380.000	%%D3 1B	%%B3 12	B_00036	1.075	-10.572	535.129	-99.238
380.000	%%D3 1B	%%D3 1A	B_00045	1.075	-10.572	-593.392	-62.443
380.000	%%D3 1C	%%C3 11	B_00038	1.075	-10.572	-11.880	86.621
380.000	%%D3 1D	%%C3 12	B_00039	1.075	-10.572	-11.883	86.622
380.000	%%D3 1D	%%E3 1A	B_00042	1.075	-10.572	70.146	75.007
380.000	%%E3 1A		B_00050	1.082	-9.686	-300.000	-200.000
380.000	%%E3 1A	%%A-E11A	C_00034	1.082	-9.686	451.132	9.921
380.000	%%E3 1A	%%B3 11	B_00037	1.082	-9.686	5.952	101.668

U-Nenn kV	Knoten X XX	Nachbar Knoten	Zweig	U-Betrag pu	U-Winkel Grad	P-Wirk MW	Q-Blind MVar
380.000	%%E3 1A	%%C-E11A	C_00040	1.082	-9.686	-86.754	52.284
380.000	%%E3 1A	%%D3 1D	B_00042	1.082	-9.686	-70.276	36.140
380.000	%%FG 11		B_00001	1.053	0.000	714.674	-81.508
380.000	%%FG 11	%%B3 12	B_00003	1.053	0.000	-713.674	82.508
380.000	%%FG 12		B_00002	1.053	-0.198	499.785	-60.530
380.000	%%FG 12	%%B3 12	B_00004	1.053	-0.198	-499.785	58.530
110.000	%%C 51		B_00023	1.047	-15.936	-60.000	-30.000
110.000	%%C 51	\$DREI005	B_000542	1.047	-15.936	145.998	81.385
110.000	%%C 51	%%D 51	B_00018	1.047	-15.936	11.257	-2.090
110.000	%%C 51	%%G1 5A	B_00019	1.047	-15.936	-59.733	-28.723
110.000	%%C 51	%%H1 5A	B_00020	1.047	-15.936	-37.495	-20.561
110.000	%%D 51		B_00024	1.048	-15.531	-60.000	-30.000
110.000	%%D 51	\$DREI006	B_000552	1.048	-15.531	138.628	56.545
110.000	%%D 51	%%C 51	B_00018	1.048	-15.531	-11.280	2.804
110.000	%%D 51	%%H1 5A	B_00021	1.048	-15.531	-67.329	-29.343
110.000	%%G1 5A	\$DREI001	B_00026	1.019	-17.699	-31.131	-12.313
110.000	%%G1 5A	\$DREI002	B_00027	1.019	-17.699	-31.131	-12.313
110.000	%%G1 5A	%%C 51	B_00019	1.019	-17.699	58.947	26.898
110.000	%%G1 5A	%%H1 5A	B_00022	1.019	-17.699	3.315	-2.271
110.000	%%H1 5A		B_00025	1.018	-17.553	-100.000	-50.000
110.000	%%H1 5A	%%C 51	B_00020	1.018	-17.553	37.000	20.082
110.000	%%H1 5A	%%D 51	B_00021	1.018	-17.553	66.366	26.932
110.000	%%H1 5A	%%G1 5A	B_00022	1.018	-17.553	-3.319	3.009
27.000	%%AG 71		B_00028	1.000	-1.569	699.811	117.454
27.000	%%AG 71	\$ZWEI003		1.000	-1.569	-699.811	-117.454
27.000	%%AG 72		B_00029	1.000	3.022	699.828	16.320
27.000	%%AG 72	\$ZWEI004		1.000	3.022	-699.828	-16.320
10.000	%%GM1 7A		B_00011	1.052	-21.133	-60.000	-20.000
10.000	%%GM1 7A	\$DREI001	B_000262	1.052	-21.133	31.028	9.799
10.000	%%GM1 7A	\$DREI002	B_000272	1.052	-21.133	31.028	9.799
10.000	%%GM1 7A	%%MS 71	B_00005	1.052	-21.133	-1.007	0.953
10.000	%%GM1 7A	%%MS 75	B_00010	1.052	-21.133	-1.007	0.080
10.000	%%MS 71		B_00012	1.047	-21.234	-0.500	-0.250
10.000	%%MS 71	%%GM1 7A	B_00005	1.047	-21.234	1.002	-0.004
10.000	%%MS 71	%%MS 72	B_00006	1.047	-21.234	-0.502	0.255
10.000	%%MS 72		B_00013	1.045	-21.345	-0.500	0.250
10.000	%%MS 72	%%MS 71	B_00006	1.045	-21.345	0.500	-0.226
10.000	%%MS 72	%%MS 73	B_00007	1.045	-21.345	0.000	-0.025
10.000	%%MS 73	%%MS 72	B_00007	1.045	-21.334	0.000	0.054
10.000	%%MS 73	%%MS 74	B_00008	1.045	-21.334	0.000	-0.054
10.000	%%MS 74		B_00014	1.045	-21.316	-0.500	-0.311
10.000	%%MS 74	%%MS 73	B_00008	1.045	-21.316	0.000	0.084
10.000	%%MS 74	%%MS 75	B_00009	1.045	-21.316	0.500	0.228
10.000	%%MS 75		B_00015	1.047	-21.323	-0.500	0.550
10.000	%%MS 75	%%GM1 7A	B_00010	1.047	-21.323	1.002	-0.352
10.000	%%MS 75	%%MS 74	B_00009	1.047	-21.323	-0.502	-0.199

9.3 Ermittlung der Erzeugungsausfälle bei Kurzschlüssen im HÖS-Netz

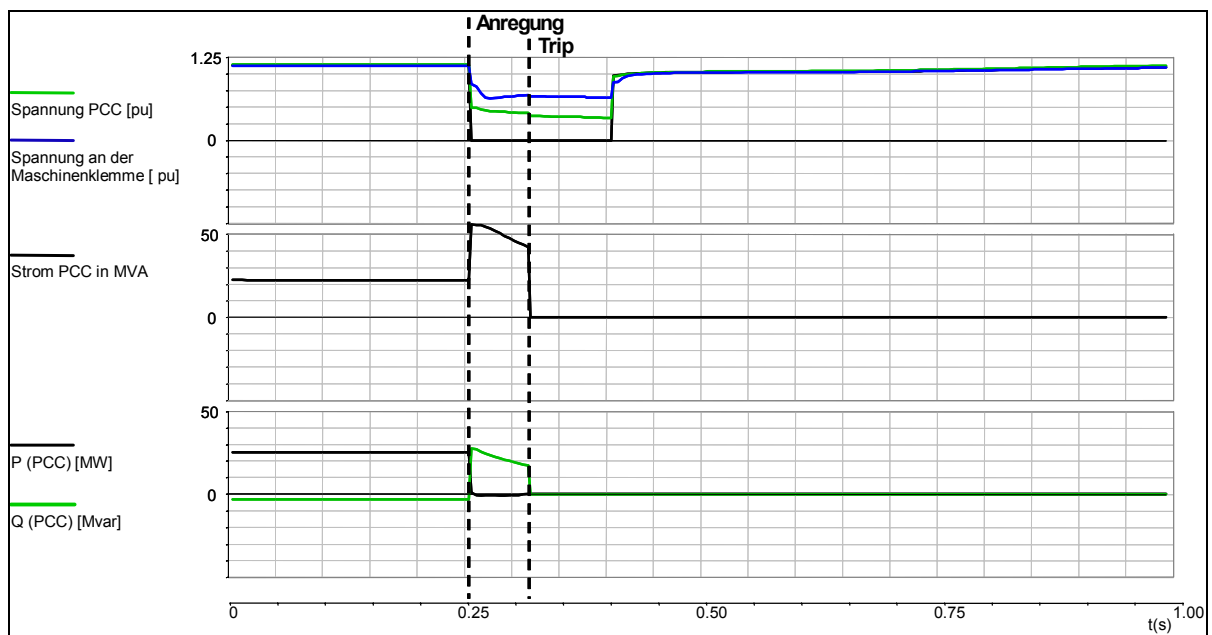
Die zu ermittelnde Ausfalleistung für die ausgewählten Fehlerfälle erfolgt über Aufsummierung der zeitlichen Verläufe von Wirk- und Blindleistung der einzelnen Windparks für die einzelnen Netzregionen. Die Leistungen werden an den einzelnen Netzverknüpfungspunkten gemessen. Für die einzelnen Netzregionen werden die Messwerte aufsummiert und geplottet. Die verbleibende Windeinspeisung am Netz nach dem Fehler kann dann unmittelbar dem Plot entnommen werden. Als Beispiel wird ein Plot in Kapitel 9.4.2 für ein Fehlerszenario aufgezeigt.

9.4 Untersuchungsergebnisse

9.4.1 Szenario 2003

Für das Basisszenario wurden alle bis Ende 2003 in Deutschland angeschlossenen Windenergieanlagen im UCTE-Datensatz entsprechend den Anschlussbedingungen für Altanlagen dynamisch berücksichtigt. Die drei beschriebenen WEA-Typen wurden entsprechend der tatsächlichen regionalen Verteilung im Modell des Übertragungsnetzes eingebunden. Ein wesentliches Merkmal bereits installierter WEA ist, dass sich die einzelne Windenergieanlage vom Netz trennt, wenn die Klemmenspannung am Generator 80% der Nennspannung unterschreitet.

Abbildung 9-18: Schutzauslösung für bereits angeschlossene Windenergieanlagen



Gemäß TransmissionCode und UCTE Standard dürfen Netzfehler, die vom Netzschutz konzeptgemäß geklärt werden, grundsätzlich nicht zu einem Ausfall von Einspeisungen führen (Ausnahme: Fehler auf Sammelschienen und Blockleitungen).

Diese Forderung muss u. a. vor dem Hintergrund gesehen werden, dass durch fortschreitende Wetterfronten atmosphärische Einwirkungen innerhalb eines sehr kurzen Zeitintervalls zahlreiche Fehler auf Hochspannungsfreileitungen verursachen können. Damit es hierbei nicht zu unkontrollierbaren und für das Verbundsystem nicht beherrschbaren Erzeugungsausfällen kommt, müssen alle Erzeugungseinheiten eine ausreichende Robustheit gegenüber konzeptgemäß geklärten Netzfehlern gewährleisten.

Für WEA haben die Untersuchungen und auch die Praxis jedoch gezeigt, dass im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, Windparks oder auch einzelne Windenergieanlagen sich aufgrund der Abschaltkriterien nicht nur bei Sammelschienenfehlern vom Netz trennen, sondern auch bei Leitungsfehlern im 380 kV-Netz, die zu einem kurzzeitigen Spannungseinbruch auch in allen unterlagerten Spannungsebenen führen. Diese unselektive Abschaltung - das heißt vom Fehler nicht betroffene - Netzelemente (hier WEA) verstößt gegen die Grundsätze des Verbundbetriebes zur Vermeidung von Großstörungen.

Dieses nur aus Sicht der Auslegung von Verteilnetzen geforderte Verhalten von WEA stellt heute eine Gefährdung der Systemsicherheit dar, da es bei Störungen im Übertragungsnetz wegen des dann weiträumigen Spannungstrichters zu einem spontanen, sehr hohen Ausfall von Einspeisungen aus WEA's kommen kann.

Die Ausprägung des Spannungstrichters, der zu aus System-sicht unzulässigen Abschaltungen von WEA führt, hängt von zahlreichen Faktoren ab. Neben der Netzvermaschung und Höhe der Netzbelastung hat die Verteilung der spannungsstützenden konventionellen Erzeugungseinheiten den dominanten Effekt. Da die zur Zeit existierenden WEA während der Dauer des Netzfehlers kaum einen spannungsstützenden Beitrag liefern, nimmt die Ausdehnung des Spannungstrichters und damit die Ausfalleistung von WEA erheblich zu, wenn in dem von dem Netzfehler betroffenen Netzgebiet konventionelle Erzeugungseinheiten stillgelegt bzw. vorübergehend verdrängt werden.

Die Simulationen ergeben hohe aus Sicht der Systemsicherheit nicht akzeptable Ausfall-Leistungen von Windkraftanlagen. Exemplarisch wurden dreipolige Fehler auf Freileitungen nahe den Umspannwerken Dollern (Netzregion Nordwest) bzw. Wolmirstedt (Netzregion Ost) auf der 380-kV-Ebene angenommen, die nach 150 ms durch Abschaltung der Leitung konzeptgemäß geklärt werden.

Mit der Annahme, dass vor Eintritt des Fehlers eine Windenergie von ca. 5800 MW in den Regionen Nordwest und Mitte, bzw. ca. 4900 MW in der Netzregion Ost eingespeist wurden, ist aufgrund des großflächigen Spannungseinbruches mit einem Ausfall von bis zu 3000 MW (bei einem Fehler nahe Dollern) bzw. 4000 MW (bei Fehler nahe Wolmirstedt) an Onshore-Windleistung zu rechnen.

In den untersuchten Fällen wird jeweils durch ein einziges Fehlerereignis die gesamte im UCTE-Netz vorgehaltene Primärregelleistung (3000 MW) zur Kompensation des spontanen Erzeugungsausfalls in Anspruch genommen, bzw. es wird die verfügbare Primärregelleistung sogar überschritten. Dies ist keineswegs mehr konform mit den Standards und Absprachen im Rahmen des UCTE-Verbundbetriebs. Es ist dafür Sorge zu tragen, dass die Inanspruchnahme der Primärregelleistung bezüglich Höhe und Häufigkeit innerhalb der UCTE auf dem bisherigen Niveau begrenzt bleibt.

Es ist daher zu gewährleisten, dass mit weiterem Ausbau der Windkraftnutzung heute bereits bei einfachen Netzfehlern auftretende großflächige Erzeugungsausfälle im Rahmen der technischen Machbarkeit auf ein Mindestmaß reduziert werden. Die Einhaltung erweiterter Anforderungen an das dynamische Verhalten von WEA und ihre unselektive Abschaltung erst bei wesentlich tieferen Spannungen und/oder größerer Zeitverzögerung ist deshalb zwingend notwendig - auch im Zuge von Erneuerung und Repowering von WEA. Aber nicht nur die Anforderungen an Neuanlagen müssen über das heutige Maß hinausgehen, auch die Abschaltkriterien der Altanlagen müssen dringend überdacht und, soweit technisch möglich, angepasst werden.

Tabelle 9-3 : Ausfall der Onshore-Windleistung aufgrund des großflächigen Spannungseinbruchs (Fehler nahe Dollern) für das Szenario 2003

Region	Windeinspeisung vor Fehlereintritt [MW]	Verbleibende Windeinspeisung nach Fehlerklärung [MW]	Ausgefallene Windeinspeisung durch den Leitungsfehler [MW]
Nordwest	4200	1850	2350
Mitte	1550	1100	450
Summe	5750	2950	2800

Tabelle 9-4 : Ausfall der Onshore-Windleistung aufgrund des großflächigen Spannungseinbruchs (Fehler nahe Wolmirstedt) für das Szenario 2003

Region	Windeinspeisung vor Fehlereintritt [MW]	Verbleibende Windeinspeisung nach Fehlerklärung [MW]	Ausgefallene Windeinspeisung durch den Leitungsfehler [MW]
Ost	4950	2050	2900
Mitte	1590	600	990
Summe	6540	2650	3890

9.4.2 Untersuchungsergebnisse für die Szenarien 2007, 2010 und 2015

Die Szenarien 2007, 2010 und 2015 wurden exemplarisch für den Fall Starklast und Starkwind dynamisch untersucht. Zusätzlich wurde gemäß Beschluss der PSG für das Szenario 2015 der Fall Schwachlast und Starkwind untersucht, insbesondere zur Beurteilung der in Kapitel 1.6 vorgeschlagenen modifizierten Abschaltkriterien von Altanlagen.

Der Datensatz für das Szenario 2003 wurde entsprechend den Ausbaustufen für die folgenden Jahre um weitere WEA-Anlagen ergänzt. Das dynamische Verhalten der ab 2004 angeschlossenen WEA einschließlich Repowering wurde entsprechend den zur Zeit des Anschlusses geltenden Netzanschlussregeln modelliert. Aufgrund des geringen Anteils an Repowering verbleibt auch bis zum Jahr 2015 noch über 11000 MW durch Altanlagen erzeugte Einspeiseleistung, die sich bei einfachen Netzfehlern teilweise vom Netz trennt.

Exemplarisch werden die folgenden Fehlerfälle bezüglich des Ausfalls an Einspeiseleistung trotz konzeptgemäßer Klärung des Fehlers für die Szenarien 2007, 2010 und 2015 ausgewertet.

- F1: 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest/Krümmel) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1290 MW).
- F2: 3-poliger 380-kV Leitungsfehler in der Netzregion 1 (Ost /Wolmirstedt)
- F3: 3-poliger 380-kV Leitungsfehler in der Netzregion 2 (Nordwest /Conneforde)

F4: 3-poliger 380-kV Leitungsfehler in der Netzregion 2 (Nordwest /Ganderkesee)

F5: 3-poliger 380-kV Leitungsfehler in der Netzregion 2 (Nordwest /Dollern)

F6: 3-poliger 380-kV Leitungsfehler in der Netzregion 2 (Nordwest/Wilster)

Tabelle 9-5: Vergleich der Windausfalleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2007 (Starklast / Starkwind)

Region	F1 [MW]	F2 [MW]	F3 [MW]	F4 [MW]	F5 [MW]	F6 [MW]
2/3	1700	250	1950	-	2700	1950
1	-	3050	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1700*	3300	1950	-	2700	1950

*zuzüglich 1290 MW Kraftwerksleistung

Tabelle 9-6: Vergleich der Windausfalleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2010 (Starklast / Starkwind)

Region	F1 [MW]	F2 [MW]	F3 [MW]	F4 [MW]	F5 [MW]	F6 [MW]
2/3	1600	50	1450	900	2500	1500
1	-	2750	-	-	-	-
5	-	-	200	-	-	-
Gesamt	1600*	2800	1650	900	2500	1500

*zuzüglich 1290 MW Kraftwerksleistung

Tabelle 9-7: Vergleich der Windausfalleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2015 (Starklast / Starkwind)

Region	F1 [MW]	F2 [MW]	F3 [MW]	F4 [MW]	F5 [MW]	F6 [MW]
2/3/4	1650	-	1900	1500	3000	1600
1	-	2100	-	-	-	-
5/6	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1650*	2100	1900	1500	3000	1600

*zuzüglich 1290 MW Kraftwerksleistung

Tabelle 9-8: Vergleich der Windausfalleistungen für verschiedene Fehlerszenarien für das Jahr 2015 (Schwachlast / Starkwind)

Region	F1 [MW]	F2 [MW]	F3 [MW]	F4 [MW]	F5 [MW]	F6 [MW]
2/3	1700	-	2000	1750	3050	1500
1	-	2500	-	-	-	-
5	-	-	200	-	-	-
Gesamt	1700*	2500	2200	1750	3050	1500

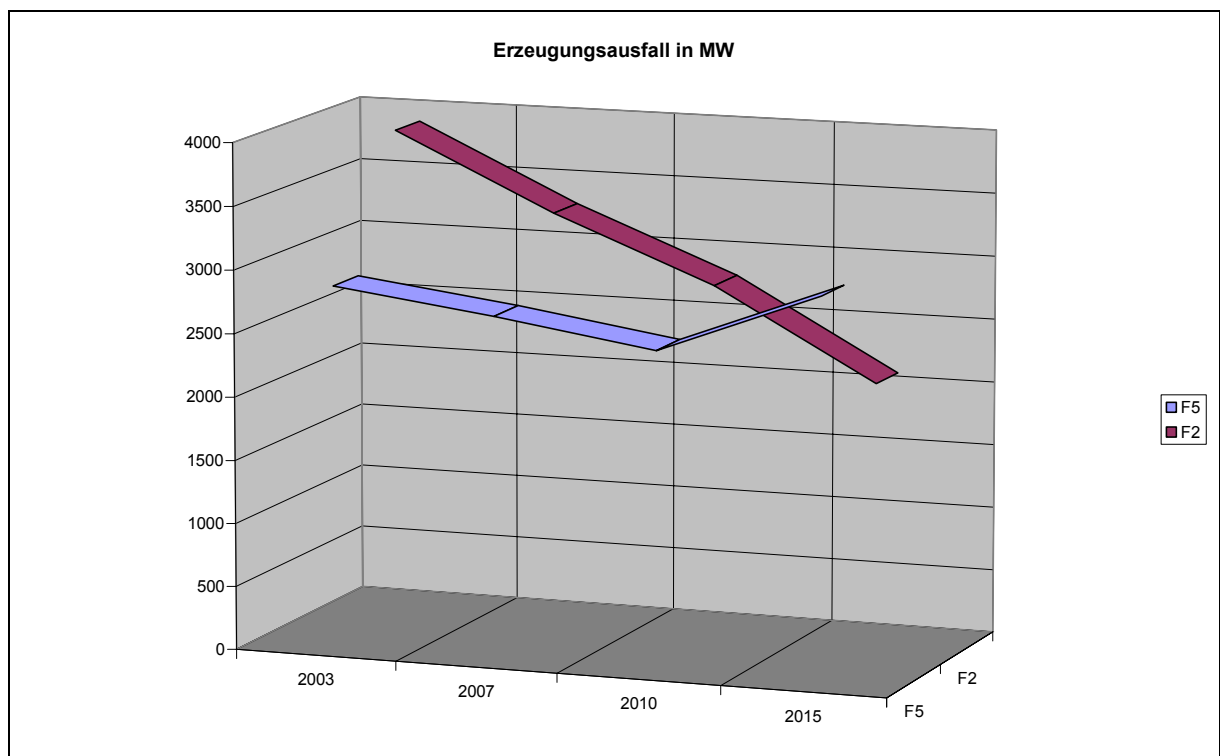
*zuzüglich 1290 MW Kraftwerksleistung

Werden die WEA-Erzeugungsausfälle bei einfachen Netzfehlern im Höchstspannungsnetz, beginnend mit dem Jahr 2003 verglichen, so reduziert sich die Ausfalleistung durch Repowering und aufgrund von zusätzlichen Anforderungen an WEA die in der Studie für alle ab 2004 angeschlossenen Anlagen unterstellt sind. Abbildung 9-19 zeigt den Rückgang des Erzeugungsausfalls für die Jahre 2007 und 2010.

Es ist aber festzustellen, dass der Erzeugungsausfall für das Jahr 2015 im Vergleich zu den Vorjahren regional durch einen größeren Spannungstrichter wieder ansteigen kann, da konventionelle Kraftwerksleistung stillgelegt, oder aufgrund der EEG-Vorrangregelung durch regenerative Erzeugung substituiert wird. Abbildung 9-19 zeigt, dass es hierdurch für den Fehlerfall F5 (Leitungsfehler in der Region Nordwest nahe Conneforde bzw. Dollern) für 2015 gegenüber 2010 zu einer Erhöhung des Erzeugungsausfalls kommt.

Insgesamt zeigt sich, dass eine **Verringerung des Spannungstrichters** und des damit verbundenen Spannungsniveaus nach Fehlereintritt auch für die Szenarien 2010 und 2015 **mit Windenergieanlagen alleine**, auch wenn sie entsprechend der technischen Möglichkeiten bestehender und zukünftiger Anlagentechnik im Verteilungs- und Übertragungsnetz Berücksichtigung finden, **nicht erreicht werden kann**.

Abbildung 9-19: Erzeugungsausfall für die Szenarien 2003 bis 2015 für zwei exemplarische Fehlerereignisse (nahe Dollern und Wolmirstedt)



In Ergänzung dazu ist beispielhaft für das Szenario F1 die Ausdehnung des Spannungstrichters in Abbildung 9-20 dargestellt.

Abbildung 9-20: Vergleich der Szenarien 2003, 2007 und 2010 und 2015 bezüglich der Spannungsstabilität und des Ausfalls von Windenergieanlagen bei konzeptgemäßer Fehlerklärung (Fehler F1) – Spannungstrichter für einen Einbruch der Generatorklemmenspannung unter 80% der Nennspannung

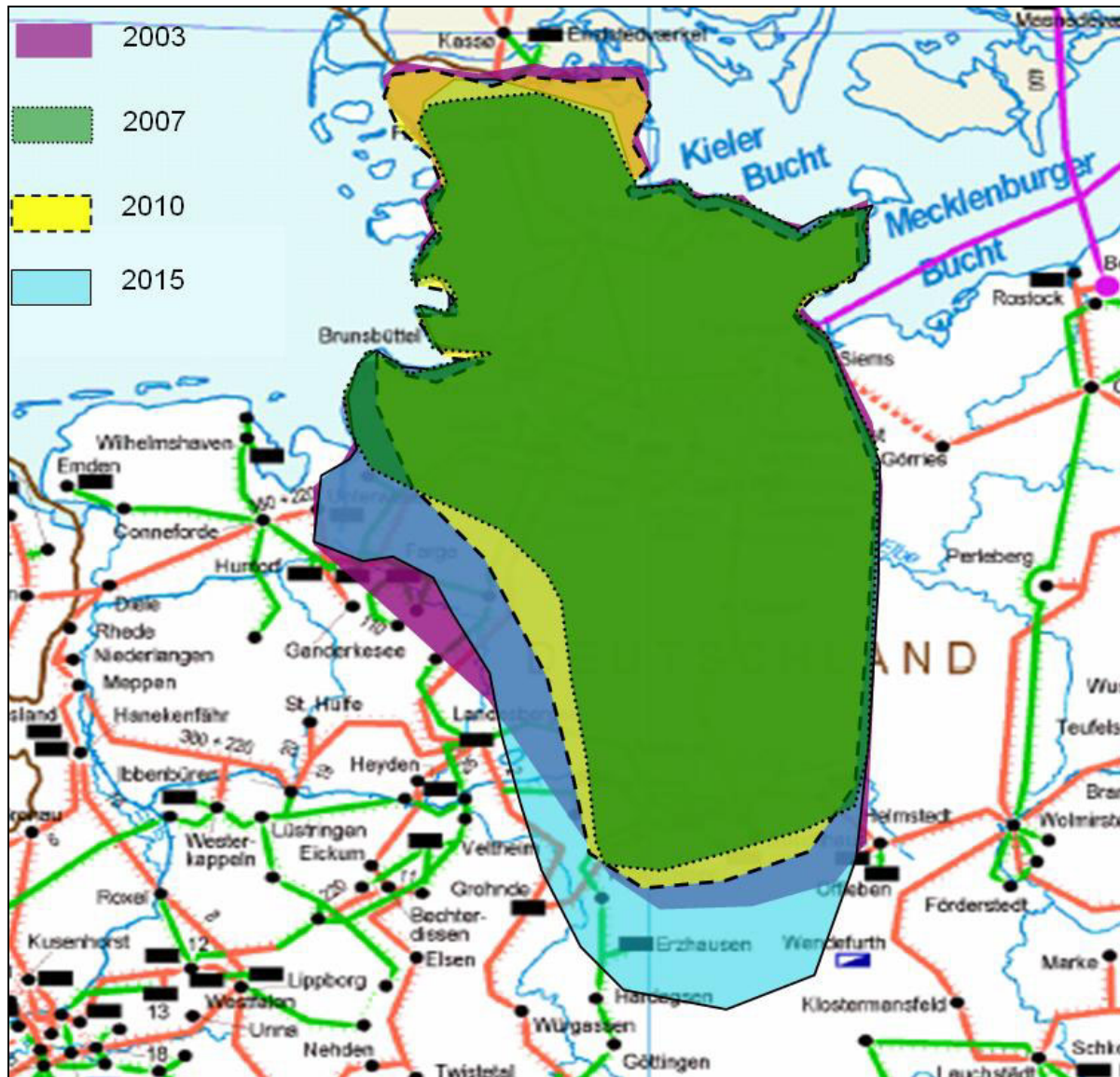


Abbildung 9-20 zeigt die Ausweitung des Spannungstrichters, insbesondere für Fehler in den Netzregionen Bereich 2 und 3, die zu den in den Tabellen 1-2 bis 1-6 genannten erhöhten Ausfall-Leistungen führt. In diesem Spannungstrichter befinden sich trotz Repowering noch viele Altanlagen, die sich nach ihren Abschaltkriterien bei Spannungseinbrüchen unselektiv abschalten und deren Ausfall-Leistung weiterhin nahezu die gesamte vorgehaltene Primärleistung des UCTE-Netzes aktiviert.

Aufgrund der Integration neuer, moderner Windenergieanlagen und gleichzeitigem Repowering wird der Ausfall an Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der neuen Anschlussbedingungen bei konzeptgemäßer Fehlerklärung für das Jahr 2007 im Vergleich zu den Untersuchungsergebnissen für das Jahr 2003 in den Fehlerfällen F2 und F5 zwar verringert, erreicht bei hoher Windeinspeisung dennoch den Auslegungsstörfall (3000 MW) der UCTE.

Abbildung 9-21: Zeitlicher Verlauf der Wirkleistung für das Fehlerszenario F5 (Dollern) für das Szenario 2015 (Schwachlast / Starkwind)

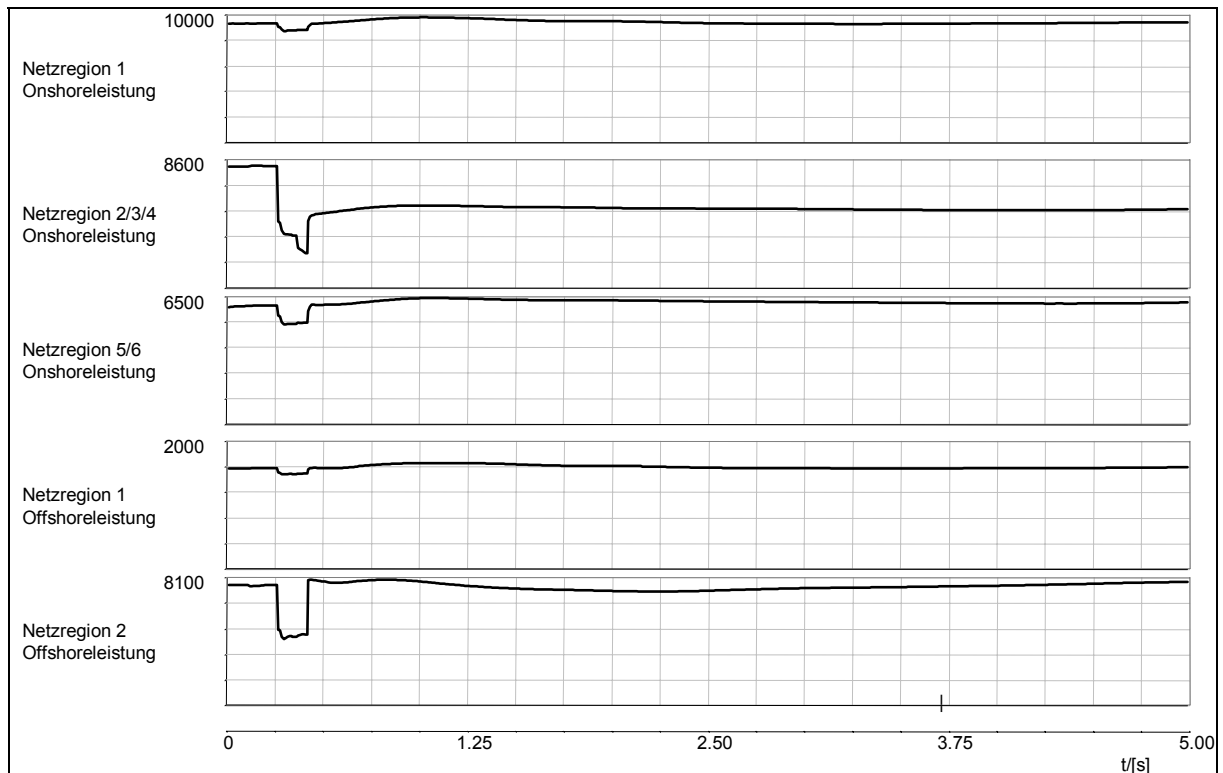


Abbildung 9-21 zeigt den zeitlichen Verlauf der Ausfalleistung für das Fehlerszenario F5 und die Anteile hierzu in den Regionen. In den Regionen 1/5/6 kommt es bei Fehlerfall (F5) zu keinem Ausfall von Altanlagen.

Für einfache Netzfehler in der Region Ost ist der Spannungstrichter noch stärker ausgeweitet als für Fehler in der Region Nordwest. Hinzu kommt, dass aufgrund der Netzvermaschung der windstarken Regionen bei Netzfehlern nahe dem UW Wolmirstedt (F2) in beiden Netzregionen WEA- Einspeisung (Altanlagen) ausfallen.

Es ist deshalb bei einigen der exemplarisch ausgewählten Fehlerfälle sogar eine Erhöhung der Ausfalleistung für das Jahr 2010 und insbesondere für den Schwachlastfall 2015 gegenüber 2007 zu verzeichnen. Dies bedeutet, dass mit den bisher beschriebenen Maßnahmen die notwendige Abhilfe nicht in ausreichendem Umfang erzielt werden kann. Hervorzuheben ist die Simulation des Fehlerfalls F5. Hier erhöht sich die Ausfall-Leistung für das Szenario 2015 im Gegensatz zu 2007 um ca. 300 MW trotz Repowering und verbesserten Neuanlagenverhalten bis auf nahezu 3000 MW

Die Erklärung für die weiterhin zu hohe Ausfalleistung liegt im Wesentlichen in den folgenden Ursachen:

- Mit der zusätzlichen windbedingten Verdrängung küstennaher konventioneller Einspeisungen entfällt deren spannungsstützende Funktion, die von den neu installierten WEA trotz verschärfter Netzanschlussregeln bei Kurzschlüssen nur zu einem geringen Teil ersetzt wird.

- Mit zunehmender Netzbelastung nehmen die Stabilitätsreserven des Übertragungsnetzes ab, was bei einem Netzfehler unter anderem zu einem bezüglich Tiefe und Ausdehnung anwachsenden Spannungstrichter führt.
- Der für den Abtransport der Windenergie notwendige Netzausbau und die erforderliche Netzvermaschung führen dazu, dass infolge der damit verbundenen engeren elektrischen Kopplung eine zunehmende Zahl von alten WEA vom Spannungseinbruch während eines Netzfehlers betroffen sind, die sich gemäß den bisherigen Anschlussbedingungen vom Netz trennen.

In Abbildung 9-20 ist die Ausprägung des Spannungstrichters am Beispiel des Fehlers F1 für die Szenarien 2003, 2007 und 2010 dargestellt. Es zeigt sich, dass auf Grund der seit 2003 geforderten Spannungsstützung von Windkraftanlagen in Verbindung mit Repoweringmaßnahmen der Spannungstrichter in dem Szenario 2007 im Vergleich zu 2003 reduziert wird. Durch die Substitution konventioneller Kraftwerksleistung durch Windkraftanlagen und durch den notwendigen Netzausbau kommt es jedoch für das Jahr 2010 wieder zu einer Ausweitung des Spannungstrichters und damit zu einem höheren Erzeugungsausfall bei Windenergieanlagen. Dieser Effekt wird verstärkt, wenn noch weniger konventionelle Kraftwerke in Betrieb sind. **Die Untersuchungen zeigen insgesamt, dass eine Entschärfung der Situation nur in Kombination mit neuen Abschaltkriterien für Altanlagen (Tabelle 9-12) herbeigeführt werden kann.**

9.4.3 Gewährleistung der Systemsicherheit bei Erzeugungsausfällen bis zu 3000 MW

Die Dimensionierung des UCTE Systems basiert darauf, einen spontanen Erzeugungsausfall von maximal 3000 MW sicher beherrschen zu können (größter zulässiger Ausfall bei einem Sammelschienenfehler). Dies bedeutet insbesondere

- Die stationäre Frequenzabweichung Δf bleibt bei einem Ausfall bis zu 3000 MW unter 200 mHz und liegt damit noch im Wirkungsbereich der Primärregelung, die eine stabile Frequenzhaltung gewährleistet.
- bei $\Delta f > 200$ mHz ist die Primärregelung vollständig erschöpft und die Frequenzabweichung wird nicht mehr durch den Eingriff der Primärregelung stabilisiert, sondern nur noch durch die Frequenzabhängigkeit der Last und ggf. bei weiterem Absinken der Frequenz durch den frequenzabhängigen Lastabwurf. Derart hohe Frequenzabweichungen beeinträchtigen den sicheren Betrieb aller am europäischen Verbundnetz angeschlossenen - insbesondere empfindlicher dezentraler in der Verteilnetzebene eingebundener - Erzeugungseinheiten und bedeuten somit ein zusätzliches Ausfallrisiko.
- Das europäische Verbundnetz ist so ausgelegt und wird so betrieben, dass 3000 MW Primärregelleistung in Folge von Erzeugungsausfällen zuverlässig übertragen werden können. Die Zulassung eines höheren Erzeugungsausfalls wäre für internationale Kuppleitungen und wichtige interne Leitungen mit einem hohen Überlastungsrisiko bis zur Schutzanregung verbunden mit nachfolgenden kaskadenartigen Leitungsüberlastungen, die zu einem Auseinanderbrechen des Verbundsystems führen können.

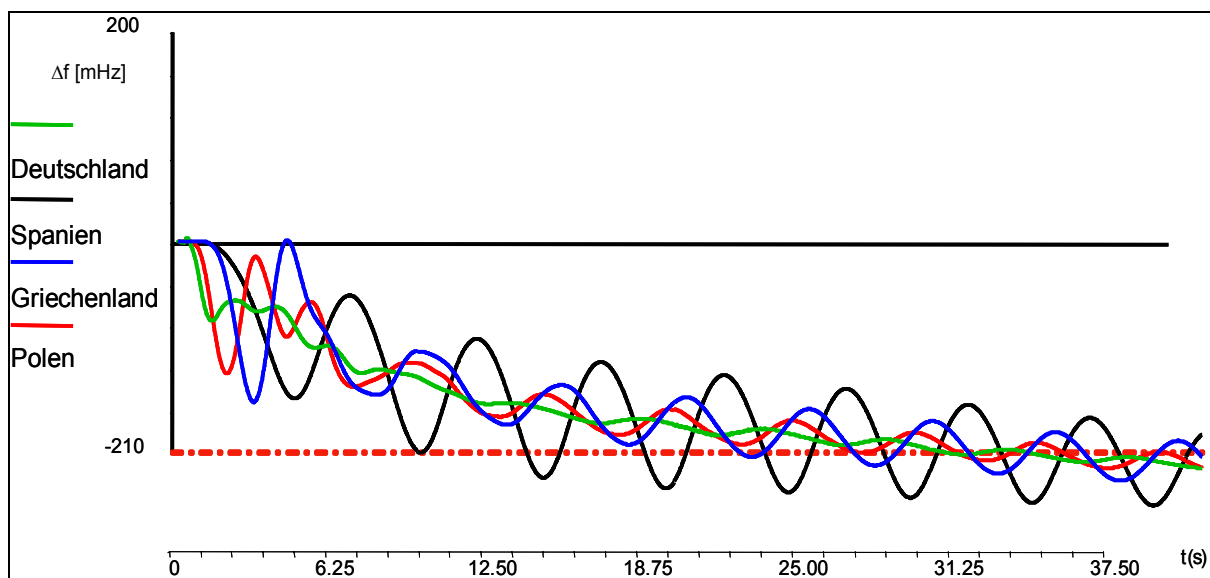
- Darüber hinaus kann die statisch-oszillatorische Stabilität, insbesondere das Pendeldämpfungsverhalten des UCTE – Systems als Ganzes, empfindlich gestört werden.

Aus den genannten Gründen wird eine potentiell Ausfallrisiko bei einfachen Fehlern oberhalb der maximal verfügbaren Primärregelleistung von 3000 MW als Systemgefährdung gemäß UCTE-Standard eingestuft. Solche gefährdeten Netzzustände sind durch geeignete Netzkonzepte zu vermeiden bzw. nach Eintreten im realen Netzbetrieb durch die Netzführung zu beseitigen.

Die dynamischen Auswirkungen eines hohen Erzeugungsausfalls, der durch die Primärregelleistung zu beherrschen ist, wird hier exemplarisch an einem Sammelschienenfehler in Brokdorf, Region Nordwest mit der ausfallenden WEA-Leistung einschließlich des Ausfalls des Kraftwerksblocks (1370MW) gezeigt.

In den folgenden Bildern sind die simulierten Frequenzabweichungen in den UCTE-Regionen Spanien, Frankreich, Deutschland, Polen und Griechenland gezeigt. Es kommt zu einer stationären Frequenzabweichung von über 210 mHz (Schwachlastfall), Abbildung 9-22, die sich abhängig von der aktuellen Netzlast noch erheblich erhöhen kann, da die Primärregelungsleistung in diesem Frequenzbereich erschöpft ist. Die Tendenz eines verschlechterten Pendeldämpfungsverhaltens ist deutlich zu sehen. Hierdurch kann es zu weiteren – für das Verbundsystem nicht mehr beherrschbaren - Erzeugungsausfällen bei den europäischen UCTE Partnern kommen, da der stabile Betrieb der Erzeugungseinheiten im Unterfrequenzbereich gefährdet ist.

Abbildung 9-22: Frequenzabweichung bei einem 3-poliger Leitungsfehler im 380-kV-Netz, Region Nordwest für den Fall 2015 (Schwachlast / Starkwind)

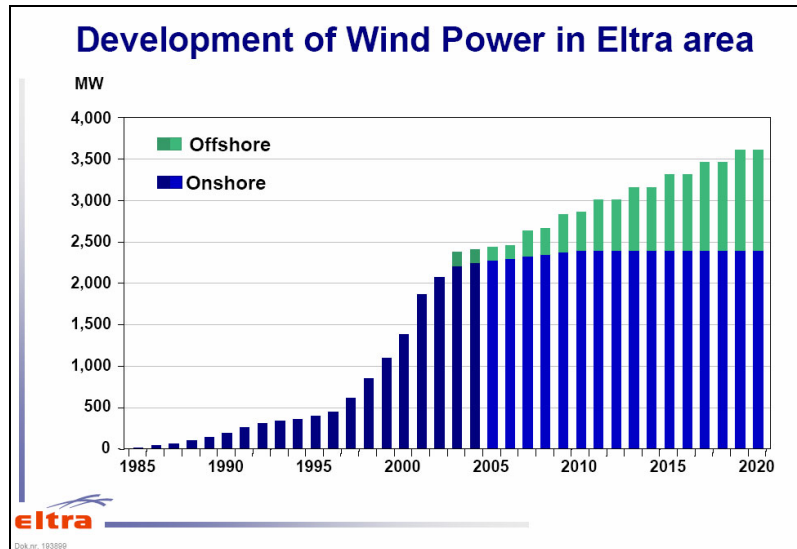


Dieser Fall zeigt, dass die Auswirkungen auf das europäische Verbundnetz nicht vernachlässigt werden dürfen und weiter zu untersuchen sind.

9.4.4 Berücksichtigung der WEA in Dänemark

Bei den bisher untersuchten Auswirkungen von Erzeugungsausfällen beschränkte sich die Simulation von WEA auf das deutsche Netz. Eine auf Deutschland begrenzte Berücksichtigung der WEA-Ausfalleistung ist insbesondere für Kurzschlüsse in Norddeutschland nicht ausreichend, da in Dänemark ca. 2400 MW WEA-Leistung installiert sind, die dieselben Abschaltkriterien haben wie deutsche Altanlagen. In Abbildung 1-20 ist die Entwicklung der WEA-Leistung in Dänemark dargestellt.

Abbildung 9-23: Windentwicklung in Dänemark



Netzstörungen in der Region Nordwest wirken sich über die Kuppelleitungen auch auf das dänische Netz direkt aus und verursachen auch dort einen Spannungseinbruch. Es muss daher davon ausgegangen werden, dass dänische WEA-Leistung bei Kurzschlüssen in der Region Nordwest gleichzeitig ausfällt und sich zu der Ausfalleistung in Deutschland addiert. Der Erzeugungsausfall der WEA-Leistung kann im Rahmen dieser Studie nicht exakt bestimmt aber überschlägig abgeschätzt werden. Abhängig vom Fehlergeschehen ist mit einem zusätzlichen Erzeugungsausfall in Dänemark in Höhe von ca. 1000 MW zu rechnen.

Tabelle 9-9: Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW)(2010 Starklast/Starkwind)

Region	Windeinspeisung vor Fehlereintritt [MW]	Verbleibende Windeinspeisung nach Fehlerklärung [MW]	Ausgefallene Windeinspeisung durch den Leitungsfehler [MW]
Dänemark	2800	1900	900
2/3/4	7690	6240	1450
Gesamt			2350
KW Brokdorf	1370	0	1370
Gesamt (ca.)			3700

Tabelle 9-10: Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW)(2015 Starklast/Starkwind)

Region	Windeinspeisung vor Fehlereintritt [MW]	Verbleibende Windeinspeisung nach Fehlerklärung [MW]	Ausgefallene Windeinspeisung durch den Leitungsfehler [MW]
Dänemark	3400	2300	1100
2/3/4	8000	6850	1150
Gesamt			2250
KW Brokdorf	1370	0	1370
Gesamt (ca.)			3600

Tabelle 9-11: Ausfall an Onshore- Windleistung bei einem 3-poliger 380-kV Sammelschienenfehler in der Netzregion 2 (Nordwest) mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (ca. 500 MW)(Schwachlast 2015/Starkwind)

Region	Windeinspeisung vor Fehlereintritt [MW]	Verbleibende Windeinspeisung nach Fehlerklärung [MW]	Ausgefallene Windeinspeisung durch den Leitungsfehler [MW]
Dänemark	3400	2300	1100
2/3/4	8000	6750	1250
Gesamt			2350
KW Brokdorf	500	0	500
Gesamt			2850

Die Tabellen zeigen, dass der Erzeugungsausfall für den Fall 2015 (Starklast/Starkwind) insgesamt zwar geringer als 2010, der regenerative Anteil aber nahezu gleich geblieben ist.

Grund für den geringeren Ausfall an Erzeugung ist alleine die angenommene Fahrweise des Kraftwerkes Brokdorf, welches aufgrund der hohen Windeinspeisung bei Schwachlast mit technischer Mindestleistung gesetzt wurde.

Für den Fall 2015 (Schwachlast/Starkwind) ergibt sich aufgrund der Einsenkung der konventionellen Kraftwerksleistung erwartungsgemäß ein geringerer Ausfall an Erzeugung im Vergleich zum Starklastfall von ca. 2900 MW. Es ist jedoch anzumerken, dass dies nur gilt, wenn bei Schwachlast keine Blöcke vom Netz genommen werden, sondern stattdessen die Einspeisungen auf Teillast abgesenkt werden. Wenn der wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz hiervon abweicht, und ein oder mehrere Blöcke vom Netz genommen werden, entfällt deren Netzstützung und es kommt zu einer Ausweitung des Spannungstrichters.

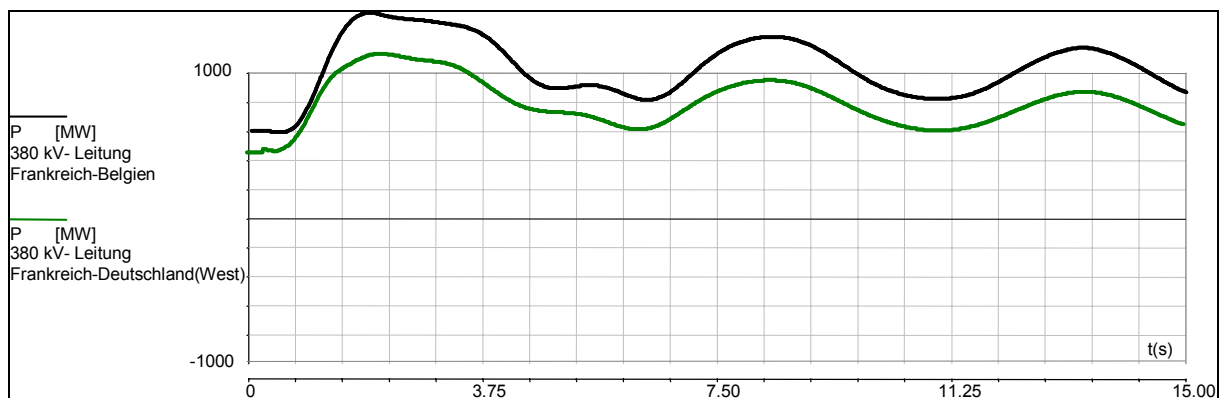
Für den Fall 2015 (Starklast/Starkwind) ergibt sich für das in Tabelle 9-10 gezeigte Fehler-szenario ein gleich bleibender Ausfall an Erzeugung im Vergleich zum Szenario 2010 (Starklast/Starkwind) von über 3500 MW.

Auf Grund der elektrischen Kopplung des deutschen Verbundsystems mit dem benachbarten Ausland wird der Spannungstrichter auch über die Landesgrenzen hinweg verschleppt, so

dass **auch für 2015 mit kritischen Erzeugungsausfällen**, sogar über die Grenze von 3000 MW hinaus, zu rechnen ist. Auch hier können **veränderte Abschaltbedingungen von Altanlagen** die Situationen entschärfen.

Abbildung 9-24 zeigt die Belastung ausgewählter 380-kV-Verbundleitungen des Erzeugungsausfalls in der Region Nordwest und Dänemark, die durch den Transport der Primärreserveleistung hoch ausgelastet werden, was den Sicherheitsabstand zu einer Schutzanregung mit nachfolgender Leitungsabschaltung erheblich reduziert. Da das Netz für eine solch hohe Belastung nicht mehr (n-1) - sicher ausgelegt ist, hätte eine Schutzauslösung eine kaskadartige Abschaltung weiterer Verbundleitungen zur Folge, was schließlich zu einer unkontrollierten Auftrennung des europäischen Verbundsystems führen kann.

Abbildung 9-24: Leistungsflüsse auf 380-kV-Verbundleitungen im benachbarten Ausland bei einem 3-poliger Sammelschienenfehler im 380-kV-Netz, Region Nordwest mit Ausfall eines Kraftwerkblockes (1370 MW) für den Fall 2010 mit Wind

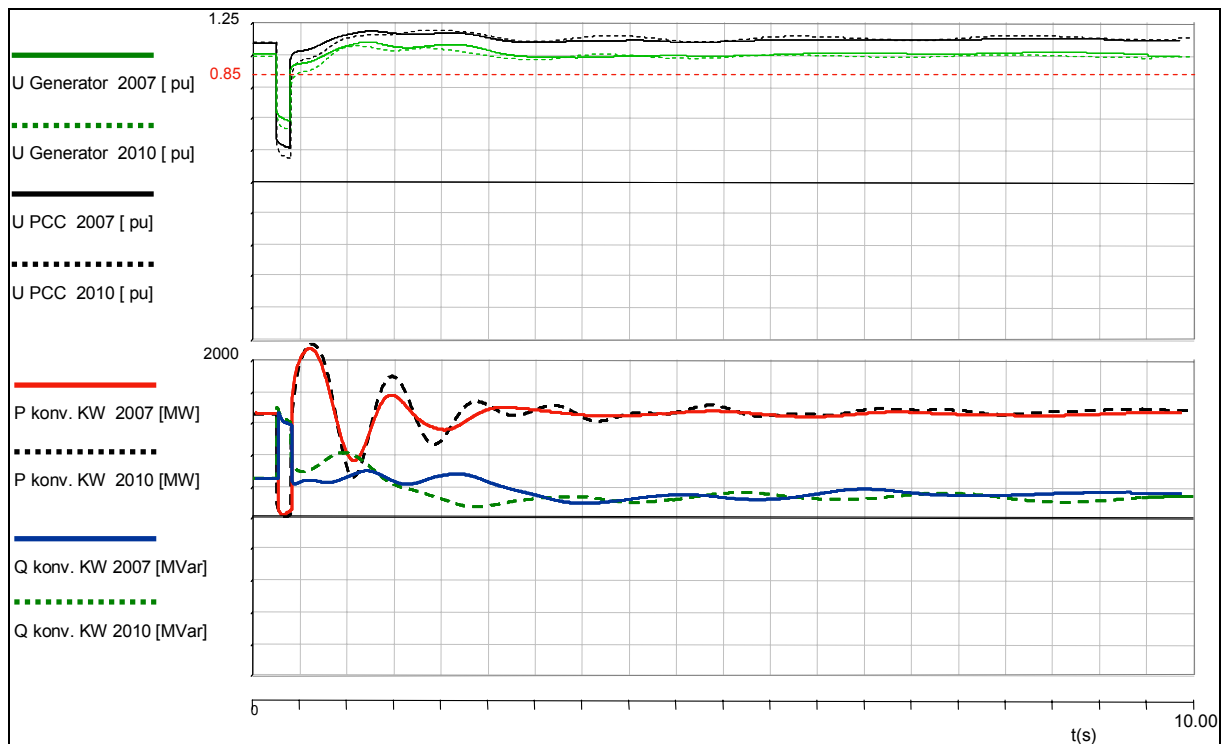


9.4.5 Substitution konventioneller Erzeugungseinheiten durch WEA

Die Erzeugung regenerativen Stromes ersetzt, abhängig von den Windverhältnissen (Starkwind, Schwachwind) und dem Strombedarf (Starklast-, Schwachlastszenario) konventionelle Kraftwerksleistung. Es wurde für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 untersucht, welchen Einfluss die Substitution konventioneller Kraftwerke durch WEA auf die transiente Stabilität hat. Die WEA wurden dabei entsprechend den Vorgaben des Fachbeirates mit einer Spannungsstützung von 2% des Nennstromes je Prozent Einbruch der Generatorklemmenspannung berücksichtigt.

Nach Auswertung der Untersuchungsergebnisse mit Substitution konventioneller Kraftwerke durch WEA wurde festgestellt, dass sich aufgrund der reduzierten Netzstützung aus konventionellen Kraftwerken und trotz der Spannungsstützung von WEA und Netzausbau das Systemverhalten über die Jahre 2003, 2007 bis hin zum Jahr 2015 tendenziell verschlechtert. Exemplarisch sei an dieser Stelle ein 3-poliger Sammelschienenfehler in der Region Nordwest für die Szenarien 2007 und 2010 (Starkwind, Starklast) aufgezeigt.

Abbildung 9-25: Verhalten eines konventionellen Kraftwerkes im Vergleich für die Szenarien 2007 und 2010 bei einem 3-poligen SS-Fehler in der Region Nordwest



Im Vergleich zu 2007 ist im Szenario 2010 zu erkennen, dass es zu einem tieferen Spannungseinbruch an der Generatorklemme des Kraftwerkes und auch zu einem tieferen Einsinken der 380-kV-Netzspannung bei Fehlereintritt kommt. Nach Fehlerklärung ist eine schleppende Erholung der Generatorspannung zu erkennen.

Die Simulationen zeigen insgesamt die Tendenz auf, dass sich aufgrund der geringeren Netzstützung durch die WEA und die Substitution konventioneller Kraftwerksleistung, was die Spannungsstabilität durch eine verminderte Kurzschlussleistung im Netz verschlechtert.

Für den Fall 2015 Starklast mit Starkwind und insbesondere für den Fall 2015 Schwachlast und Starkwind können die Ergebnisse aus 2010 fortgeschrieben werden. Aufgrund der reduzierten Einspeisung auf technische Mindestleistung der konventionellen Kraftwerke und der damit verbundenen besseren dynamischen Eigenschaften ist dieser Fall jedoch nicht mit den Starklastfällen vergleichbar.

9.4.6 Einfluss der Netzstützung auf das Spannungsniveau bei Netzfehlern

Für den Zeithorizont von 2007 bis 2015 wurde die Änderung des zeitlichen Verlaufs und damit der Spannungseinbruch bei Netzfehlern mit der kontinuierlichen Integration der Windenergie und der damit verbundenen Freisetzung, dem Redispatch und die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung analysiert.

Grundsätzlich sind folgende Effekte zu erwarten:

- In windstarken Gebieten, in denen sich die Spannungsstützung konventioneller Kraftwerke in der Höchstspannungsebene für den Fall Starkwind verringert hat oder ganz fehlt, sind größere Spannungseinbrüche bei Netzstörungen im Höchstspannungsnetz zu erwarten.
- Mit zunehmender Integration der Windenergie und gleichzeitiger geringerer Spannungsstützung im Höchstspannungsnetz ist bei Fehlerklärung aufgrund des tieferen Spannungsniveaus während des Fehlers ein ggf. schlechteres Recovery-Verhalten der Netzspannung nach Fehlerklärung zu erwarten.
- Durch den Erzeugungsausfall (Altanlagen) innerhalb eines windstarken Gebietes und des Spannungstrichters kann es ggf. nach Fehlerklärung zu einer Erhöhung der Netzspannung kommen. Diese muss innerhalb des zulässigen Spannungsbandes bleiben und entsprechend ausgeregelt werden.

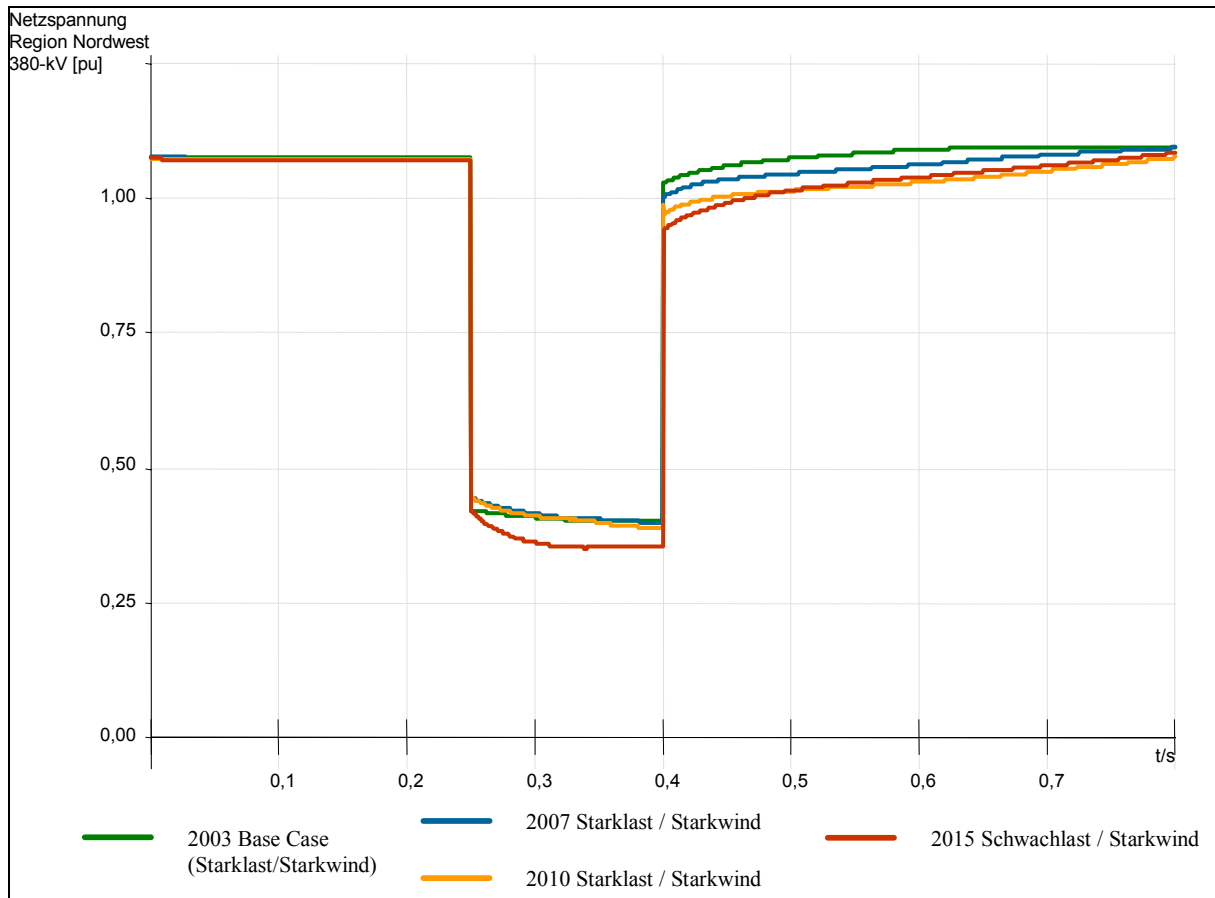
Die Untersuchungen wurden für die Starklast-/Starkwindfälle 2007 und 2010 durchgeführt. Als Grenzszenarien wurden der Referenzfall 2003 und der Fall Schwachlast/Starkwind 2015 analysiert. Für den Fall Schwachlast/Starkwind 2015 sind die größten Veränderungen zu erwarten, da es hier z.B. in der Region Nordwest zu einer Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung kommt. Des Weiteren wurde untersucht, inwieweit die die Netzstützenden Eigenschaften konventioneller Kraftwerke durch SVC-Technik ersetzt werden können. Dazu wurde an einem Kraftwerkstandort zusätzlich im Höchstspannungsnetz ein SVC mit einer Baugröße von 500 MVA zur aktiven Spannungsregelung implementiert.

In die Analyse wurden die Auswirkungen auf die 380-kV-, die 220-kV und die 110-kV-Spannungsebene für das Netzgebiet Nordwest einbezogen. Für diese Spannungsebenen wurden die Veränderungen im zeitlichen Verlauf der Netzspannung über den Zeithorizont bis 2015 aufgezeichnet.

Veränderungen im Höchstspannungsnetz

Abbildung 9-26 zeigt den zeitlichen Verlauf der Netzspannung bei einer Netzstörung im 380-kV-Netz (3-poliger Leitungsfehler nahe UW Conneforde). Im Vergleich zum Referenzfall 2003 ist für die Szenarien 2007 und 2010 kaum Unterschiede bezüglich des Spannungsniveaus direkt nach Fehlereintritt festzustellen. Diese ist aufgrund der erweiterten Anforderungen an WEA bei Netzstörungen zurückzuführen und wirkt über die 110-kV-Spannungsebene hinaus bis in die 380-kV-Ebene fort.

Abbildung 9-26: Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest



Ursache für diese Netzstützung sind moderne DFIG-WEA-Typen, die den Fehler durchfahren können und direkt nach Fehlereintritt für ca. 50 bis 100 ms einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. SG-Typen mit Vollumrichter hingegen sind nach Fehlererkennung in der Lage, einen Kurzschlussbeitrag in Höhe des Nennstromes einzuspeisen. ASG-Typen (Altanlagen) trennen sich bei Netzfehlern vom Netz. Aufgrund der schnellen Entregung moderner DFIG-WEA klingt jedoch der transiente Kurzschlussleistungsbeitrag schnell ab und das Spannungsniveau sinkt innerhalb der Kurzschlussdauer von 150 ms unter das des Referenzfalles 2003. Für das Szenario Schwachlast/Starkwind 2015 kommt es zu einer deutlichen Verringerung des Spannungsniveaus während des Netzfehlers um ca. 5%, welche zu einer Ausweitung des Spannungstrichters und damit zu einer Erhöhung des Erzeugungsausfalls, verursacht durch Altanlagen führt.

Nach Fehlerklärung ist zu erkennen, dass im Vergleich zum Referenzfall 2003 das Niveau der Netzspannung kontinuierlich absinkt, am deutlichsten für den Fall 2015 (Schwachlast/Starkwind), jedoch auch bereits für die Jahre 2007 und 2010. Durch die Abschaltung einer großen Anzahl von Erzeugungleistung ist nachfolgend ein Anstieg der Netzspannung über das Ausgangsniveau zu beobachten, die jedoch innerhalb des Spannungsbandes bleibt.

Abbildung 9-27: Vergleich des 220-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest

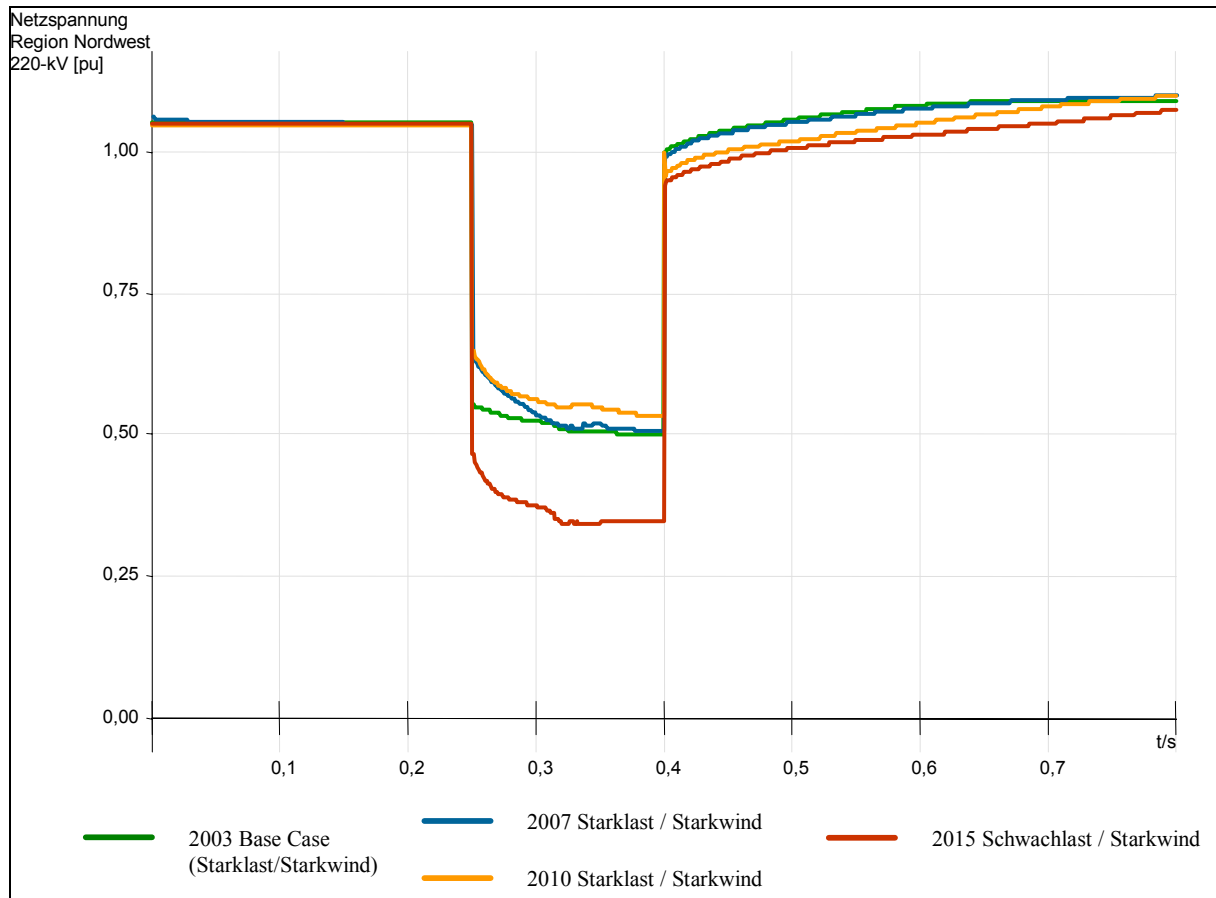


Abbildung 9-27 zeigt den zeitlichen Verlauf der Netzspannung bei einer Netzstörung im 380-kV-Netz (3-poliger Leitungsfehler nahe UW Conneforde). Im Vergleich zu Abbildung 9-26 ist im 220-kV-Netz für 2007 und 2010 eine verbesserte Netzstützung im Störfall zu erkennen. Für das Szenario 2010 (Starklast/Starkwind) wird das Spannungsniveau gegenüber dem Referenzfall 2003 sogar leicht angehoben. Das Schwachlastszenario 2015 zeigt aber einen deutlich tieferen Spannungseinbruch (ca. 15%).

Die schleppende Erholung der Netzspannung nach Fehlerklärung ist analog zu Abbildung 9-26 und auf das Verhalten von DFIG-Anlagen zurückzuführen, die auf die Spannungswiederkehr mit einer kurzzeitigen Blindleistungsaufnahme reagieren.

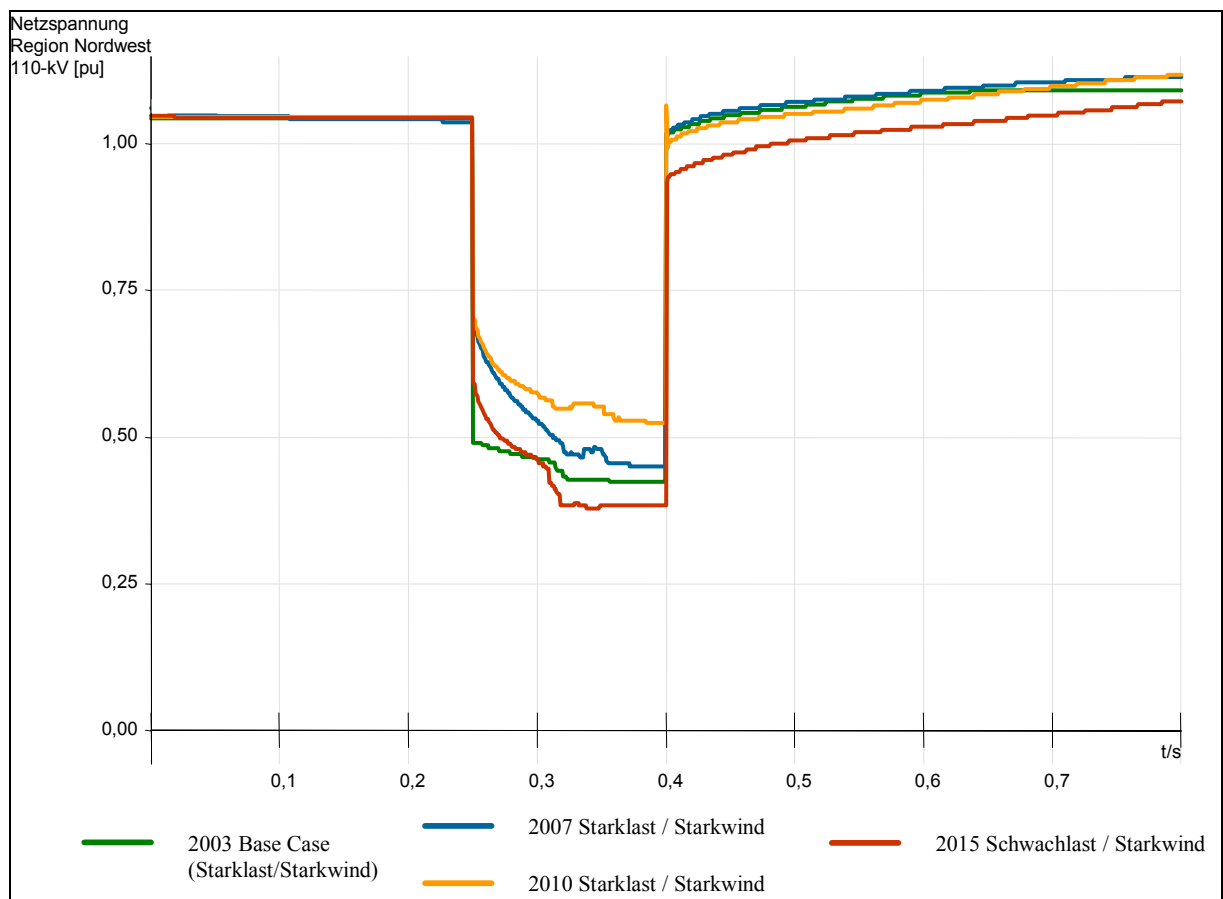
Veränderungen im Hochspannungsnetz

Im Hochspannungsnetz sind die Netzstützungseigenschaften von WEA noch deutlicher erkennbar, denn in dieser Ebene und unterlagert dazu ist der größte Teil der Onshore-Windenergie in das Netz eingebunden. Abbildung 9-28 zeigt den zeitlichen Verlauf der Netzspannung bei einer Netzstörung im Höchstspannungsnetz (110-kV, 3-poliger Leitungsfehler nahe UW Conneforde). Für die Szenarien 2007 und 2010 (Starklast/Starkwind) ist ein deutlich geringerer Einbruch der Spannung im 110 kV Netz während des Netzfehlers im Ver-

gleich zum Referenzfall 2003 zu erkennen. Diese Verbesserung wird durch den Kurzschlussstrombeitrag der in das dortige 110-kV-Netz einspeisenden WEA erreicht. Der Spannungstrichter kann dadurch reduziert und der Erzeugungsausfall verringert werden. Für diese Fälle ist die volle Netzstützung konventioneller Kraftwerke wie im Referenzfall 2003 im Höchstspannungsnetz noch wirksam, da keine konventionellen Kraftwerke in dieser Region stillgelegt wurden.

Eine Änderung erfolgt in Analogie zu den Vorgängen im Höchstspannungsnetz für das Szenario Schwachlast/Starkwind 2015, in dem es zur Übertragung des regenerativ erzeugten Stromes zu einer Verringerung der Netzstützungsmaßnahmen aufgrund der Verdrängung konventioneller Kraftwerke im Höchstspannungsnetz kommt.

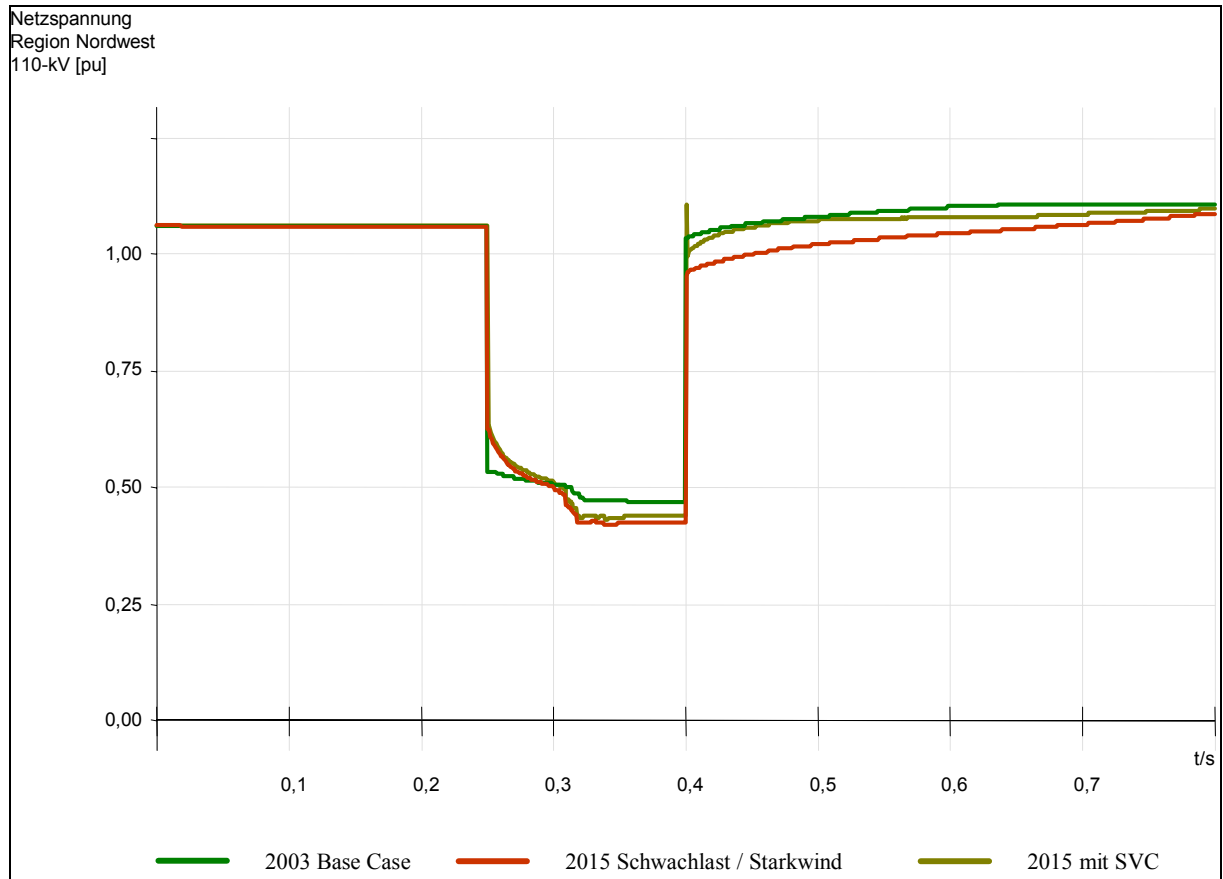
Abbildung 9-28: Vergleich des 110-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest



Im Vergleich zu dem Szenario 2010, für das durch die Netzstützungsmaßnahmen der WEA in Verbindung mit der Netzstützung im Höchstspannungsnetz eine Verbesserung des Spannungsniveaus von ca. 10% erreicht werden kann, fällt das Spannungsniveau für den Schwachlastfall 2015 um ca. 15% von diesem Wert ab. Dies hat zur Folge, dass der Spannungstrichter sich für das Szenario 2015 weiter ausweitet und der Ausfall an Erzeugungsleistung wieder ansteigt.

Einsatz von SVC-Technik im Höchstspannungsnetz

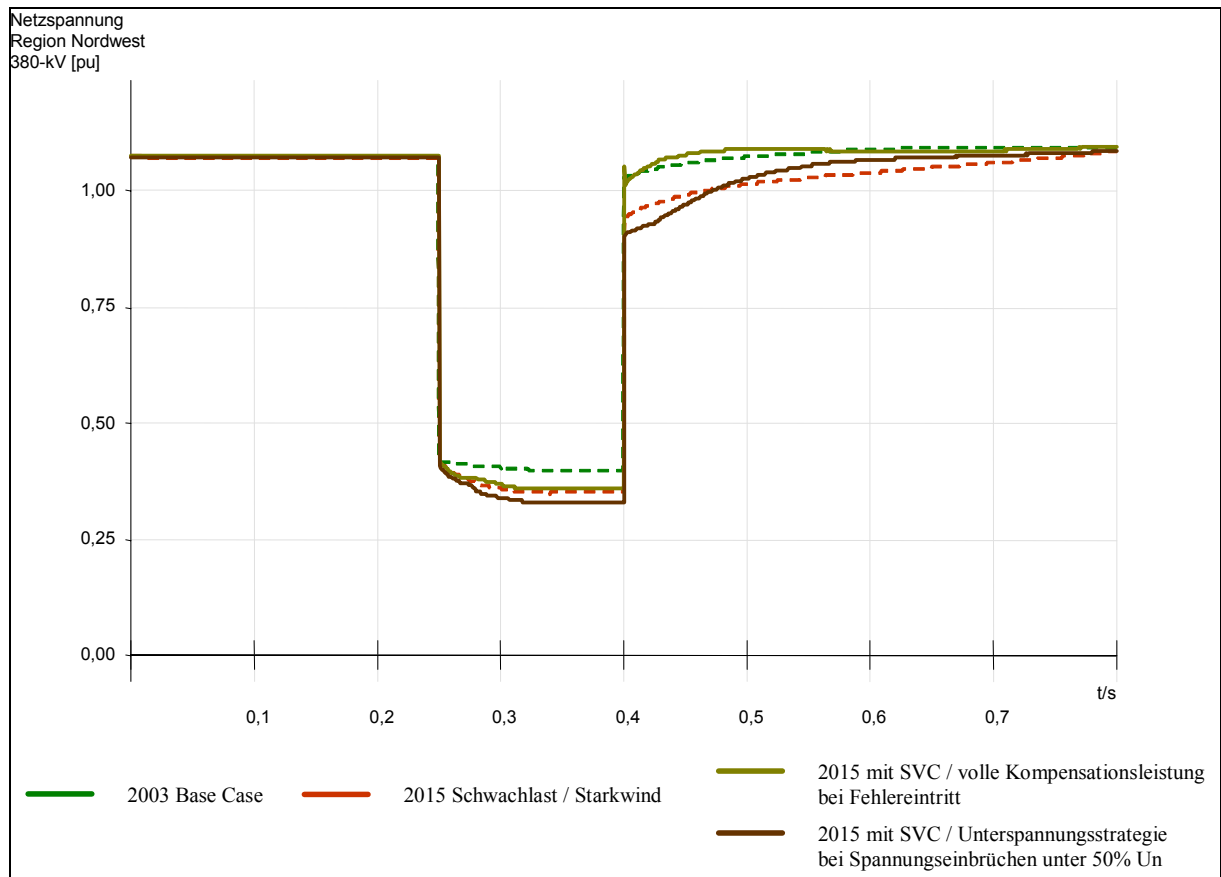
Abbildung 9-29: Vergleich des 110-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003, 2007, 2010 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest mit und ohne SVC (500 MVA)



Durch den Einsatz von SVC-Technik im Höchstspannungsnetz kann die schleppende Erholung der Netzspannung nach Fehlerklärung auf das Niveau des Referenzfalls auf für das Szenario 2015 Schwachlast/Starkwind angehoben werden. Dazu wird der SVC mit sofortiger voller Blindleistungseinspeisung nach Fehlereintritt gefahren. Es zeigt sich jedoch, dass der Einsatz der SVC-Technik für das Spannungsniveau während der Störung keine Verbesserungen bringt.

Ein **Ersatz konventioneller Kraftwerke** kann somit durch diese Technik nicht erreicht werden, *da die für die Blindleistungseinspeisung einer Synchronmaschine benötigte Energie spannungsunabhängig als magnetische Feldenergie gespeichert ist und unverzögert bereitgestellt werden kann, während sie bei der SVC-Technik im Gegensatz spannungsabhängig aus dem Netz bezogen werden muss.*

Abbildung 9-30: Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Szenarien 2003 und 2015 bei einem 3-poligen 380 kV Leitungsfehler in der Region Nordwest unter Berücksichtigung von SVC-Technik im Höchstspannungsnetz mit unterschiedlicher Fahrweise



Die Regelung des SVC mit maximaler Blindstromeinspeisung bei Fehlereintritt kann jedoch zu Überspannungen nach Fehlerklärung führen. Der reale Betrieb des SVC hängt jedoch immer von den örtlichen Gegebenheiten ab. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen und um Betriebsmittelschädigungen durch Überspannungen zu vermeiden, kann es notwendig werden, dass für Fehler im Nahbereich des SVC eine induktive Fahrweise während des Fehlergeschehens einzustellen ist. Die Umschaltung auf Blindleistungskompensation erfolgt bei Überschreiten einer wählbaren Spannungsgrenze (z.B. 80% der Netznennspannung).

Abbildung 9-30 zeigt die Auswirkung der beiden unterschiedlichen Regelstrategien des SVC auf den zeitlichen Verlauf der Netzspannung für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind). Beide Fahrweisen führen zu keiner Verbesserung des Spannungsniveaus während des Netzfehlers. Die Bereitstellung der vollen Blindleistung des SVC bereits während des Fehlergeschehens führt direkt nach Fehlerklärung zu einer schnellen Erholung der Netzspannung mit dem Risiko der Zerstörung von Betriebsmitteln durch transiente Überspannungen. Der SVC regelt in beiden Fällen die Spannungserhöhung nach Fehlerklärung, verursacht durch den Erzeugungsausfall, sehr gut auf das Spannungsniveau vor Fehlerklärung im Höchstspannungsnetz und auch im Hochspannungsnetz aus.

Einsatz der SVC-Technik im Anschlusskonzept von Offshorewindparks

Beim Anschluss von Offshore Windpark-Clustern ist zu berücksichtigen, dass die Netzstützung teilweise mehrere 100 km entfernt in der See erfolgt. Eine effektivere Methode ist es, Windpark-Cluster in der Nähe des Netzverknüpfungspunktes durch aktive Kompensationseinrichtungen zu unterstützen. Bei Netzstörungen im Nahbereich des Netzanschlusspunktes eines Offshore-Windparks kann es zu kurzzeitigen, aber sehr starken Blindleistungsspitzen des Windparks aufgrund der Auf- und Entladung der Kabelkapazität der Seekabel kommen. Diese sind mit einer Erhöhung der Netzspannung nach Fehlerklärung verbunden, die ausgeregelt werden muss, damit die Netzspannung im zulässigen Spannungsband von 400 kV +/- 20 kV bleibt.

Abbildung 9-31: Netzstützung von Offshore-Windpark-Clustern im Bereich eines Nahfehlers ohne aktive Kompensation am Netzverknüpfungspunkt

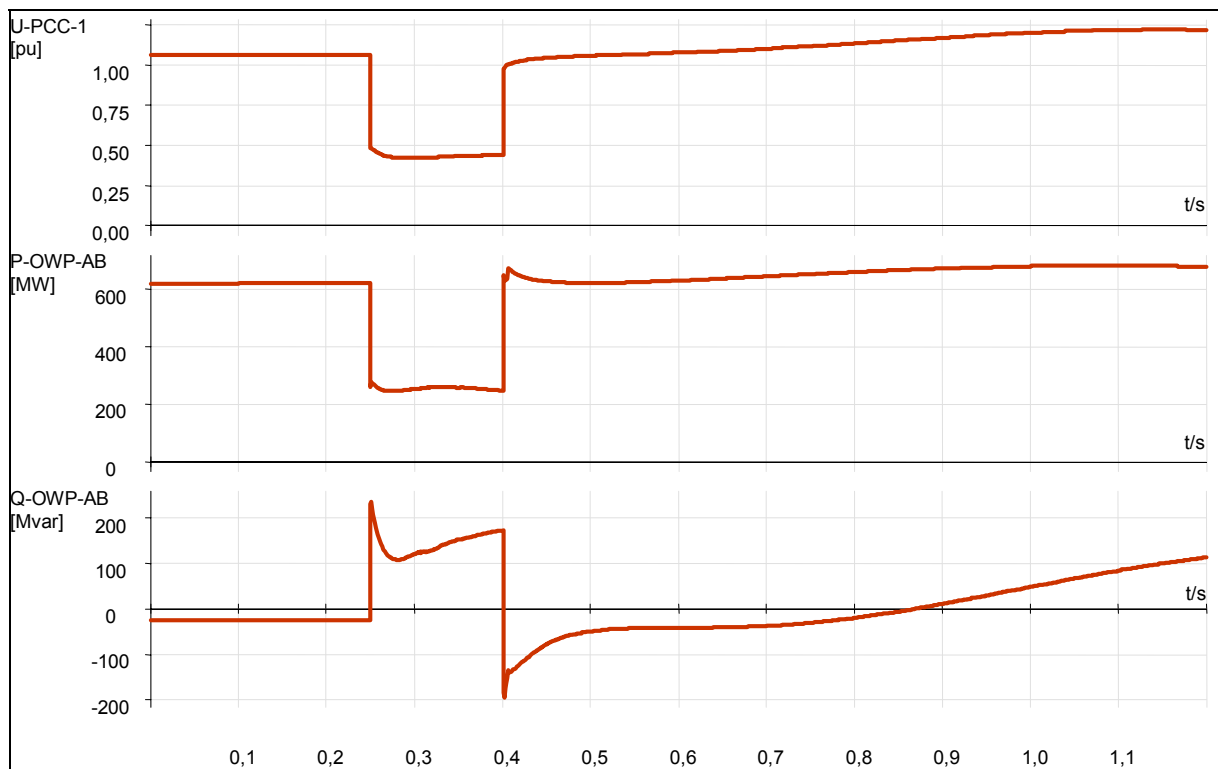


Abbildung 9-31 zeigt, dass mit Einzelanlagen eines Offshore Windparks ohne Zusatzmaßnahmen am Netzverknüpfungspunkt keine erheblichen Verbesserungen bezüglich der Spannungsqualität erreicht werden können. Durch geeignete Zusatztechnik am Netzverknüpfungspunkt (FACTS, SVC; TCR) kann der Spannungsstützungsbeitrag nach Fehlerklärung erheblich optimiert und der Einfluss auf die Spannung im Höchstspannungsnetz verbessert werden.

Abbildung 9-32: Vergleich des 380-kV-Spannungsniveaus für die Anslusstechnik von Offshore Windparks mit und ohne Unterstützung durch aktive Kompensation am Netzverknüpfungspunkt

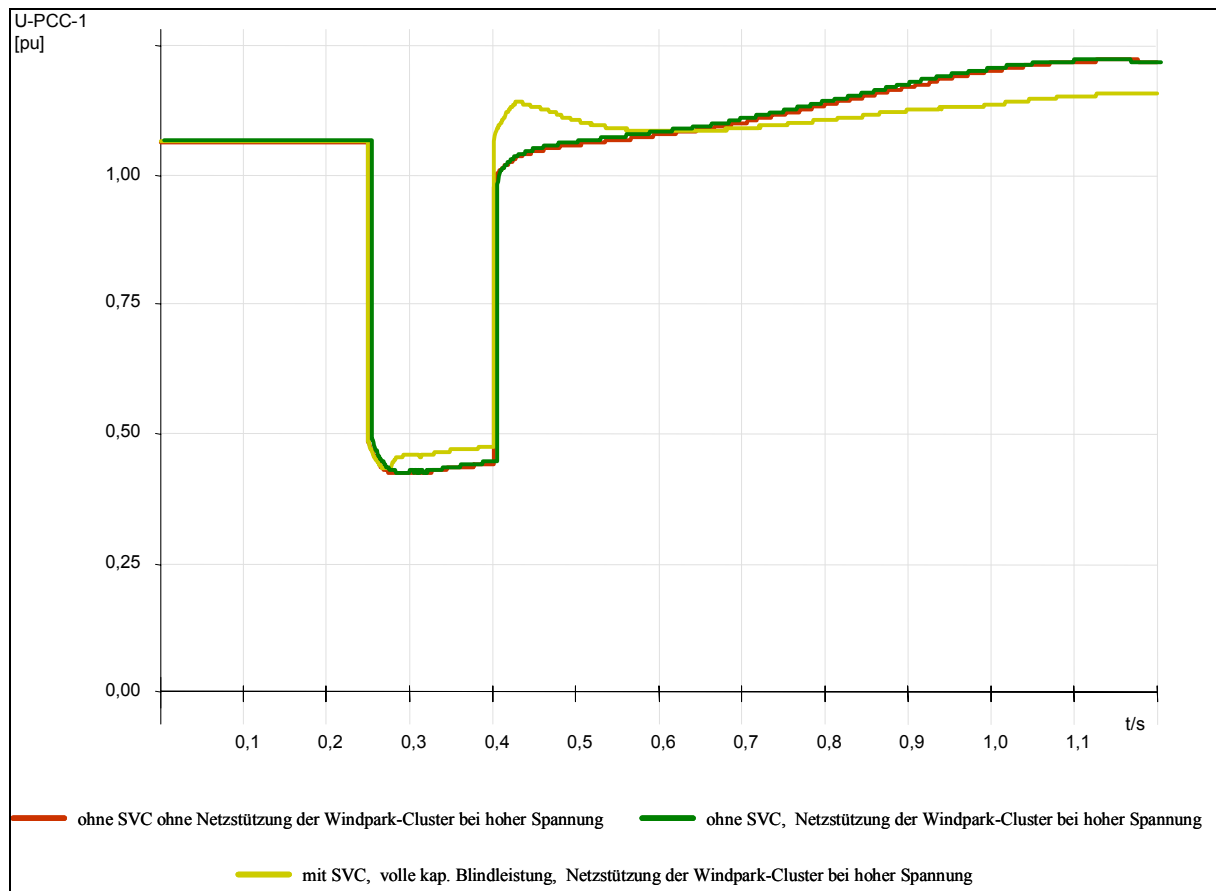


Abbildung 9-32 zeigt einen Vergleich der Netzspannung im 380-kV-Netz am Netzverknüpfungspunkt eines Offshore-Windpark-Clusters mit und ohne aktive Kompensation. Durch die aktive Kompensationseinrichtung (ca. 30% der Windparkbauleistung) wird eine verbesserte Steuerbarkeit der Netzgrößen wie z.B. die Netzspannung erreicht, während die Netzspannung durch den Einsatz Spannungsstützender Maßnahmen im Windpark aufgrund der großen Entfernung des Windparkclusters zum Netzverknüpfungspunkt nur unwesentlich beeinflusst werden kann.

Zusammenfassend ist zu Kapitel 9.4.6 festzuhalten, dass auch mit modernen WEA und SVC die Netzspannung im 380-kV-Netz während des Kurzschlusses im Vergleich zu direkt an dieser Spannungsebene angeschalteten Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke nur unwesentlich gestützt werden kann und damit kein wirksamer Beitrag zur Begrenzung des Spannungstrichters erreicht wird. Die unschlagbaren Vorteile der Synchronmaschine sind durch die v. g. physikalischen Vorgänge im Innern der Maschine mit der dort gespeicherten magnetischen Energie gegeben, die unverzüglich im Kurzschlussfall ausgespeichert wird und ein gewisser Anteil über mehrere Sekunden gehalten werden kann (Dauerkurzschlussstrom)

Im Vergleich zur 380-kV-Ebene wird die Spannung im 110-kV-Netz während eines Kurzschlusses in 380 kV erkennbar kurzzeitig angehoben, besonders unmittelbar nach Fehlerein-

tritt jedoch mit nachgebendem Einfluss, und zwar hauptsächlich aus den WEA mit DIFG und ASG.

Die in dieser Studie gewonnenen Erkenntnisse zum Einsatz von SVC nach Fehlerfortschaltung und Netzentlastung bzw. am Netzverknüpfungspunkt, geben erste Hinweise, welche Aufgaben diese Betriebsmittel bei der Spannungshaltung zur Entlastung der Netzführung zukünftig übernehmen müssen. Die Einhaltung der Spannungsbänder in den einzelnen Netzebenen wird den gezielten Einsatz von SVC unter Berücksichtigung der spannungsstützenden Beiträge der WEA erforderlich machen, und zwar um eine ausreichende Versorgungsqualität für unsere Kunden aufrechterhalten zu können. Endgültig Konzepte hierzu können im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie nicht erarbeitet werden, deren Entwicklung jedoch mit der weiteren Integration der WEA absolut notwendig ist und noch erfolgen muss.

9.4.7 Einfluss des WEA-Anlagenverhaltens auf konventionelle Erzeugungseinheiten

Eine hohe installierte WEA-Leistung führt aufgrund ihrer Rückwirkungen zu einer erheblichen Veränderung des dynamischen Netzverhaltens während eines gestörten Zustands bzw. nach Fehlern. Dies darf nicht dazu führen, dass die Voraussetzungen bezüglich der Netzstabilität, die bei Errichtung konventioneller Einheiten für ihre Dimensionierung und die Auslegung des Netzanschlusses zugrunde gelegt wurden, für Netzanschlusspunkte in der Nähe hoher WEA-Einspeisungen nicht mehr eingehalten werden können.

Fallstudien (Abbildung 9-34) zeigen, dass zum Beispiel die Beeinträchtigung der Eigenbedarfsspannung konventioneller Erzeugungseinheiten zunimmt, wenn die WEA-Altanlagen mit Asynchronverhalten nicht entsprechend ihrem heutigen Verhalten nach Kurzschlüssen vom Netz getrennt werden, sondern teilweise auf Grund modifizierter Abschaltkriterien nach einem Netzfehler am Netz verbleiben. Hierbei sind vor allem folgende Effekte maßgebend:

- Die am Netz verbleibenden WEA mit Asynchronmaschinenverhalten nehmen unmittelbar nach Fehlerklärung vorübergehend hohe Blindleistung auf
- Da der Netzwinkel bei hoher WEA-Einspeisung und hohem Nord-Süd Transit deutlich größer ist, werden in den entsprechenden Regionen angeschlossene Generatoren näher an ihren Stabilitätsgrenzen betrieben. Im Fehlerfall nimmt hierdurch der Polradwinkel während und nach der Fehlerklärung transient höhere Werte an.

Hierdurch bleiben die Generatorspannung und damit die Eigenbedarfsspannung von Kraftwerksblöcken nach Fehlerklärung auf einem niedrigen Niveau und ihre Erholung auf den Nennwert wird verzögert (Abbildung 9-33, Abbildung 9-34). Damit wird der Betrieb des Eigenbedarfs von Kraftwerken beeinträchtigt, was letztendlich zu einer Trennung des Kraftwerkes und zum Erzeugungsausfall führen kann.

Das ungünstige Verhalten der WEA mit Asynchronmaschinenverhalten in der Phase unmittelbar nach Klärung eines Netzfehlers und die hierdurch hervorgerufenen negativen Rückwirkungen auf das Netz und nahe gelegene konventionelle Erzeugungseinheiten ist bei eventueller Modifikation der Abschaltkriterien für WEA-Altanlagen zu beachten. Daher kann das mögliche Optimierungspotenzial bei veränderten Abschaltkriterien mit Rücksicht auf die Be-

einträchtigung der Netzspannungserholung und damit auf die transiente Stabilität nahe gelegener Generatoren begrenzt sein.

Abbildung 9-33: Kraftwerksnaher 380 kV-Fehler bei geringer installierter WEA-Leistung

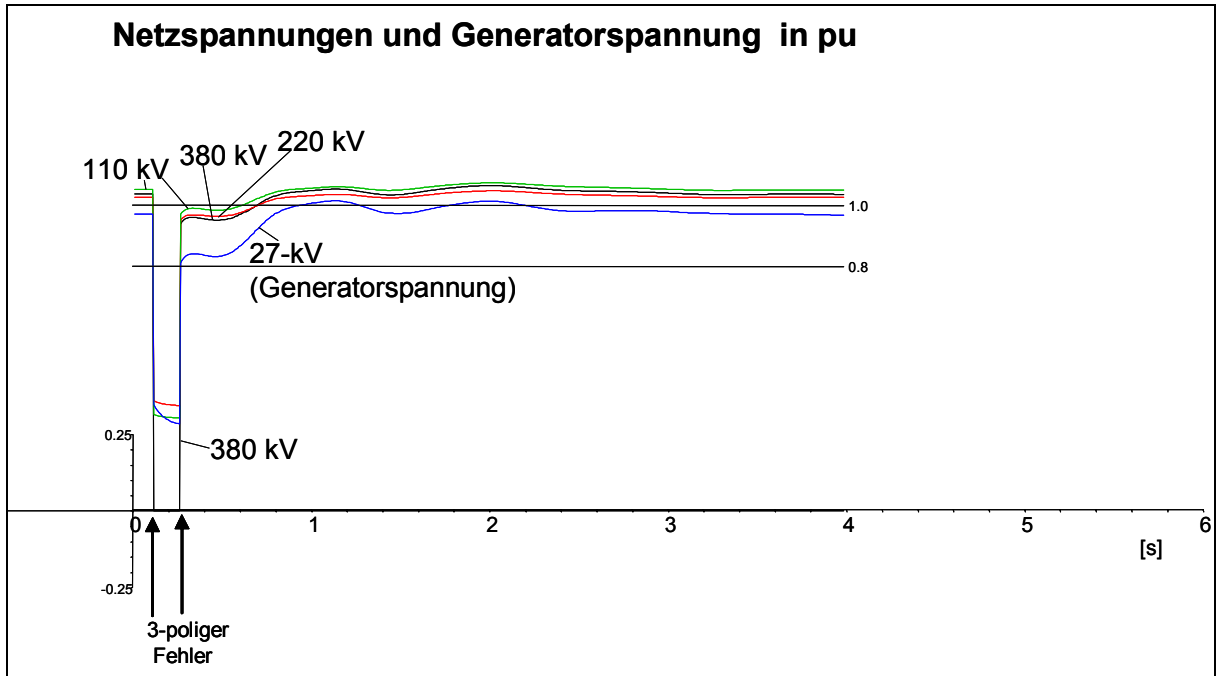
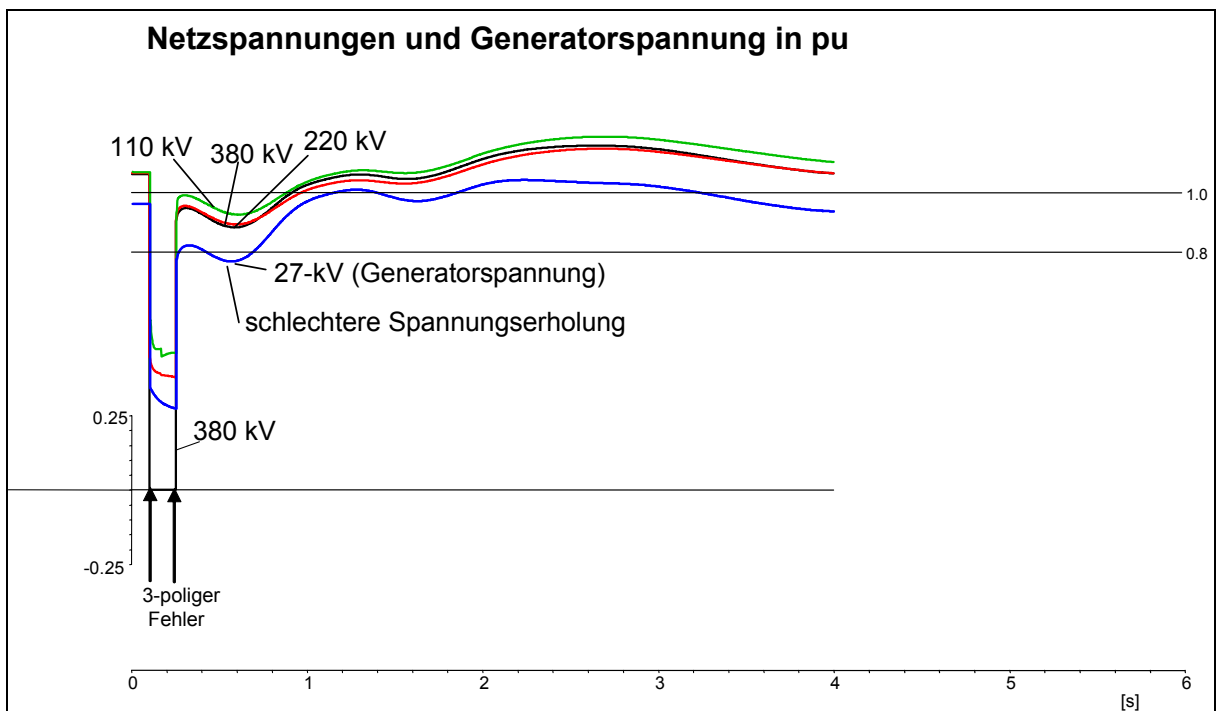


Abbildung 9-34: Kraftwerksnaher 380-kV-Fehler bei hoher installierter WEA-Leistung und hoher WEA-Einspeisung



9.5 Lösungsansätze bezüglich erweiterte Anforderungen an alte und neue WEA

9.5.1 Altanlagen

Zur Vermeidung der hohen Ausfall-Leistungen bei Kurzschlüssen sind veränderte Einstellwerte für den Unterspannungsschutz und Abschaltkriterien der WEA erforderlich. Damit kann erreicht werden, dass sich nur noch eine begrenzte Anzahl von Anlagen, die sich in der unmittelbaren Umgebung eines Netzfehlers befinden, vom Netz trennen.

Das bisherige Schutzkonzept und die Abschaltkriterien resultierten aus einer Optimierung folgender Aspekte, die bei einer Modifizierung zu berücksichtigen sind:

- Schutz der WEA vor elektrischen und mechanischen Überlastungen bei transienten Netzvorgängen
- Kosten für die Einbindung von WEA in die Verteilnetze (erweitertes Schutzkonzept)
- Betriebsaufwand im Verteilnetz

Darüber hinaus sind mögliche negative dynamische Rückwirkungen der am Netz verbleibenden WEA zu beachten (s. hierzu auch Abschnitt 9.4.7). Dies bedeutet, dass die aufgezeigten Probleme bezüglich der Altanlagen eine koordinierte Herangehensweise zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Herstellern und Betreibern von WEA erfordern, um zu technisch/wirtschaftlich sinnvollen Lösungen zu gelangen. Aufgrund der vorliegenden Erkenntnisse werden die folgenden modifizierten Abschaltkriterien für unterschiedliche Anlagentypen vorgeschlagen und deren Auswirkungen auf das Netz untersucht.

Hierbei wird den jeweiligen technischen Möglichkeiten der einzelnen WEA-Typen und ihren dynamischen Rückwirkungen auf das Netz Rechnung getragen:

Tabelle 9-12: Modifizierte Abschaltkriterien für unterschiedliche Anlagentypen (Altanlagen)

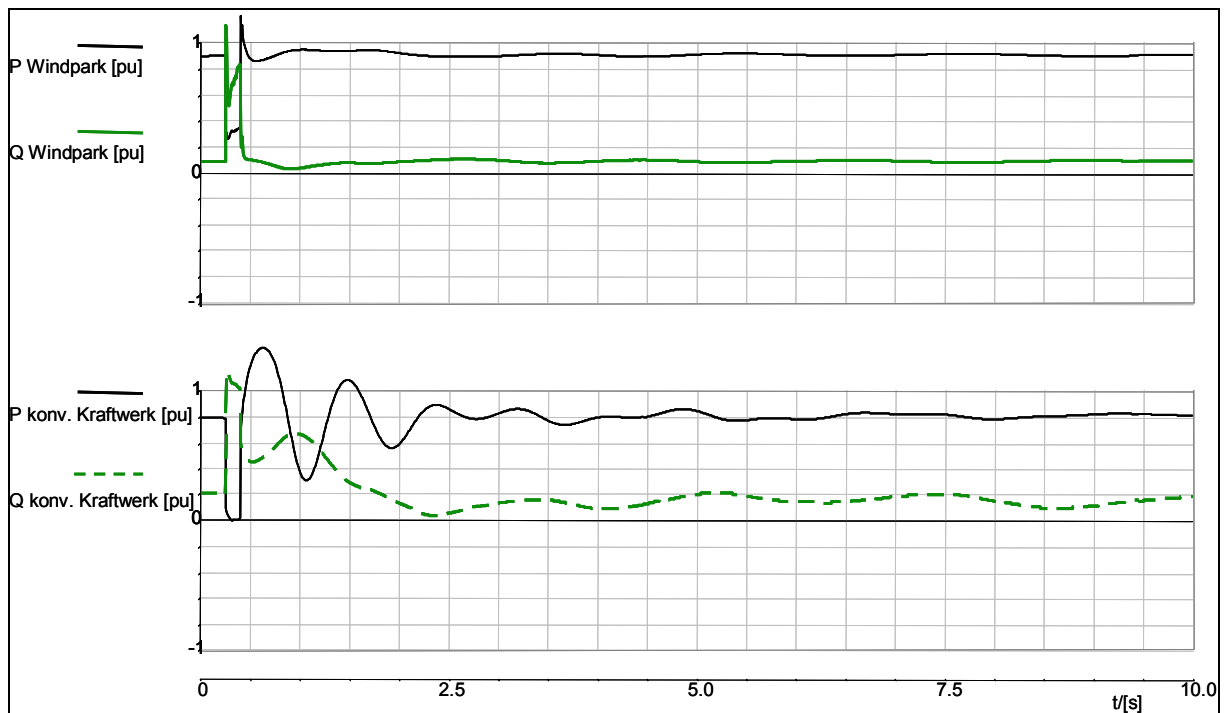
Typ	Unterspannungskriterium (Generatorklemme)	Verzögerung	Bemerkung
ASG	$U < 80 \%$ (wie bisher)	50 ms	Nutzung der Spannungsstützung während des Fehlers Abschaltung weil hoher Blindleistungsbedarf nach Fehlerklärung
DFIG	$U < 60 \%$	50 ms	Abhängig von elektrischer und mechanischer WEA-Auslegung
SG	$U < 60 \%$	50 ms	

9.5.2 Neuanlagen/ Repowering mit erhöhten Anforderungen

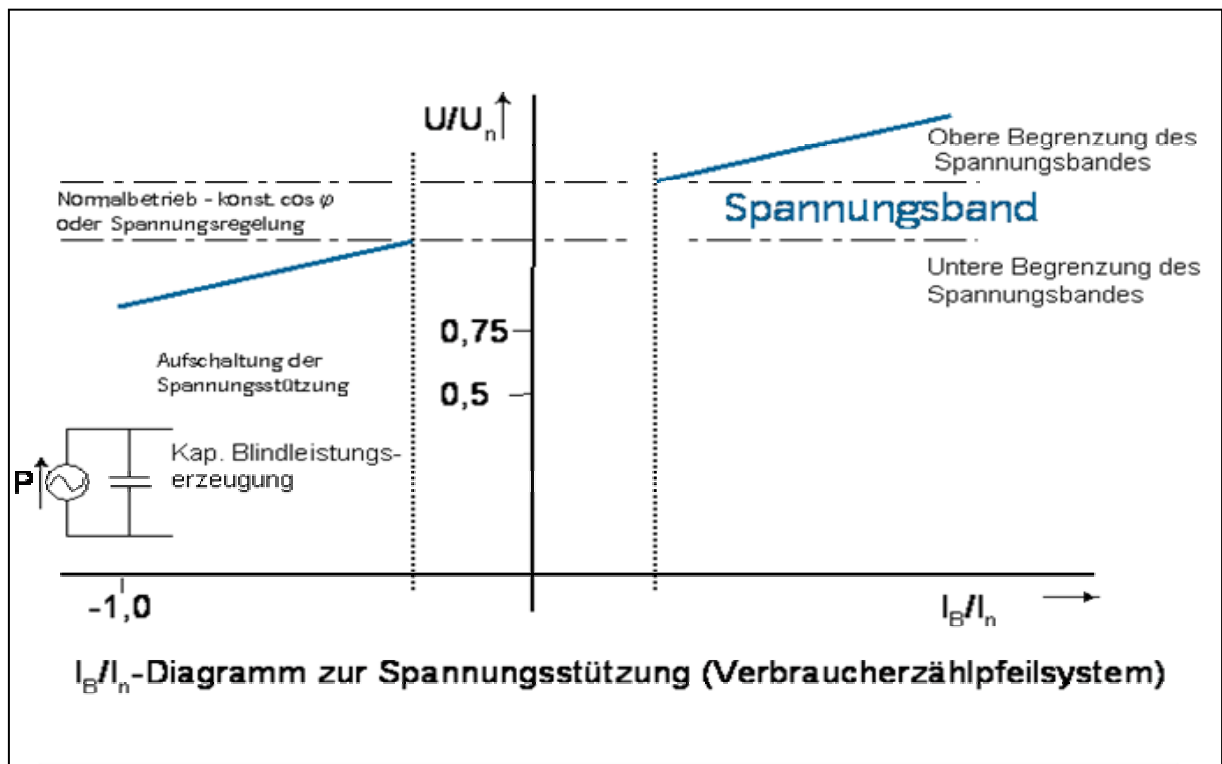
Die identifizierten Probleme bezüglich der Netzstabilität werden sich bei weiterer Wind bedingter Verdrängung bzw. Stilllegung von konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2020 noch verstärken.

Basierend auf den innerhalb dieser Studie gewonnenen Erkenntnissen ist es für einen weiteren Ausbau der Windenergie dringend notwendig, die bisher in den neuen Netzanschlussregeln aufgeführten Mindestanforderungen, insbesondere bezüglich des Verhalten bei Kurzschlüssen zu verschärfen.

Abbildung 9-35: Vergleich der Netzstützung zwischen einem konventionellen Kraftwerk und einer WEA



Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Netzstützung durch WEA im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken unter den der Studie zugrunde gelegten Annahmen deutlich geringer ist.

Abbildung 9-36: Grundsätzliche Anforderungen an WEA bzgl. der Spannungsstützung

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch die modifizierten Anforderungen eine verbesserte Netzstützung durch WEA erreicht werden kann, die zu einer Verringerung der Spannungstrichters und des Ausfalls von Windkraftanlagen bei Netzfehlern beitragen kann. Der Netzstützungsbeitrag von Offshore-Windparks verringert gleichzeitig die starke Blindleistungsaufnahme der Seekabel nach Fehlerklärung und führt damit zu einem netzverträglicheren Verhalten des Windparks.

9.5.3 Ergebnisse zur verbesserten Netzstützung und modifizierte Abschaltbedingungen von Altanlagen

Zur Abschätzung, wie sich die v. g. modifizierten Abschaltkriterien (Tabelle 1-9) von Altanlagen und die verbesserte Spannungsstützung neuer WEA auf die WEA-Ausfalleistung bei Kurzschlüssen auswirken, wurde nach Beschluss der PSG der Schwachlastfall 2015 mit Starkwind untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass hierdurch die WEA-Ausfalleistung deutlich reduziert werden kann.

In Abbildung 1-36 sind die Einflüsse der modifizierten Abschaltkriterien und die verbesserte Spannungsstützung getrennt dargestellt. Die Modifizierung der Altanlagen bringt den wesentlichen Anteil an der Verbesserung.

Es ist anzumerken, dass es **bezüglich der praktischen Umsetzbarkeit der veränderter Abschaltbedingungen von Altanlagen keine gesicherten Erkenntnisse** gibt. Ohne ein forciertes Repowering bei gleichzeitiger Veränderung der Abschaltbedingungen für Altanlagen kommt es auch für das Szenario 2015 zu Erzeugungsausfällen in unzulässiger Höhe trotz kon-

zeitgemäßer Klärung des Fehlers, wenn man korrekterweise die Auswirkungen auf die dänischen WEA mit berücksichtigt.

Es ist zu ergänzen, dass als Modellbasis für die Altanlagen mit veränderten Abschaltkriterien moderne steuerbare Technologie eingesetzt wurde, die insbesondere den FRT-Zyklus rückwirkungsfrei durchläuft. **Damit wurden die Altanlagen mit modifizierten Abschaltbedingungen entsprechend der technischen Möglichkeiten bestehender und zukünftiger Anlagentechnik im Verteilungs- und Übertragungsnetz (Verhalten bei Netzstörungen) in den Untersuchungen berücksichtigt.** Dies wird in der Realität, auch wenn sich die veränderten Abschaltbedingungen umsetzen lassen, nicht der Fall sein. Die bei den Arbeiten an den Grid-Codes für regenerative Erzeugung am Hoch- und Höchstspannungsnetz gewonnenen Erkenntnisse zeigen eher, dass **für Altanlagen kein rückwirkungsfreies Durchfahren von Netzfehlern** anzusetzen ist. Vielmehr ist mit einer Blindleistungsaufnahme bereits während und nach Fehlerklärung zu rechnen, welche die Spannungsqualität weiter beeinträchtigen kann.

Phasenschieberbetrieb

Eine Verringerung der WEA-Ausfallleistung bei Kurzschlüssen insbesondere von Altanlagen wird ebenfalls erreicht, wenn die Ausdehnung des Spannungstrichters verkleinert wird, dessen Vergrößerung durch die Wind bedingte Verdrängung konventioneller Kraftwerke verursacht wird. Bei Netzfehlern kommt es hierdurch zu einem tieferen Einbruch der Netzspannung und einer Ausweitung des Spannungstrichters sowie zu einer qualitativ schlechteren Erholung der Netzspannung. Dieser Effekt kann durch SVC-Technik nicht vermieden werden. Um das gleiche Spannungsprofil beizubehalten, müssten daher entweder die Generatoren der verdrängten konventionellen Kraftwerke entlastet an Netz weiter betrieben werden können oder spezielle Synchrongeneratoren für den Phasenschieberbetrieb neu errichtet werden. Die Polradspannungen dieser Generatoren würden bei Kurzschlüssen unmittelbar Blindstrom in den Fehler speisen und die Ausdehnung des Spannungstrichters bei richtiger regionaler Platzierung begrenzen. Die Möglichkeit, die bestehenden konventionellen Kraftwerke als Phasenschieber zu betreiben, bedeutet einen umfangreichen Umbau der Kraftwerke, deren Realisierbarkeit zunächst untersucht werden müsste.

Abbildung 9-37: Spannungsprofil nach einem 3-pol. Fehler nahe UW Dollern (F5) für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind)

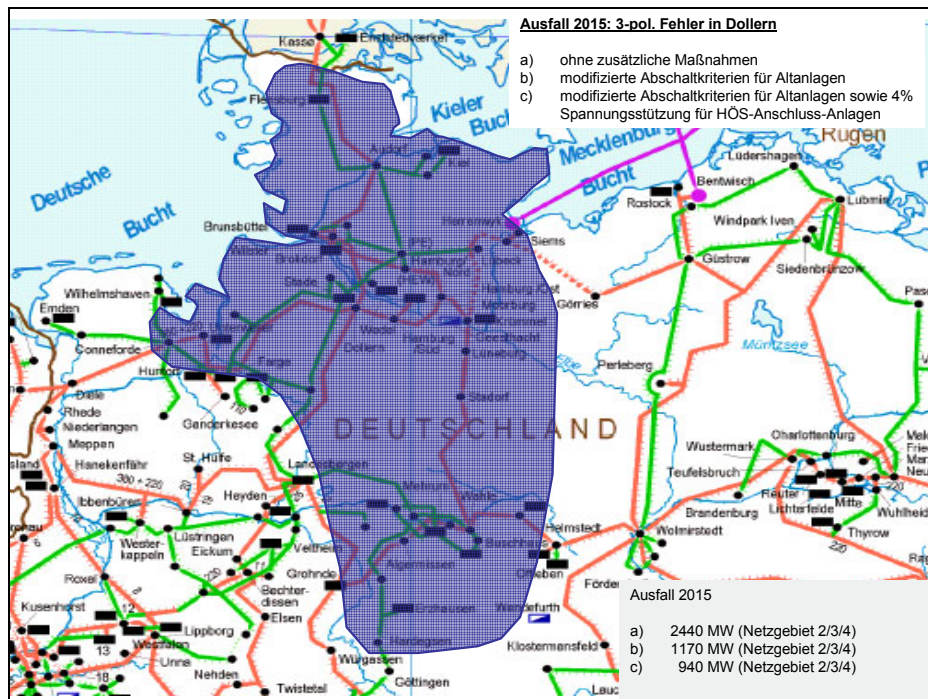


Abbildung 9-38: Spannungsprofil nach einem 3-pol. Fehler nahe UW Wolmirstedt (F2) für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind)

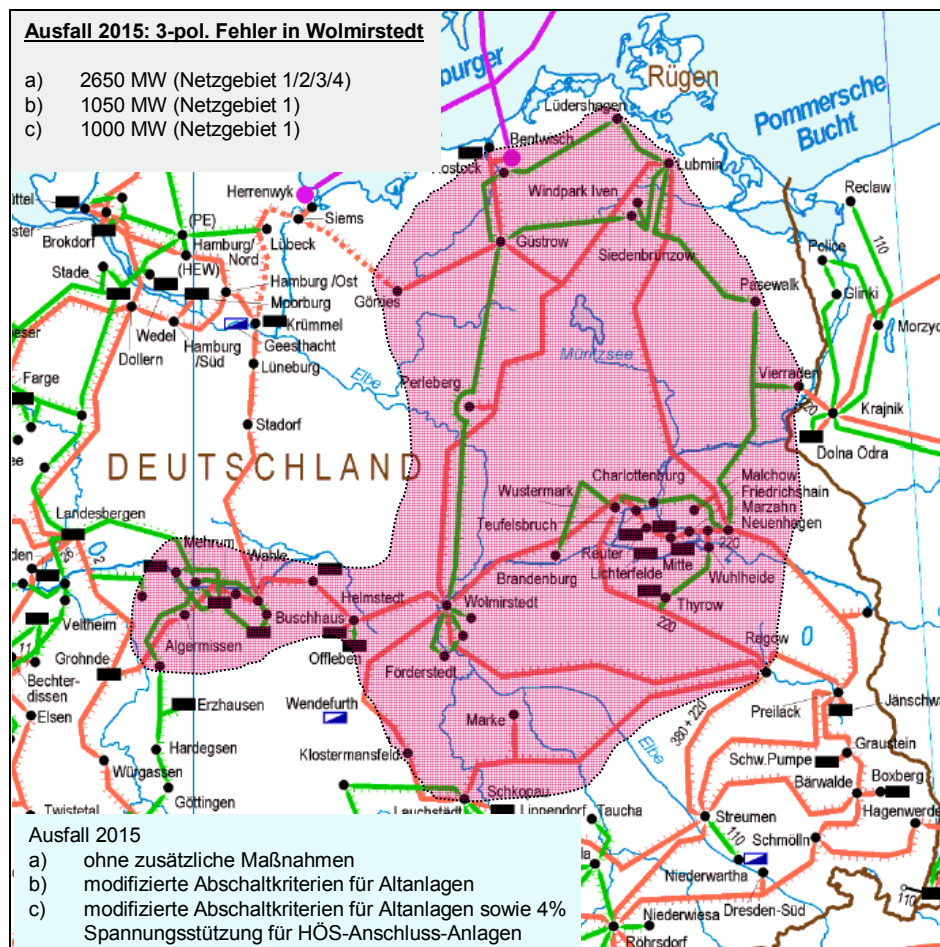
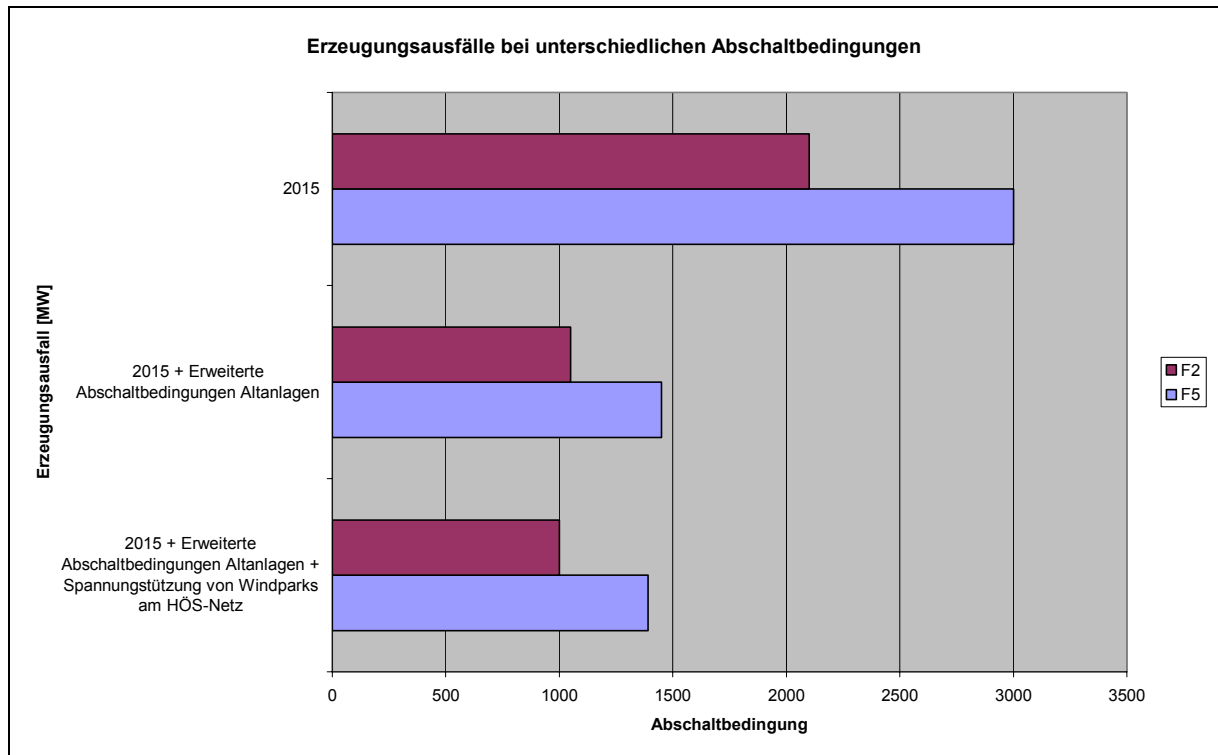


Abbildung 9-39: Reduzierung von Erzeugungsausfällen aufgrund erweiterter Anforderungen an WEA-Altanlagen für das Szenario 2015 (Schwachlast/Starkwind)



9.6 Schlussfolgerungen der dynamischen Untersuchungen bis 2015

Die Stabilitätsanalysen zeigen, dass bereits für das Jahr 2003 unter bestimmten Randbedingungen Kurzschlüsse im Übertragungsnetz auf Grund des unvermeidbaren weiträumigen Spannungstrichters zu einem Ausfall einer hohen Anzahl der heute an das Netz angeschlossenen WEA und damit zu spontanen Leistungsdefiziten von mehreren Tausend Megawatt führen. Daraus resultiert eine Beeinträchtigung des europäischen Stromverbundes. Es ist daher zu fordern, dass bei weiterem Ausbau der Windkraftnutzung heute bereits bestehende Gefährdungspotentiale mit unzulässigen Auswirkungen auf die Sicherheit des europäischen Verbundsystems und Verletzungen der UCTE-Standards beseitigt werden.

Die dynamischen Untersuchungen zeigen, dass für die Jahre 2007 und 2010 aufgrund erhöhter Netzanforderungen für neu errichtete WEA eine **kontinuierliche Verringerung der ausgefallenen WEA-Leistung (Altanlagen) bei Kurzschlüssen erreicht wird, diese jedoch bis zum Jahr 2015 wieder auf über 3000 MW ansteigt**. Insbesondere Fehler in den Winderzeugungsgebieten der Region Nordwest führen trotz konzeptgemäßer Fehlerklärung auch für den Zeithorizont bis 2015 zu einem hohen Ausfall an Einspeiseleistung aus WEA, insbesondere wenn das Ausfallverhalten der dänischen WEA mit berücksichtigt wird. Bei Sammelschienenfehlern kann darüber hinaus ein gleichzeitiger Ausfall eines großen Kraftwerksblockes nicht verhindert werden.

Diese Entwicklung ist der **unzureichenden Spannungsstützung** im Höchstspannungsnetz als Begleiterscheinung der Integration der Windenergie zuzuschreiben:

- Begrenzung des Spannungstrichters während eines Netzfehlers
 - Auch die technischen Möglichkeiten heutiger und für die Zukunft absehbarer WEA (schnelle Wirkleistungsbereitstellung, rückwirkungsfreier Betrieb, gutes Recovery-Verhalten), die in den dynamischen Untersuchungen entsprechend berücksichtigt wurden, leisten im Vergleich zu direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossenen Generatoren konventioneller Kraftwerke teilweise einen nur unwesentlichen Beitrag zum Kurzschlussstrom.
 - Die spannungsstützenden Eigenschaften von WEA wirken sich aufgrund der elektrischen Entfernung (Impedanz) zwischen dem Fehlerort und den Einspeisepunkten im Verteil-/ 110 kV-Netz bzw. auf See nur unwesentlich auf die Spannung im Übertragungsnetz aus.
 - WEA tragen somit kaum zur Begrenzung des Spannungstrichters im Kurzschlussfall bei. Dies führt dazu, dass sich der Spannungstrichter mit Stilllegung bzw. Verdrängung konventioneller Erzeugung im Kurzschlussfall weiter ausbreitet und es zu einem höheren Ausfall von WEA-Leistung (Altanlagen) kommt.

- Beeinträchtigung der Spannung nach einem Netzfehler
 - Die trotz des fehlerbedingten Spannungstrichters noch am Netz verbleibenden WEA (Altanlagen am Rand des Spannungstrichters) haben nach Fehlerklärung keine stützende Funktion für die Netzspannung im Höchstspannungsnetz, wie es bei konventionellen Erzeugungseinheiten der Fall ist, sondern nehmen im Gegenteil kurzzeitig eine hohe Blindleistung auf und erschweren somit die Rückkehr in das zulässige Spannungsband. Insofern wirkt sich der aus Gründen der Frequenzhaltung notwendige Verbleib von WEA bezüglich der Spannungserholung - abhängig vom WEA-Anlagentyp - kontraproduktiv aus. Hiermit zeigt sich, dass die Erzeugungsausfälle mit der bisher eingesetzten Technologie für WEA alleine nicht verringert werden können
 - Die Netzstützung aktiver Kompensationseinrichtungen wie SVC können den Spannungstrichter während der Fehlerphase nicht reduzieren. Abhängig von ihrem Einsatz und der Regelstrategie liefern sie jedoch einen Beitrag zur Netzstützung nach Fehlerklärung und zu einer verbesserten der Spannungserholung. Dies führt gerade für die Anbindung von Offshore-Windpark-Clustern zu einem netzverträglicheren Anschlusskonzept.

Aufgrund der großflächigen Verteilung der Onshore-WEA ist eine nicht akzeptable Beeinträchtigung der Systemsicherheit infolge des unzulässigen Ausfallverhaltens der WEA (Altanlagen) bei atmosphärischen Einwirkungen auf Hoch- und Höchstspannungsleitungen gegeben, da sich abhängig von den Witterungsbedingungen innerhalb kurzer Zeit zahlreiche Netzfehler ereignen können und hierdurch sukzessive große Einspeiseleistungen aus WEA ausfallen können.

Ein weiteres Risiko besteht für die Systemsicherheit darin, dass es abhängig von der Vorbelastung der Kuppelleitungen zu Schutzabschaltungen von grenzüberschreitenden und grenznahen Verbundleitungen kommen kann, wenn diese durch Fehlerereignisse in Deutschland plötzlich hoch überlastet werden. Hiermit kann die Gefahr einer unkontrollierten **Auftrennung des europäischen Verbundsystems** verbunden sein.

Es wurde weiterhin analysiert, dass der sichere Betrieb konventioneller Kraftwerke nach Netzstörungen bei Starkwind infolge **verringertes Spannungsstabilität** beeinträchtigt wird und sich hierdurch das **Ausfallrisiko für konventionelle Erzeugungseinheiten tendenziell** erhöht. Die verminderte Spannungsstabilität entsteht zum einen durch die hohe Leitungsauslastung und damit vergrößerten Spannungswinkeln und zum anderen durch das dynamisch ungünstige Verhalten der nach dem Netzfehler noch am Netz verbliebenen WEA (Anlagen mit Asynchronmaschinenverhalten), die sich aufgrund noch ausreichender Netzspannung an ihrem Netzanschlusspunkt während des Netzfehlers nicht vom Netz getrennt haben.

Die in der Region Nordwest am Netz verbleibenden WEA mit einer von den Herstellern in Aussicht gestellten erhöhten Spannungsstützung haben bezüglich der Spannungserholung keine wesentlichen Beeinträchtigungen mehr. Es ist jedoch zu beachten, dass das in den Untersuchungen zu Grunde gelegte Verhalten der Windenergieanlagenmodelle nur teilweise in Realität nachgewiesen werden kann.

Trotz Annahme der verbesserten Eigenschaften neu angeschlossener WEA kann die heute bereits regional eingetretene unzulässige Beeinträchtigung der Systemsicherheit bis 2015 nicht behoben werden, sofern man die vorgeschlagenen modifizierten Abschaltkriterien für Altanlagen nicht berücksichtigt. Unabhängig davon sind für die prognostizierten WEA-Leistungen nach 2015 langfristig neue Technologien erforderlich, um die aus Sicht der Systemsicherheit notwendigen Eigenschaften zu erzielen.

Für das Szenario 2015 wurden daher die Altanlagen mit den in Kapitel 7.5.1 aufgeführten geänderten Anschlussbedingungen simuliert, um deren Wirksamkeit zu analysieren. Vorausgesetzt, die Altanlagen ließen sich mit den vorgeschlagenen Abschaltbedingungen am Netz betreiben, so würde hierdurch eine Halbierung der ausgefallenen Leistung bei Kurzschlüssen in der Nähe der Anlagen Dollern und Wolmirstedt und damit eine deutliche Verbesserung erreicht.

10 Systemauslegung der Seekabel-Übertragung von Offshore-Windparks zum Netzanschlusspunkt

10.1 Netzanschlusspunkte

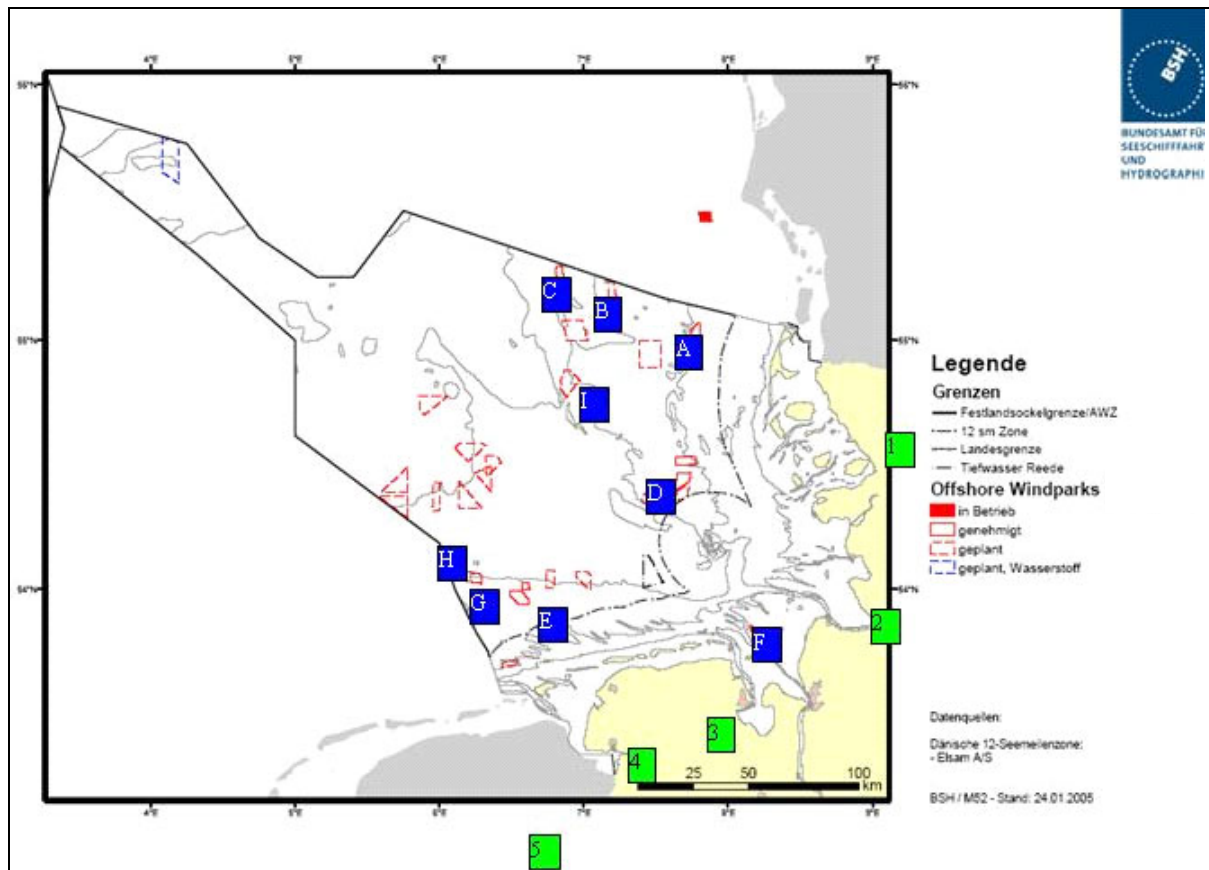
Für die Systemauslegung werden die in den nachfolgenden Tabellen angegebenen Windparkleistungen und Netzanschlusspunkte zugrunde gelegt.

Tabelle 10-1: Offshore Planungen Nordsee 2007

Szenario 2007 -Nordsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-A	Böxlund	380 kV	125
OWP-E	Emden/Borßum	220 kV	60
OWP-F	Maade	220 kV	240
		Summe:	425

Tabelle 10-2: Offshore Planungen Nordsee 2010

Szenario 2010 -Nordsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-A	Böxlund	380 kV	240
OWP-B	Böxlund	380 kV	400
OWP-C	Brunsbüttel (VE-T)	380 kV	500
OWP-D	Brunsbüttel (E.ON Netz)	380 kV	750
OWP-I	Brunsbüttel (VE-T)	380 kV	610
OWP-E	Emden/Borßum	220 kV	60
OWP-F	Maade	220 kV	240
OWP-G	Diele	380 kV	252
OWP-H	Diele	380 kV	1378
		Summe:	4430

Abbildung 10-1: Positionen von Windparks und Netzanschlusspunkte

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Karte des BSH

Legende

Netzanschlusspunkte:

- | | |
|---|----------------|
| 1 | Böxlund |
| 2 | Brunsbüttel |
| 3 | Maade |
| 4 | Emden / Borßum |
| 5 | Diele |

Tabelle 10-3: Offshore Planungen Nordsee 2020

Szenario 2020 -Nordsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-A	Böxlund	380 kV	240
OWP-B	Böxlund	380 kV	400
OWP-C	Brunsbüttel (VE-T)	380 kV	500
OWP-D	Brunsbüttel (E.ON Netz)	380 kV	750
OWP-I	Brunsbüttel (VE-T)	380 kV	610
OWP-E	Emden/Borßum	220 kV	60
OWP-F	Maade	220 kV	240
OWP-G	Diele	380 kV	252
OWP-H	Diele	380 kV	1378
OWP-J	Diele	380 kV	3270
OWP-K	Conneforde	380 kV	3200
OWP-L	Moorriem/	380 kV	3200
OWP-M	Brunsbüttel (VE-T)	380 kV	4540
		Summe:	18640

Abbildung 10-2: Positionen von zusätzlichen Windparks und deren Netzanschlusspunkten sowie Varianten für anschließende Netzverstärkungen 2020

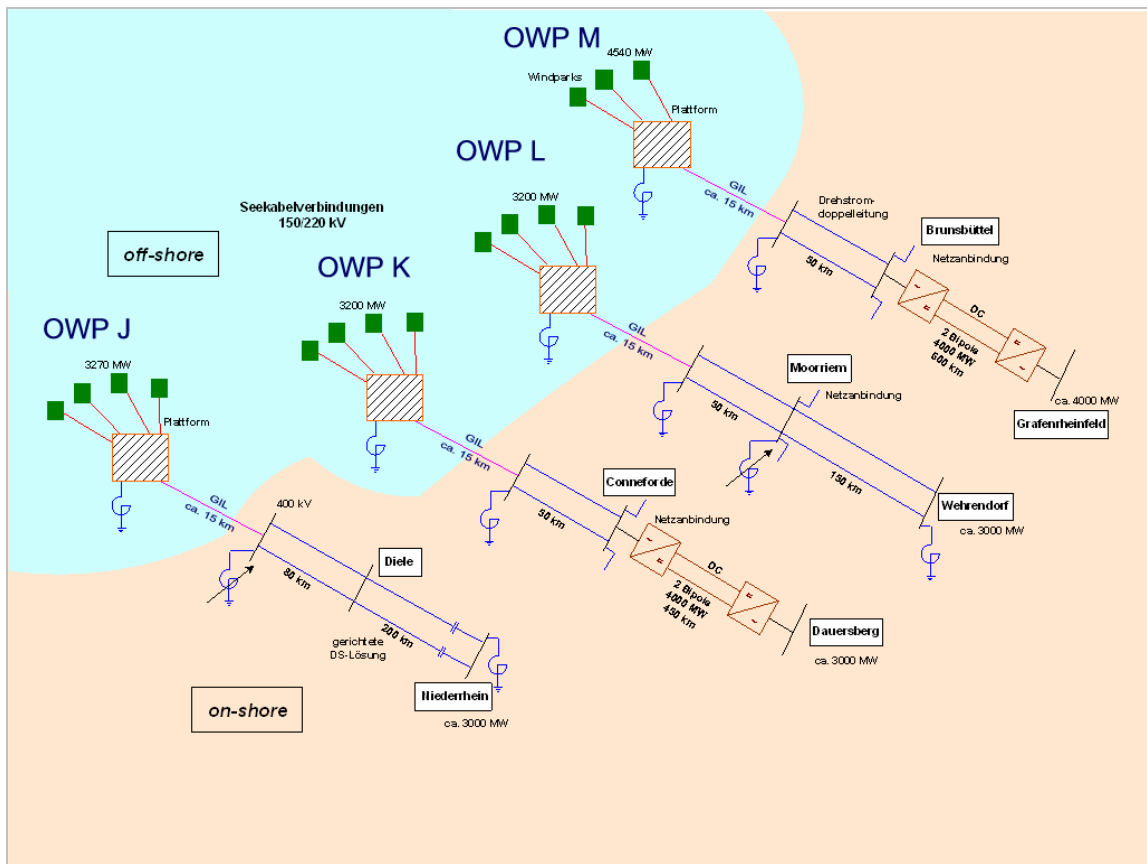


Tabelle 10-4: Entfernungen Windpark – Netzanschlusspunkt (Nord- und Ostsee)

Von Windpark	Nach Netzanschlusspunkt	Länge in km	
		See	Land
<i>Nordsee</i>			
OWP-A	Böxlund	57	47
OWP-B		37	
OWP-C	Brunsbüttel	200	
OWP-D	Brunsbüttel	120	
OWP-I	Brunsbüttel	100*	
OWP-E	Emden / Borßum	64	19
OWP-F	Maade	20	10
OWP-G	Diele	64	34
OWP-H	Diele	100*	15+80**
OWP-J	Diele	100 oder 150*	15+80**
OWP-K	Conneforde	100 oder 150*	15+50**
OWP-L	Moorriem	100 oder 150*	15+50**
OWP-M	Brunsbüttel	100 oder 150*	15+50**

<i>Ostsee</i>			
OWP-H	Bentwisch	61	11
OWP-I	Bentwisch	50	11
OWP-J	Bentwisch	122	11
OWP-K	Lubmin	85	3
OWP-L	Bentwisch	50	11
OWP-M	Lubmin	85	3

*) angenommene Werte

***) 15 km GIL + Freileitung

Tabelle 10-5: Offshore Planungen Ostsee 2007

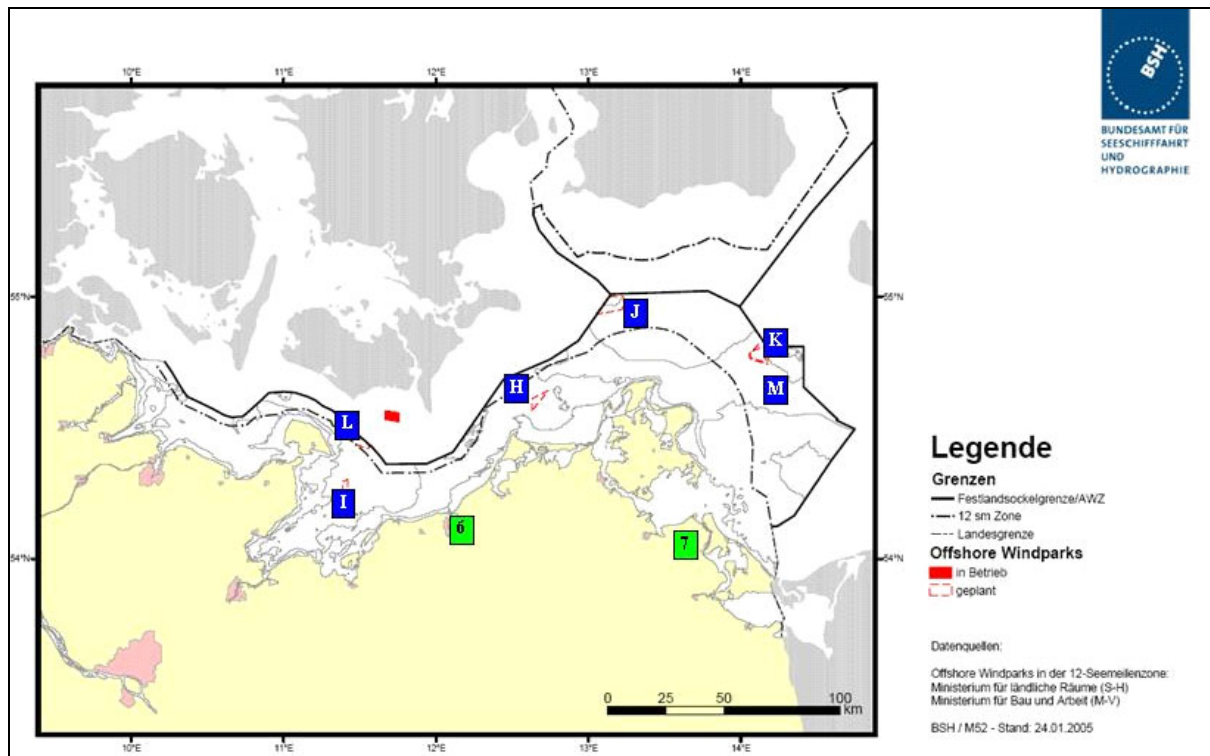
Szenario 2007 –Ostsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-H	Bentwisch	380 kV	51
OWP-I	Bentwisch	380 kV	175
		Summe:	226

Tabelle 10-6: Offshore Planungen Ostsee 2010

Szenario 2010 –Ostsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-H	Bentwisch	380 kV	51
OWP-I	Bentwisch	380 kV	175
OWP-J	Bentwisch	380 kV	385
OWP-K	Lubmin	380 kV	400
		Summe:	1011

Tabelle 10-7: Offshore Planungen Ostsee 2020

Szenario 2020 –Ostsee			
Windpark	Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung in MW
OWP-H	Bentwisch	380 kV	51
OWP-I	Bentwisch	380 kV	175
OWP-J	Bentwisch	380 kV	385
OWP-K	Lubmin	380 kV	400
OWP-L	Bentwisch	380 kV	400
OWP-M	Lubmin	380 kV	300
		Summe:	1711

Abbildung 10-3: Positionen von Windparks und Netzanschlusspunkten

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Karte des BSH

Legende

Netzanschlusspunkte:

- | | |
|---|-----------|
| 6 | Bentwisch |
| 7 | Lubmin |

Die Positionen der Netzanschlusspunkte der Windparks bzw. Windparkgruppen sowie die Positionen der Windparks in der Nordsee und Ostsee sind in Abbildung 10-1, Abbildung 10-2 und Abbildung 10-3 grob dargestellt. Für die Nordsee ergeben sich damit Übertragungslängen als gerade Linie zwischen Windpark und zugeordnetem Übertragungsnetzknotten nach Tabelle 10-4. Für die Ostsee wurden die Übertragungslängen, soweit vorhanden, aus bereits geplanten Trassierungen übernommen bzw. ausgemessen. Der Ostsee-Windpark H liegt auf halber Strecke zwischen dem Ostsee-Windpark J und dem Netzanschlusspunkt Bentwisch. Es bietet sich an, beide Windparks gemeinsam anzubinden und die Plattform von Windpark Ostsee-H zur Zwischenkompensation zu nutzen. Tabelle 10-4 zeigt die Trassenlängen getrennt für den jeweiligen See- und Landteil.

10.2 Aufbau der Systemanbindung eines OWP

In diesem Punkt geht es nicht um netzdynamische Gesamtuntersuchungen, sondern um mögliche Netzkonfigurationen zur Übertragung der Windparkleistung bis hin zum landseitigen Netzanschlusspunkt.

Bei der Entwicklung von Konzepten für die Übertragung der Leistung an Land wird von den aus heutiger Sicht im Betrachtungszeitraum verfügbaren technischen Lösungen und Übertragungstechniken ausgegangen. Dabei kann von folgenden Randbedingungen ausgegangen werden:

In das System der Netzanbindung bis zum Netzanschlusspunkt müssen außer den Seekabeln auch entsprechende Landkabel oder/und alternativ Drehstromfreileitungen oder GIL einbezogen werden.

Angesetzte Übertragungskapazität von Dreileiter-Drehstrom – Seekabeln (pro Stromkreis):

Nennspannung 150 kV	bis Querschnitt 1200 mm ²	ca. 935 A	ca. 240 MVA
Nennspannung 220 kV	bis Querschnitt 800 mm ²	ca. 820 A	ca. 310 MVA

Angesetzte Übertragungskapazität von Gas-Isolierten Leitungssystemen (GIL) (pro Stromkreis):

Nennspannung 400 kV	600/583 d _{Mantel} 200/188 d _{Leiter}	3850 A	2667 MVA
---------------------	--	--------	----------

Angesetzte Übertragungskapazität von Hochspannungsdrehstrom-Freileitungen (pro Stromkreis):

Nennspannung 400 kV	4x385/35-Al/St	4x850A	2200 MVA
---------------------	----------------	--------	----------

Die Übertragungskapazität eines Systems einer Hochspannungsgleichstromübertragung in VSC-Technik wird je nach Hersteller mit 250 bis 350 MW angesetzt.

Vorangegangene Untersuchungen und Vergleiche von Drehstrom- und Gleichstromlösungen haben gezeigt, dass bei Entfernungen bis 120 km (bei Nennspannung 150 kV) die Kosten für die Gleichstromlösung etwa 30% über denen einer Drehstromlösung liegen, wobei die Gesamtverluste bei der angenommenen Länge etwa gleich groß sind. Aus diesem Grund kann außer für den Nordsee-Windpark C die Drehstromlösung sicher als die kostengünstigere betrachtet werden. Für den Nordsee-Windpark C kann alternativ zur Drehstromlösung eine Gleichstromübertragung mit 2 Übertragungsmodulen ohne Einschleifung im Gebiet Nordsee-OWP-D entwickelt werden.

Im Zeithorizont bis 2010 kann von allgemein zugänglichen Standortplanungen ausgegangen werden. Daher können Trassen und Entfernungen relativ konkret angenommen werden.

Für den Zeitraum bis 2020 soll für die Nordsee von zusätzlich 14210 MW installierter Windparkleistung ausgegangen werden.

Das dafür entwickelte Systemmodell spiegelt die Gegebenheiten der vier Windpark-Einbindungsvarianten aus Abbildung 10-2 wider. Zur Untersuchung der prinzipiellen Machbarkeit, der zu bewältigenden technischen Herausforderungen und der dazu notwendigen Kosten zur Einspeisung großer Windparkleistungen über lange Entfernungen ist es in diesem Stadium nicht notwendig, einzelne WEA zu modellieren. Das Systemmodell sieht deshalb für jeden Einspeiseknoten nach Abbildung 10-2 zwei große Ersatz-Windparks vor, die über 150km bzw. 100km lange 220kV-Seekabelsysteme an eine Anlandungsplattform vor der Küste angebunden werden. Diese Längen erscheinen geographisch und technisch sinnvoll. Die Annahme anderer Längen in dieser Größenordnung ändert nur unwesentlich das zu bewältigende Problem langer und zahlreicher Seekabelverbindungen. Die Anzahl der parallelen Seekabelsysteme richtet sich nach der maximal eingespeisten Leistung. Auf der Anlandungsplattform wird auf 400kV hochgespannt und über mindestens zwei getrennte Sammelschienen und zwei 15

km lange GIL-Verbindungen angelandet. Diese Anlandungsvariante wurde gewählt, um geographisch breite Anlandungskorridore durch die zahlreichen parallelen Seekabel zu vermeiden. Bei einer Ausbauplanung in der Nordsee bis 2020 von insgesamt 18640 MW müssten mit 220 kV Seekabelübertragung mindestens 60 Dreileiterkabel - verlegt werden. Dazu gilt es alternative Anbindungsmöglichkeiten zu suchen. Eine davon ist der GIL.

An die GIL-Strecken schließen sich mindestens zwei parallele 400kV-Freileitungssysteme an, die über eine Entfernung von 50 km entweder direkt an die Netzanschlusspunkte Conneforde, Moorriem und Brunsbüttel angebunden sind oder für die Anlandung bei Diele nach 80 km Freileitungsstrecke über eine 200km lange gerichtete Drehstromlösung zum Netzeinspeisepunkt Niederrhein führen.

Die Konzentration der Anlandung über GIL ist hinsichtlich des Ausfalls eines GILs unkritisch, da ein GIL über längere Zeit überlastbar ist. Im Falle einer gerichteten Drehstromlösung wird im weiteren gezeigt, dass die Doppelleitung keine technisch realistische Lösung darstellt, da entweder sehr große Übertragungswinkel mit entsprechenden negativen Konsequenzen für die Stabilität auftreten oder bei Einsatz von Längskompensation die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen sehr problematisch ist. Aus diesem Grunde wurde letztlich mit 2 parallelen Doppelleitungen gearbeitet. In dem Falle ist der Ausfall einer Doppelleitung unkritisch.

Unter Berücksichtigung der Positionen der Windparks und der zugewiesenen Netzanschlusspunkte erscheinen folgende Zuordnungen von Übertragungsstrecken sinnvoll:

Nordsee

Windparks A und B	über gemeinsame Kabeltrasse nach	Böxlund
Windpark C	über eine Kabeltrasse nach	Brunsbüttel
Windpark D	über eine Kabeltrasse nach	Brunsbüttel
Windpark E	über eine Kabeltrasse nach	Emden
Windpark F	über eine Kabeltrasse nach	Maade
Windpark G	über eine Kabeltrasse nach	Diele
Windpark H	über eine Kombination See-Kabeltrasse/GIL/Freileitung nach	Diele
Windpark I	über eine Kabeltrasse nach	Brunsbüttel
Windpark J	über eine Kombination See-Kabeltrasse/GIL/Freileitung nach	Diele
Windpark K	über eine Kombination See-Kabeltrasse/GIL/Freileitung nach	Conneforde
Windpark L	über eine Kombination See-Kabeltrasse/GIL/Freileitung nach	Moorriem
Windpark M	über eine Kombination See-Kabeltrasse/GIL/Freileitung nach	Brunsbüttel

Ostsee

Windparks H und J	über gemeinsame Kabeltrasse nach	Bentwisch
Windpark I	über eine Kabeltrasse nach	Bentwisch
Windpark K	über eine Kabeltrasse nach	Lubmin
Windpark L	über eine Kabeltrasse nach	Bentwisch
Windpark M	über eine Kabeltrasse nach	Lubmin

Die Entfernung von Nordsee-Windpark C ist so groß, dass bei einer Drehstromlösung auf eine Zwischenkompensation nicht verzichtet werden kann, anderenfalls wären die Kabelströme

durch die hohen Blindstromanteile so hoch, dass die übertragbare Wirkleistung pro Kabel zu gering wäre. Daher ist es z.B. sinnvoll, den Nordsee-Windpark C über eine Zwischenplattform etwa auf dem Nordsee-Windpark D zu schleifen, hier können entsprechende Kompensationsanlagen installiert werden. Aus demselben Grund sollte der Ostsee-Windpark J über den Ostsee-Windpark H eingeschleift werden, um so die Anzahl der in Bentwisch ankommenden Kabelsysteme zu reduzieren.

10.3 Art der Anbindung: hochgespannte Drehstrom- oder Gleichstrom-Übertragung (AC/DC)

Beim Anschluss von Offshore-Windparks großer Leistung muss auf eine netzverträgliche Anschlussstechnik geachtet werden, so dass es nicht zu großräumigen Netzstörungen kommt. Insbesondere darf es bei kraftwerksnahen 3-poligen Kurzschlüssen bei Fehlerklärungszeiten bis zu 150 ms im gesamten Betriebsbereich nicht zum Trennen der Erzeugungseinheiten vom Netz kommen.

Die Wahl der Anschlussstechnik darf nicht zu unzulässigen Rückwirkungen auf die Netzspannung führen. Ein Übergang vom sicheren zu einem gefährdeten Systemverhalten mit kaskadierenden Fehlerereignissen kann aufgrund der bereits vorhandenen Gefahr eines großflächigen Ausfalls von Onshore-Windleistung anderenfalls nicht ausgeschlossen werden. Für eine abschließende Formulierung der Anforderungen und der Anschlussstechnik bis hin zum Einsatz von FACTS-Elementen zur Netzstützung müssen transiente und systemdynamische Untersuchungsergebnisse in ihrer Gesamtheit vorliegen.

Weiterhin dürfen Polradpendelungen weder zu einer Auslösung des Schutzes der Erzeugungseinheit noch zu einer Leistungsabsteuerung führen. Polrad bzw. Netzpendelungen treten im UCTE-Synchronebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Frequenzen von 0,2 bis 1,5 Hz auf. Der Windpark darf nicht anfachend bezüglich Polrad- bzw. Netzpendelungen sein.

Grundsätzlich werden für die in Planung befindlichen Offshore-Windparks zwei Arten der Energieübertragung zum Land diskutiert, die Drehstromübertragung (HDÜ oder englisch HVAC) sowie die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ oder englisch HVDC).

Die Hochspannungsgleichstromübertragung wiederum unterteilt sich in zwei unterschiedliche Systeme, die konventionelle Thyristortechnik und die moderne Transistortechnik mit Isolierschicht-Bipolartransistoren (IGBT). Es ergeben sich daher die folgenden drei Systeme:

- Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ / HVAC)
- Thyristor-Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ / HVDC) und
- IGBT-Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ-IGBT / HVDC-IGBT)
 - In der Literatur sind für dieses letztere System auch die Abkürzungen VSC-HVDC (VSC = Voltage Source Converter = Spannungs-Zwischenkreis) oder die Produkt-Marken HVDC Light® (ABB) und HVDC Plus® (Siemens) gebräuchlich.

Diese Systeme unterscheiden sich grundlegend in ihren technischen Eigenschaften und Übertragungskapazitäten.

Im Gespräch für die Anbindung von großen, relativ küstennahen Windparks an das Höchstspannungsnetz an Land sind Drehstromsysteme. Diese haben den Vorteil der wesentlich niedrigeren Investitionskosten und der einfacheren technischen Realisierbarkeit. Mit zunehmender Entfernung zur Küste nehmen die Verluste jedoch im wesentlichen aufgrund der großen Ladestromleistungen der Kabel erheblich zu, so dass die Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt sein kann. Bei großen Entfernungen steigen die Ladeströme schließlich soweit an, dass die Wechselstromübertragung auch technisch nicht mehr realisierbar ist.

Die Hochspannungsgleichstromübertragung mit Seekabeln besitzt gegenüber der Drehstromtechnik wesentliche technische Vorteile. Die Übertragungskapazität eines Seekabels ist bei Gleichstrom höher, da im Gegensatz zur Drehstromtechnik keine Verluste durch Blindleistung und durch Induktion in der Kabelschirmung entstehen. Der besseren technischen Effizienz stehen jedoch bei niedrigen Entfernungen erheblich höhere Kosten des Gleichstromsystems gegenüber. Die Mehrkosten entstehen im wesentlichen durch die Umrichtertechnik. Die Kosten der Gleichstrom-Seekabel sind dagegen wegen der besseren Ausnutzung geringer als die von Drehstromkabeln gleicher Leistungsfähigkeit.

Gleichstromübertragungssysteme werden daher erst bei großen Entfernungen der Offshore-Windparks zur Küste und bei höheren Leistungen wirtschaftlich günstig. Ab einer Entfernung von ca. 150 km und einer Übertragungsleistung von über ca. 250 MW ist der Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen in VSC-Technik kostengünstiger, da die Verluste der Drehstromsysteme enorm hoch werden.

Die Technik der Hochspannungsgleichstromübertragung ist eine erprobte Technologie für ausgewählte Anwendungen in der elektrischen Energieversorgung. Sie wird in der Regel eingesetzt bei sehr langen Übertragungsstrecken, bei der Trennung von großen Versorgungsnetzen zur Begrenzung von Kurzschlussleistungen oder zur Entkopplung von Netzfrequenzen, oder aber bei Offshore-Übertragungsstrecken zur Vermeidung von Verlusten, die in Drehstromsystemen durch Blindströme entstehen.

Für große Leistungen (> 350 MVA) erprobt sind derzeit nur Systeme mit Thyristortechnik. Dennoch weisen konventionelle Hochspannungsgleichstromsysteme mit Thyristortechnik gegenüber der IGBT-Technologie für die Anwendung im Offshore-Bereich erhebliche technische Nachteile auf. Ein Vergleich beider Hochspannungsgleichstromübertragungsarten ist in Tabelle 10-8 zusammengefasst dargestellt.

Der wesentliche Nachteil der konventionellen Hochspannungsgleichstromübertragung für Offshore-Windparks ist, dass auch offshore-seitig eine Kurzschlussleistung von mindestens etwa zwei- bis dreifacher Stromrichterbauleistung für einen stabilen Betrieb vorliegen muss. Nach ersten Abschätzungen kann man davon ausgehen, dass aus Gründen der Redundanz für eine 1000 MVA-Stromrichterstation zwei Synchronphasenschieber von je 250 MVA Baugröße mit einem Gewicht von ca. 280 bis 300 t je Einheit einzusetzen wären. Zusätzlich werden Drehstromfilter und eventuell auch Kondensatorbänke benötigt mit einer Gesamtleistung von ca. 30% bis 50% der zu übertragenden Wirkleistung, um die Maschinen vor den Oberschwin-

gungsströmen der HGÜ-Stromrichter zu schützen und um Blindleistung zu liefern. Durch den Einsatz der Phasenschieber, der Oberschwingungsfilter und Kondensatorbänke erhöht sich der Platzbedarf und damit die Kosten für die Plattform sowie die Wartungskosten.

Grundsätzlich besteht natürlich die Möglichkeit, Kurzschlussleistung von Land über eine Seekabelverbindung auf die Off-shore Plattform zu bringen. Ob diese Kurzschlussleistung in Summe mit der Kurzschlussleistung von doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren der einzelnen WEA für den Betrieb einer konventionellen Thyristor-HGÜ ausreicht und technisch überhaupt funktioniert, muss in weiteren Grundsatzuntersuchungen ermittelt werden.

Tabelle 10-8: Vergleich der Übertragungseigenschaften der konventionellen HGÜ in Thyristortechnik mit der HGÜ in IGBT-Technik

	Thyristor-Technik	IGBT-Technik
Raumbedarf	sehr hoch	hoch
Schaltfrequenz	Netzfrequenz	kHz-Bereich
Blindleistung	hoher Blindleistungsbedarf abhängig von der übertragenen Wirkleistung (ca. 50 – 60 %)	unabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung
Oberschwingungserzeugung	hoch, niedrige OS-Frequenzen (ab 550 Hz)	gering, hohe OS-Frequenzen (im Bereich der Schaltfrequenz und Vielfache)
Filter-/ Kompensationsbedarf	ca. 50% der Bemessungsleistung der HGÜ Filterleistung erforderlich; mehrere schaltbare Filter	ca. 10% der Bemessungsleistung der HGÜ Filterleistung erforderlich; ein Filter
min. Kurzschlussleistung Offshore (SCR)	ca. 2 – 3 mal Bemessungsleistung	keine Beschränkung
Kurzschlussbeitrag	nein	bis zur Bemessungsleistung
Entkopplung Windpark – öffentliches Netz	+	+
Schwachlast	min. Leistung ca. 10% der Bemessungsleistung der HGÜ (Lückbetrieb)	uneingeschränkt
Schwarzstartfähigkeit	nein	ja
Inselnetzbetrieb	nicht möglich	möglich

	Thyristor-Technik	IGBT-Technik
Phasenschieberbetrieb (Windflaute)	nicht möglich	möglich
Sonstiges		Keine Kommutierungsfehler

10.4 Spannungsebene und Blindleistungskompensation

Bei näherer Betrachtung der zu übertragenden Leistungen und der thermischen Grenzleistungen bei einer Übertragungsspannung von 150 kV bzw. 220 kV wird schnell deutlich, mit welchen Übertragungsspannungen bei Einsatz der Hochspannungsdrehstromübertragung (HVAC) gearbeitet werden sollte – siehe Tabelle 10-9.

Zur Blindleistungskompensation sind auf See- und an Land positionierte Kompensationsdrosseln vorzusehen, um die von den Kabeln erzeugte Blindleistung je nach übertragener Wirkleistung und die geforderte Blindleistungsabgabe zur Spannungsstützung bereitzustellen. Grundlage für die Lastflussberechnungen für OWP's im Bereich der Nordsee und der Ostsee sind unterschiedliche Erzeugerleistungen des Windparks zwischen 0 und 100% der Nennleistung und die nach Transmission-Code geltenden Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung entsprechend Abbildung 10-4.

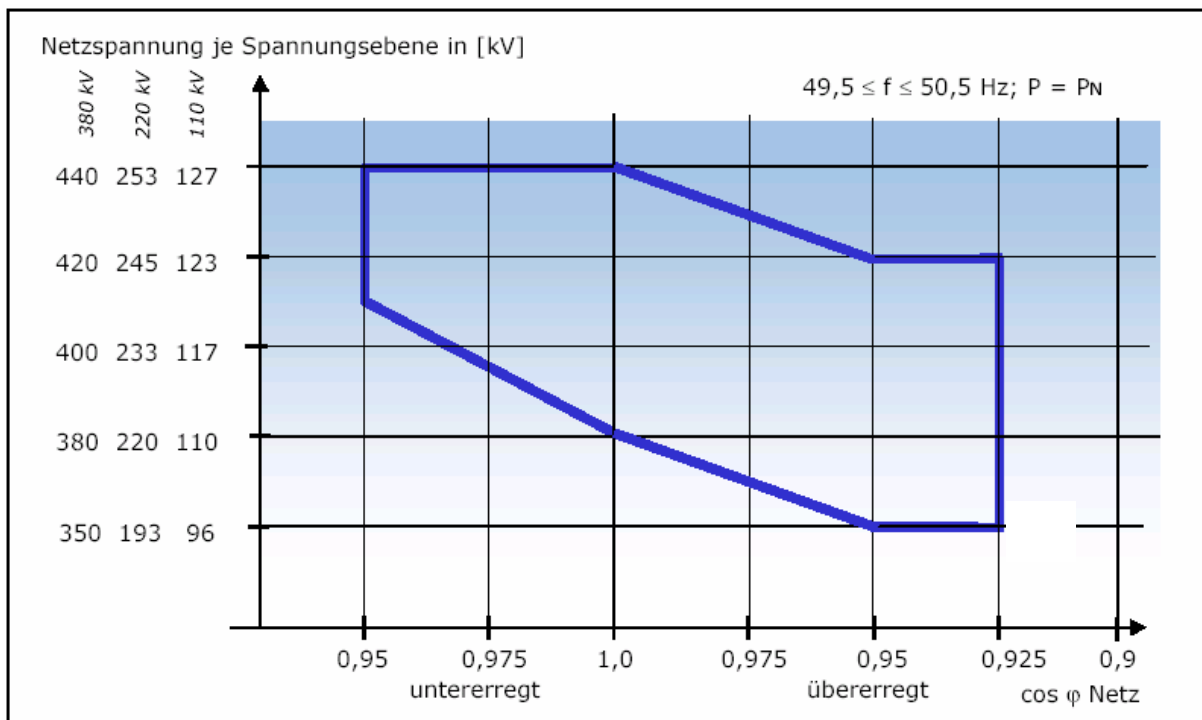
Aus umweltpolitischen und auch aus technisch-wirtschaftlichen Gründen erscheint es sinnvoll, die Seekabelanbindungen von OWP's zu Gemeinschaftstrassen und eventuell auch zu Gemeinschaftssystemen zu bündeln.

Tabelle 10-9: Vorschlag für Übertragungsspannung und Systemanzahl

Windpark	Leistung in MW	Nennspannung in kV	Anzahl der Systeme
<i>Nordsee</i>			
OWP-A	240	150	3
OWP-B	400	150	2
OWP-C	500	220	2
OWP-D	750	220	3
OWP-E	60	150	1
OWP-F	240	150	2
OWP-G	252	150	1
OWP-H**)	1378	220 - 400	6 + 1xGIL + 1xFL
OWP-I	610	220	2
OWP-J**)	3270	220 - 400	15 + 2xGIL + 4xFL
OWP-K**)	3200	220 - 400	15 + 2xGIL + 2xFL
OWP-L**)	3200	220 - 400	15 + 2xGIL + 2xFL
OWP-M**)	4540	220 - 400	21 + 2xGIL + 2xFL
Windpark	Leistung in MW	Nennspannung in kV	Anzahl der Systeme
<i>Ostsee</i>			
OWP-H	51	150	1 ^{*)}
OWP-I	175	150	1
OWP-J	385	150	2
OWP-K	400	150	2
OWP-L	400	150	2
OWP-M	300	150	2

^{*)} in OWP-J enthalten

****)** Kombinationen aus Seekabel auf eine küstennahe Plattform mit Anlandung über GIL und Weiterleitung mit Drehstrom-Freileitung (FL)

Abbildung 10-4: Grundanforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung

Auf den Einsatz von SVC's wurde mit Ausnahme des gemeinsamen Anschlusses der Nordsee-Windparks H und J-M sowie der Ostsee-Windparks H und J zunächst verzichtet.

Generell muss festgestellt werden, dass fest installierte bzw. über Leistungsschalter zu- und abschaltbare Blindleistungskompensation (Ladestromspulen) im wesentlichen dazu da ist, je nach Belastung die Ladeleistung der Kabelstrecken zu kompensieren. Die Ladestromspulen sind nicht dazu geeignet, den Leistungsfaktor am Netzanschlusspunkt entsprechend den Netzanschlussregeln einzustellen. Ebenso gilt, dass regelbare Blindleistung von den einzelnen Windgeneratoren nicht sinnvoll über lange Seekabelstrecken transportiert werden kann. Daher ist bei langen Off-shore Anbindungen die Blindleistungs-Regelung der WEA nicht ausschlaggebend für die Einstellung des geforderten Leistungsfaktors am Netzanschlusspunkt. Wenn die Netzbetreiber eine stetige Regelung der Blindleistung am Netzanschlusspunkt fordern, oder die Ladestromspulen durch die windbedingten Änderungen der Einspeiseleistungen zu hohe Schalthäufigkeit aufweisen, ist der Einsatz von SVC's oder STATCOM's unumgänglich.

Das wird in den meisten Fällen notwendig sein, da sich die Einspeiseleistung der Windparks durch Schwankungen der Windgeschwindigkeit zwischen einem Minimalwert und der installierten Leistung (abzüglich Übertragungsverluste und Eigenbedarf) ändern kann. Dementsprechend muss auch die Blindleistung stetig regelbar sein. Das kann durch Einzelschalten von festen Drosseln nicht abgedeckt werden.

Bei den Ostsee-Windparks H und J konnte durch einen landseitigen SVC eine Reduzierung des erforderlichen Kabelquerschnitts erreicht werden. Für die angenommenen großen Nordsee-Windparks H und J-M wurde am Netzanschlusspunkt SVC-Regelleistung angesetzt.

Die Notwendigkeit des Einsatzes von FACTS kann zur Zeit noch nicht endgültig beurteilt werden. Genauere Detailuntersuchungen mit entsprechendem Basic-Design werden solche Anforderungen dann noch genau definieren. Sie sind in der jetzigen Phase nicht entscheidend für die Bewertung der technischen Machbarkeit und Abschätzung grober Investitionskosten.

Für die berechneten Nordsee-OWPs ist die notwendige Kompensationsleistung in Tabelle 10-11 bis Tabelle 10-14 zusammengefasst. Für die berechneten Ostsee-OWPs kann die Kompensationsleistung Tabelle 10-10 entnommen werden.

Tabelle 10-10: Blindleistungskompensation Ostsee für Szenario 2020

Windpark	Land in Mvar	See in Mvar
OWP-H	50	115 (auch für OWP J)
OWP-I	40	25
OWP-J	-80...75 (SVC)	70
OWP-K	115	80
OWP-L	80	60
OWP-M	115	80

10.5 Systemparametrierung der Windpark-Anbindung

Im Weiteren wird die Netzanbindung der Nordsee- und Ostsee- Offshore-Windparks als HVAC-Lösung mit der entsprechenden Auswahl der Kabel und Kompensationseinrichtungen für den stationären Betrieb prinzipiell ausgelegt und die technische Machbarkeit durch entsprechende stationäre Lastflussberechnungen beurteilt.

10.5.1 Nordsee, Ausbaustufe 2010

Für die Lastflussberechnungen für den Bereich Nordsee wurde von den folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- In den Berechnungen wurden Gruppen von Ersatzgeneratoren mit einer Leistung von 27, 30 oder 36 MW gebildet – dahinter können 10 WEA mit Einzelleistungen ≤ 3 MW installiert sein, die in Reihe hintereinander geschaltet sind.
- Das windparkinterne Kabelnetz wurde nicht mit berücksichtigt. Die hier entstehenden Wirk- und Blindleistungsverluste sind vernachlässigbar gering gegenüber den Verlusten in der HVAC-Übertragungsstrecke.

Die Lastflussberechnungen wurden zunächst für die Arbeitspunkte 1, 2, 7, 8 nach Abbildung 10-4 durchgeführt.

In der Tabelle 9-11 ist eine zusammenfassende Übersicht der Ergebnisse für die Ausbaustufe 2010 enthalten. Es wird deutlich, dass die Eckpunkte gemäß den Grundanforderungen der Blindleistungsbereitstellung nach Abbildung 10-4 eingehalten werden können.

Tabelle 10-11: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2010

Table with multiple columns: Windpark, AP, P, MW, MWAr, Iam, Iamb, Iavg, Ipeak, I, cosphi, delta P, MW, %, delta P, MW, %, P total, MW, Ersatz-Generator, MW, MWAr, Q, cosphi, D1, U-OPW, %, D2, U-LANDT, %, SVC-1, MVA, U-LANDZ, %, SVC-2, MVA, U-NEZT, %, LFBild. Rows include OPW-A/B, OPW-C, OPW-D, OPW-E, OPW-F, OPW-G, OPW-H, OPW-I and various Leerlauf entries.

D1 off-shoreseitige feste Blindleistungskompensation
D2 on-shoreseitige feste Blindleistungskompensation
SVC1 on-shoreseitiger SVC zur Einstellung einer technisch notwendigen Übertragungsspannung
SVC2 on-shoreseitiger SVC zur Einstellung eines geforderten Leistungsfaktors am Netzübergabeknoten

Ausgewählte Lastflussergebnisse sind im Anhang zusammengefasst.

Als Beispiel sind in Abbildung 10-5 und Abbildung 10-6 Spannungs- und Stromprofile über die Drehstromkabelübertragung dargestellt.

Abbildung 10-5: Spannungs- und Stromprofil der 220 kV Übertragung OWP-C

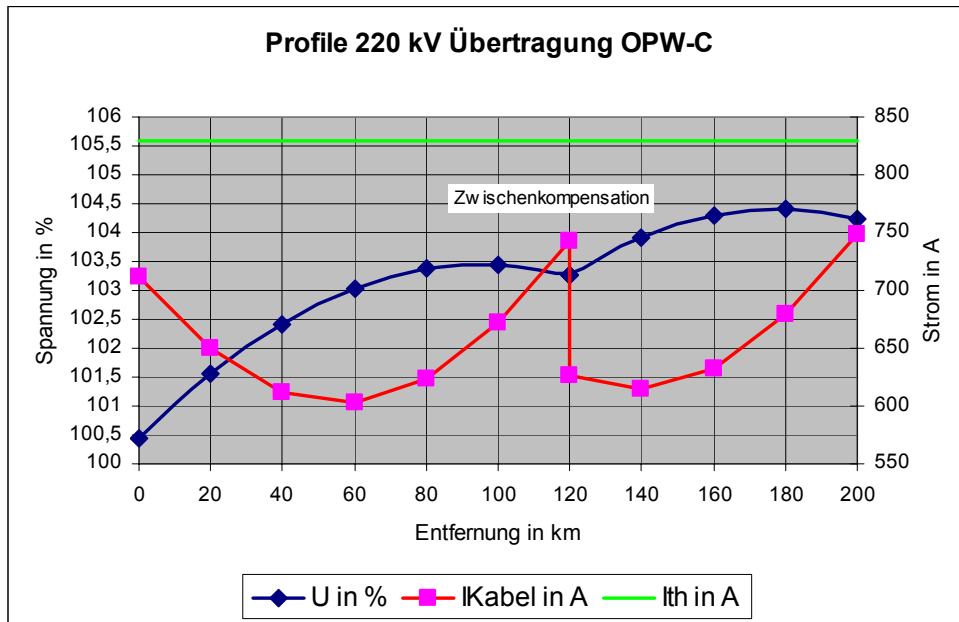
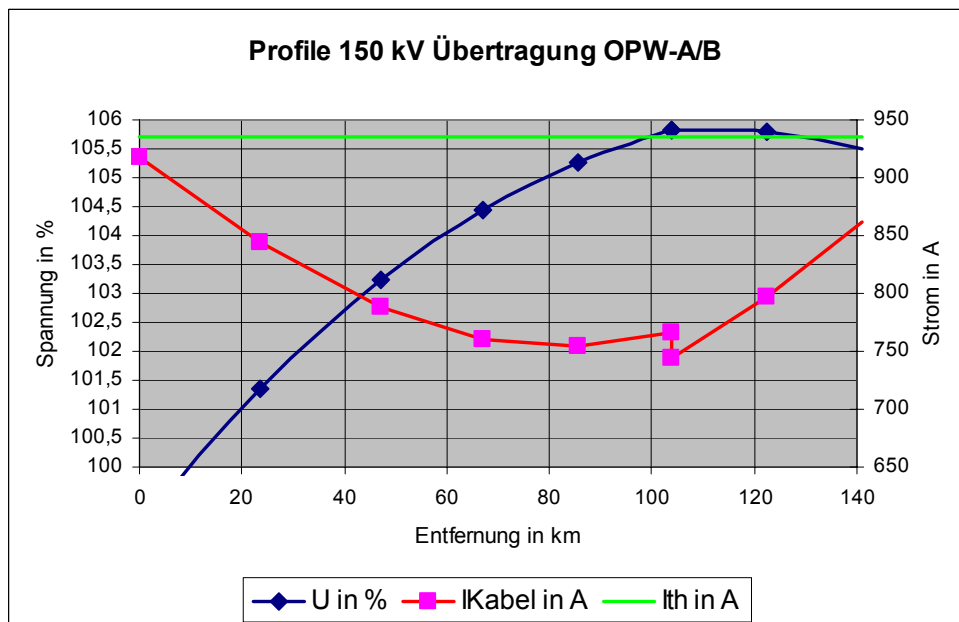


Abbildung 10-6: Spannungs- und Stromprofil der 150 kV Übertragung OWP-A/ OWP-B



10.5.2 Nordsee, Ausbaustufe 2020

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen zu diesem Abschnitt sind im Anhang Abbildung A-49 bis Abbildung A-71 enthalten.

Windparkeinspeisung Diele – Meppen - Niederrhein

- Einzubindende OWP-Leistung: 3270 MW
- OWP-Leistung über 150 km Seekabel (5 parallele Systeme): 1090 MW
- OWP-Leistung über 100 km Seekabel (10 parallele Systeme): 2180 MW

Nach der GIL-Anlandung wird über eine 80 km lange 400kV-Freileitungsstrecke nach Diele übertragen. Von dort bindet eine 200 km lange 400kV-Freileitungsstrecke die Windparks bei Niederrhein in das Netz ein.

- **Variante 1: 2 parallele 400kV-Freileitungssysteme**

Im Arbeitspunkt AP2 (350kV, $\cos\phi_i = 0,925$ übererregt) ergibt sich eine Winkeldifferenz zwischen Netz und Generator, die mit einem Wert von über 66° an der Ersatz-WEA keinen stabilen Generatorbetrieb erlaubt (siehe Abbildung A-49). Die große Winkeldifferenz entsteht hauptsächlich durch die 280 km lange Freileitung.

Um den am Netzübergabepunkt geforderten $\cos\phi_i$ zu gewährleisten, muss dort eine hohe Kompensationsblindleistung (2050 MVar) bereitgestellt werden. Diese Blindleistung kann wegen der hohen elektrischen Entfernung nicht von den WEA geliefert, sondern muss vor Ort erzeugt werden.

Um die Winkeldifferenz zu reduzieren und stabilen Generatorbetrieb zu ermöglichen, gibt es mehrere Möglichkeiten, die im Folgenden untersucht werden.

- **Variante 2: 2 parallele 400kV-Freileitungssysteme mit Serienkompensation**

Durch Serienkompensation von 50% der 200km langen gerichteten Drehstromleitung kann die Winkeldifferenz zwischen Netz im Arbeitspunkt AP2 und Generatoren um ca. 20° auf ca. 47° reduziert werden (Abbildung A-50). Gleichzeitig sinkt die am Netzübergabepunkt bereitzustellende Kompensationsblindleistung auf 1120 MVar.

In den Arbeitspunkten AP1, AP7 und AP8 (Abbildung A-51 bis Abbildung A-53) steigt die Spannungsbeanspruchung der gerichteten Drehstrom-Freileitung aber auf Werte bis knapp 119%. Gleichzeitig müssen neben der hohen Kompensationsblindleistung am Netzübergabepunkt am Anfang der gerichteten Lösung in Diele ebenfalls hohe dynamische Kompensationsblindleistungen (bis zu ca. 2200 MVar) eingespeist werden.

Aus diesen Gründen wird eine weitere Möglichkeit untersucht.

- **Variante 3: 4 parallele 400kV-Freileitungssysteme**

Durch diese Anbindung sinken die Spannungswinkel an den Ersatz-WEA auf Werte von maximal 40° (Abbildung A-54 bis Abbildung A-57). Gleichzeitig bleibt die Spannungsbeanspruchung der Freileitung unter den vorherigen Werten. Nichtsdestotrotz muss am Netzverknüpfungspunkt hohe dynamische Kompensationsblindleistung bereitgestellt werden, um die Forderungen nach Einhaltung des $\cos\phi_i$ für die einzelnen Arbeitspunkte zu erfüllen. Diese

Blindleistung kann wegen der hohen elektrischen Entfernung nicht von den WEA selber bereitgestellt werden.

Abbildung A-58 und Abbildung A-59 zeigen diese Variante ohne Windparkeinspeisung. Die hohen kapazitiven Ladeströme der zahlreichen Seekabelstrecken und der Freileitungen erfordern große Ladestromdrosselleistungen.

Die Berechnungen der Varianten 1 bis 3 zeigen deutlich die Problematik der Einspeisung über gerichtete Drehstromsysteme mit einer Gesamtlänge von 100 bis 150 km Seekabel, 15 km GIL und 280 km Mehrfachdrehstromfreileitung:

- Die am Einspeiseknoten ins Übertragungsnetz erforderliche Blindleistung kann technisch nicht von den WEAs bereitgestellt und übertragen werden. Die Blindleistung muss am Einspeiseknoten durch entsprechende regelbare Blindleistungsquellen erzeugt werden.
- Wenn die Leitungsparameter auf die thermisch übertragbare Leistung ausgelegt werden, ergeben sich durch die große Übertragungslänge sehr hohe Übertragungswinkel, die mit Sicherheit zu Stabilitätsproblemen führen werden. Bei der Einführung von Längskompensation sind entsprechende Spannungsprobleme im Leitungszug zu erwarten (genauere Untersuchungen zur technischen Machbarkeit müssen noch durchgeführt werden).
- Die Drehstrom-Vierfachleitung wird als die technisch machbare Lösung favorisiert

Windparkeinspeisung Conneforde oder Moorriem

Bis zum Übergabepunkt in Conneforde bzw. in Moorriem unterscheiden sich diese beiden Anbindungen nicht voneinander. Deshalb wird ein Systemmodell untersucht, das beide Anbindungen gleichermaßen nachbildet.

- Einzubindende OWP-Leistung: 3200 MW
- OWP-Leistung über 150 km Seekabel (5 parallele Systeme): 1067 MW
- OWP-Leistung über 100 km Seekabel (10 parallele Systeme): 2133 MW

Nach der GIL-Anlandung wird über eine 50 km lange 400kV-Freileitungsstrecke nach Conneforde oder Moorriem übertragen. Von dort wird nach Dauersberg bzw. Wehrendorf weitergeleitet. Die Abbildungen A-60 bis A-65 zeigen die Verhältnisse an den Arbeitspunkten AP1, AP2, AP7 und AP8 und im Leerlauf bei minimaler und maximaler Spannung am Übergabeknoten.

Windparkeinspeisung Brunsbüttel

- Einzubindende OWP-Leistung: 4540 MW
- OWP-Leistung über 150 km Seekabel (7 parallele Systeme): 1513 MW
- OWP-Leistung über 100 km Seekabel (14 parallele Systeme): 3027 MW

Nach der GIL-Anlandung wird über eine 50 km lange 400kV-Freileitungsstrecke nach Brunsbüttel übertragen. Von dort wird nach Grafenrheinfeld weitergeleitet. Die Abbildungen A-66 bis A-71 zeigen die Verhältnisse an den Arbeitspunkten AP1, AP2, AP7 und AP8 und im Leerlauf bei minimaler und maximaler Spannung am Übergabeknoten.

Die folgenden Tabellen fassen die Ergebnisse der einzelnen Rechnungen zusammen.

Tabelle 10-12: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWPJ

OWP J: Instalierte Leistung 3270 MW nach Meppen über Diele									
	P_{Netz} [MW]	Q_{Netz} [MVar]	cosphi	ΔP [MW]	eta	$Q_{\text{Übergabepunkt}}$ [MVar]	Q_{GIL} [MVar]	Q_{OWP150} [MVar]	Q_{OWP100} [MVar]
AP1	-3059	-1226	0,928	211	0,935	1640	-2132	-527	-312
AP2	-3033	-1223	0,927	237	0,928	450	-456	-527	-312
AP7	-3058	991	0,951	212	0,935	-780	-1894	-527	-311
AP8	-3058	992	0,951	212	0,935	-140	-2606	-527	-311
AP2 Flaute	44	28	n.a.	44	0	-1600	-1285	-1000	-1340
AP8 Flaute	29	126	n.a.	29	0	0	-3362	-1000	-1340
					Min	-1600	-3362	-1000	-1340
					Max	1640	-456	-527	-311

Tabelle 10-13: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWP K bzw. OWP L

OWP K bzw. L: Instalierte Leistung je 3200 MW nach Conneforde bzw. Moorriem									
	P_{Netz} [MW]	Q_{Netz} [MVar]	cosphi	ΔP [MW]	eta	$Q_{\text{Übergabepunkt}}$ [MVar]	Q_{GIL} [MVar]	Q_{OWP150} [MVar]	Q_{OWP100} [MVar]
AP1	-3043	-1235	0,927	157	0,951	1900	-2320	-525	-315
AP2	-3025	-1242	0,925	175	0,945	0	-165	-529	-224
AP7	-3040	1004	0,950	160	0,950	0	-2628	-531	-261
AP8	-3036	1000	0,950	164	0,949	1028	-3592	-525	-315
AP2 Flaute	24	-7	n.a.	24	0	0	-2219	-889	-1201
AP8 Flaute	33	20	n.a.	33	0	1600	-3992	-997	-1331
					Min	0	-3992	-997	-1331
					Max	1900	-165	-525	-224

Tabelle 10-14: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Nordsee Szenario 2020 OWP M

OWP M: Installierte Leistung 4540 MW nach Brunsbüttel									
	P_{Netz} [MW]	Q_{Netz} [MVar]	$\cos\phi$	ΔP [MW]	η	$Q_{\text{Übergabepunkt}}$ [MVar]	Q_{GIL} [MVar]	Q_{OWP150} [MVar]	Q_{OWP100} [MVar]
AP1	-4299	-1746	0,927	241	0,947	2750	-2994	-738	-426
AP2	-4270	-1757	0,925	270	0,941	190	0	-705	-431
AP7	-4292	1412	0,950	248	0,945	0	-3386	-728	-311
AP8	-4292	1416	0,950	248	0,945	950	-4268	-738	-426
AP2 Flaute	34	-8	n.a.	34	0	0	-2918	-1310	-1747
AP8 Flaute	45	46	n.a.	45	0	1650	-4948	-1407	-1872
					Min	0	-4948	-1407	-1872
					Max	2750	0	-705	-311

Der Lastfluss für den Arbeitspunkt AP1 des OWPs M in Abbildung A-66 zeigt exemplarisch das Problem, das bei der verteilten Erzeugung und Übertragung der Windparkleistung über lange Strecken an den Netzübergabepunkt entsteht. Um die geforderten Netzanschlussbedingungen am Übergabeknoten gewährleisten zu können, sind am Übergabeknoten große dynamische Blindleistungskompensatoren notwendig. Um das Spannungsprofil auf der langen Übertragungsstrecke einhalten zu können, sind dort ebenfalls hohe Kompensationsleistungen notwendig. Die langen und zahlreichen Kabelverbindungen erfordern große Ladeleistungen, die im Leerlauf durch Ladestromdrosseln bereitgestellt werden müssen. Die WEA selber können diesen Blindleistungsbedarf nicht bereitstellen. Ihre elektrische Entfernung verhindert das.

10.5.3 Ostsee 2007/2010/2020

Für die Lastflussberechnungen im Bereich der Ostsee wurde von den folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- In den Berechnungen wurden Ersatzgeneratoren je Sekundärwicklung der 150/30kV-Transformatoren gebildet – dahinter können praktisch mehrere Stränge mit Einzelleistungen der Generatoren ≤ 3 MW stehen, die in Reihe hintereinander geschaltet sind.
- Das windparkinterne Kabelnetz wurde näherungsweise durch Ersatzkabel berücksichtigt. Die hier entstehenden Wirk- und Blindleistungsverluste sind vernachlässigbar gering gegenüber den Verlusten in der HVAC-Übertragungsstrecke.

Die Lastflussberechnungen wurden für die Arbeitspunkte LF1 bis LF7 nach Abbildung 10-4 durchgeführt. In Tabelle 10-15 ist eine zusammenfassende Übersicht der Ergebnisse enthalten. Es wird deutlich, dass die Eckpunkte gemäß den Grundanforderungen der Blindleistungsbereitstellung nach Abbildung 10-4 eingehalten werden können. Einschränkend muss angemerkt werden, dass Flaute bzw. Leerlauf ein Zuschalten aller Ladestromspulen erfordert und bei maximaler Einspeisung ein Teil der Kompensation abgeschaltet werden muss um die

Blindleistungsanforderungen zu erfüllen. Wenn die Netzbetreiber eine stetige Regelung der Blindleistung am Übergabeknoten fordern, oder die Ladestromspulen durch die windbedingten Änderungen der Einspeiseleistungen zu hohe Schalthäufigkeit aufweisen, ist der Einsatz von SVC's oder STATCOM's unumgänglich. Eine vollständige Blindleistungsbereitstellung oder –aufnahme durch die Windgeneratoren ist durch die langen Kabel und die mehrfache Umspannung nicht möglich. Detaillierte Lastflussergebnisse sind im Anhang dargestellt.

Tabelle 10-15: Zusammenfassung der Lastflussergebnisse Ostsee

Wind-park	Ar-beits-punkt	Am Netzanschlusspunkt					150 kV	WP Generatoren		
		U kV	P MW	Q MVA _r	cos φ	Ver-luste	U _{max} %	P MW	Q MVA _r	cos φ
OWP-H + OWP-I (2007)	LF1	420	193,7	63,4	0,950ü	4.8%	103,1	203,4	-0,6	1,000
	LF2	350	193,8	64,0	0,950ü	4.7%	103,2	203,4	0,0	1,000
	LF3	360	193,9	-0,5	1,000	4.7%	102,3	203,4	3,8	1,000
	LF4	380	193,6	-79,8	0,925u	4.8%	101,2	203,4	2,2	1,000
	LF5	440	193,8	-79,7	0,925u	4.7%	102,1	203,4	1,0	1,000
	LF6	440	194,0	0,1	1,000	4.6%	102,9	203,4	2,8	1,000
	LF7	440	-0,5	-1,7	--		100,4	0	0	--
OWP-H + OWP-J (2010)	LF1	420	360,6	119,1	0,950ü	8.1%	105,6	392,4	0,8	1,000
	LF2	350	360,5	118,7	0,950ü	8.1%	105,3	392,4	4,0	1,000
	LF2a	350	206,7	67,7	0,950ü	5.2%	102,5	218,0	0,0	1,000
	LF2b	350	41,6	13,7	0,950ü	4.6%	101,7	43,6	0,0	1,000
	LF3	360	360,5	0,1	1,000	8.1%	104,2	392,4	0,0	1,000
	LF4	380	360,5	-147,7	0,925u	8.1%	104,6	392,4	0,0	1,000
	LF5	440	360,3	-148,2	0,925u	8.2%	103,9	392,4	0,0	1,000
	LF5a	440	206,0	-84,8	0,925u	5.5%	101,8	218,0	-49,8	0,975u
	LF5b	440	41,6	-17,1	0,925u	4.6%	101,3	43,6	-14,5	0,950u
	LF6	440	360,8	0,0	1,000	8.1%	104,6	392,4	0,0	1,000
LF7	440	-1,0	0,0	--		101,0	0	0	--	
OWP-K (2010)	LF1	420	336,0	110,5	0,950ü	6.7%	105,5	360,0	80,0	0,976ü
	LF2	350	336,3	110,5	0,950ü	6.6%	106,1	360,0	75,2	0,979ü
	LF3	360	336,9	0,0	1,000	6.4%	103,1	360,0	-1,2	1,000
	LF4	380	336,9	-138,8	0,925u	6.4%	103,4	360,0	18,4	0,999ü
	LF5	440	336,7	-138,6	0,925u	6.5%	102,9	360,0	20,0	0,998ü
	LF6	440	337,1	0,0	1,000	6.4%	103,6	360,0	-4,0	1,000
	LF7	440	-0,8	0,0	--		100,9	0	0	--
OWP-L (2020)	LF1	420	339,6	111,6	0,950ü	5.7%	104,2	360,0	142,4	0,930ü
	LF2	350	339,9	111,4	0,950ü	5.6%	104,8	360,0	137,6	0,934ü
	LF3	360	341,4	0,1	1,000	5.2%	102,6	360,0	8,8	1,000
	LF4	380	341,2	-139,6	0,925u	5.2%	102,3	360,0	13,6	0,999ü
	LF5	440	341,1	-139,9	0,925u	5.2%	101,8	360,0	13,2	0,999ü
	LF6	440	341,6	-0,1	1,000	5.1%	103,0	360,0	6,0	1,000
	LF7	440	-0,4	-1,6	--		100,4	0	0	--
OWP-M (2020)	LF1	420	254,8	83,6	0,950ü	5.6%	104,3	270,0	1,5	1,000
	LF2	350	254,8	83,6	0,950ü	5.6%	104,1	270,0	2,8	1,000
	LF3	360	254,9	-0,1	1,000	5.6%	102,6	270,0	-5,2	1,000
	LF4	380	254,8	-104,7	0,925u	5.6%	102,7	270,0	8,4	1,000
	LF5	440	254,7	-104,5	0,925u	5.7%	102,2	270,0	9,6	0,999ü
	LF6	440	254,4	0,0	1,000	5.8%	103,1	270,0	1,2	1,000
	LF7	440	-0,8	0,2	--		100,9	0	0	--

10.6 Kurzschluss-Stromberechnungen

Kurzschlussstromberechnungen wurden beispielhaft für die Offshore Windparks der Ostsee durchgeführt. Entsprechend der durchgeführten Lastflussstudien werden auch Kurzschlussstromberechnungen nach VDE0102/IEC 60909 durchgeführt. Detaillierte Ergebnisse sind im Anhang dargestellt.

Für die maximalen Kurzschlussströme wurde für die Asynchrongeneratoren ein Verhältnis Anlaufstrom zu Bemessungsstrom $I_a/I_r = 3,5$ angenommen. Berechnet wurde nur der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' , da der Ausschaltwechselstrom für doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren in IEC60909 nicht definiert ist. Für die Berechnung der minimalen Kurzschlussströme wurde angenommen, dass alle Asynchronmaschinen außer Betrieb sind.

Es ergeben sich keine Probleme bei der Anlagendimensionierung.

Der Beitrag der Windparks zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom bei Kurzschluss am 380-kV-Netzanschlusspunkt variiert je nach Transformatorgröße und angeschlossenen Windparks zwischen 400A und 800A, was etwa 110% bis 135% des Transformatornennstroms entspricht.

10.7 Oberschwingungen

Oberschwingungsberechnungen wurden beispielhaft für die Offshore Windparks der Ostsee durchgeführt. Die Oberschwingungsanalyse wird für die Netzanschlusspunkte der Windparks (Bentwisch, Lubmin) und für wichtige Schaltanlagen innerhalb der Windparks durchgeführt. Bei den Oberschwingungsberechnungen handelt es sich um stationäre Berechnungen, welche auf den Lastfluss- und Kurzschlussdaten basieren. Die Lastflussdaten werden für die Oberschwingungsberechnung um die Frequenzabhängigkeit der Freileitungen und Transformatoren und um eine ausführliche Nachbildung der 380-kV-Netzeinspeisung erweitert.

Ziel der Untersuchungen ist das Auffinden der Resonanzfrequenzen an den Netzanschlussknoten und an wichtigen windpark-internen Schaltanlagen.

Der Anschluss der Offshore Windparks an die 380-kV-Knotenpunkte Bentwisch und Lubmin verändert die Oberschwingungsimpedanz vor allem im Bereich 130....350 Hz. Es ergeben sich hier zusätzliche Resonanzfrequenzen. Gleichzeitig wird jedoch auch die Dämpfung verbessert. Prinzipiell ist damit die Situation beherrschbar, da bei der Berücksichtigung einer Minimallast im 380-kV-Netz eine zusätzliche Dämpfung erfolgt. In Abhängigkeit vom bereits vorhandenen Oberschwingungspegel ist im Einzelfall zu prüfen, ob zusätzliche Filter erforderlich sind.

Beispielhaft sind die Impedanzen am 380-kV-Knoten Bentwisch – ohne Einfluss der Windparks – in Abbildung 10-7 und Abbildung 10-8 mit angeschlossenen Windparks H, J und J dargestellt.

**Abbildung 10-7: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch ohne Windparkeinfluss
Szenario 2010 min. Kurzschlussleistung**

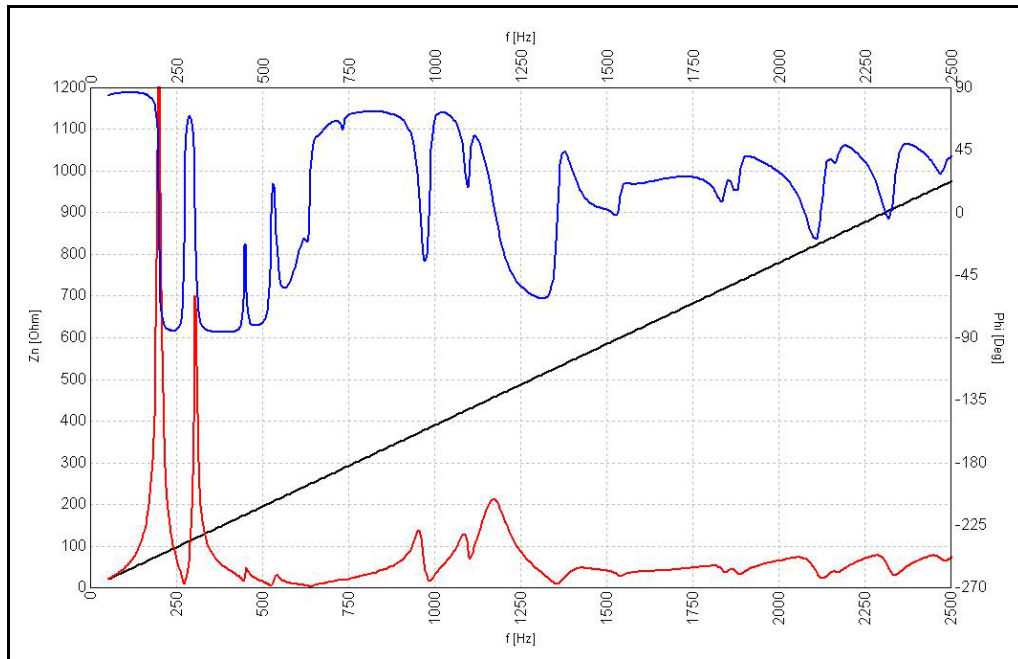
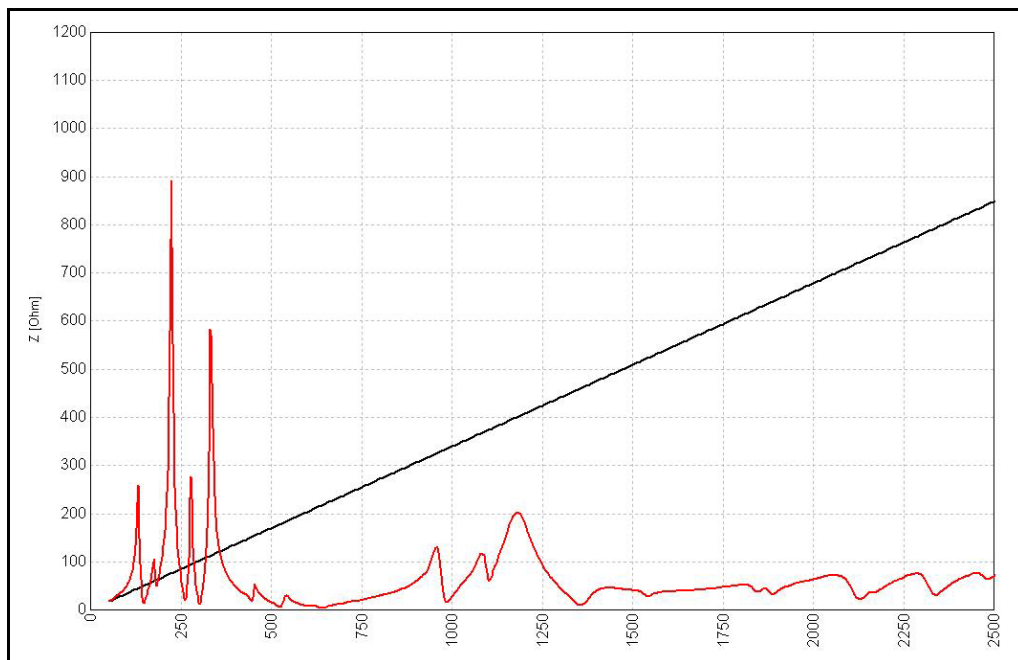


Abbildung 10-8: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch. Mit angeschlossenen Windparks – Szenario 2010 min. Kurzschlussleistung



10.8 Dynamische Berechnungen Nordsee

Die für die Lastflussberechnung erstellte Datenbasis wurde für die Dynamikberechnung 1:1 in das Simulationssystem NETOMAC übernommen. Die Windparks A-G wurden wie für die Lastflussberechnungen in Gruppen belastet. Jede Gruppe (36 MW, 30 MW bzw. 27 MW) wurde das dynamische Modell der abgestimmten 1.5 MVA Typenmaschine zugeordnet. Als Typenmaschine wurde eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine eingesetzt. Das Modell beinhaltet eine Crowbar-Beschaltung des Umrichterzwischenkreises der doppelt gespeisten Asynchronmaschine.

Die Landnetze wurden als frequenzstarre Netze mit der an den Netzanschlusspunkten 1-5 anstehenden minimalen Kurzschlussleistung modelliert. Es bestehen im Modell keine Verbindungen zwischen den Netzanschlusspunkten.

Es wurde der Normfehler 3poliger Kurzschluss mit 150 ms Dauer simuliert. Für alle Anlandefälle wurde der Kurzschluss am Netzanschlusspunkt angenommen. Folgende Fälle wurden simuliert und dokumentiert.

Tabelle 10-16: Untersuchte Fälle

Fall 3poliger KS am Netzanschlusspunkt	betroffener Offshore Windpark (OWP)	Bilder (Anhang)
1	A, B	UE 1-1,1-2,1-3
2	C, D	UE 2-1,2-2,2-3
3	F	UE 3-1,3-2
4	E	UE4-1,4-2
5	G	UE5-1,5-2

Für alle Fälle wurden die zeitlichen Verläufe der Spannungen an den Netzanschlusspunkten über der Zeit für 3s simuliert (Abbildung A-5-1(UE1-1), Abbildung A-5-4(UE2-1), Abbildung A-5-7(UE3-1), Abbildung A-5-9(UE4-1) und Abbildung A-5-11 (UE5-1)).

Für die von Fehler betroffenen Windparks wurden die folgenden Größen innerhalb eines Plots simuliert:

- Wirk- und Blindleistung eines Maschinen-Clusters
(Blindleistungseinspeisung entsprechend Lastfluss, Nennwirkleistung)
- Statorstrom
- Rotorstrom (bei Schlupf -10 %)
- Schlupf der Maschinen
- Ansprechen des Crowbar-Widerstandes

Diese Größen wurden für die unterschiedlich betroffenen Windparks in den folgenden Abbildungen geplottet. (Beispiel: UE 1-2: Aufgelistete Größen wurden für den Windpark A geplottet; UE 2-3: Aufgelistete Größen wurden für den Windpark D geplottet; siehe Tabelle 10-16).

Für alle Fälle zeigt sich ein stabiles Verhalten während und nach dem Kurzschluss. Da keine zusätzlichen mechanischen Regelungen zu den P und-Q-Reglern modelliert sind, wird die Änderung des Schlupfes nicht zurückgeführt. Die Regler wurden mit zeitkonstanten $T_p = 10\text{s}$, $T_q = 5\text{s}$ modelliert, um das Regelverhalten stabil einzubinden.

Die Crowbar spricht bei Fehlern an der Übergabestelle nicht an. Bei Fehlern auf den Seekabelverbindungen muss er aktiviert werden, um den fehlerbetroffenen Windpark am Netz halten zu können (nicht durch Plottbilder dokumentiert).

Es treten keine stabilitätsgefährdenden Zustände bzw. Größen auf.

Für die Nordsee-Windparks H bis M wurden keine dynamischen Untersuchungen durchgeführt.

10.9 Dynamische Berechnungen Ostsee

Die für die Lastflussberechnung erstellte Datenbasis wurde für die Dynamikberechnung in das Simulationsmodul von NEPLAN übernommen. Die Windparks H-M wurden wie für die Lastflussberechnungen in Gruppen belastet. Jeder Gruppe wurde das dynamische Modell der abgestimmten 1.5 MVA Typenmaschine zugeordnet. Als Typenmaschine wurde eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine eingesetzt. Das Modell beinhaltet eine Crowbar-Beschaltung des Umrichterzwischenkreises der doppelt gespeisten Asynchronmaschine.

Die 380-kV-Netze an den Netzanschlusspunkten Bentwisch und Lubmin wurden frequenzstarr mit der minimalen Kurzschlussleistung modelliert. Es bestehen im Modell keine Verbindungen zwischen den Netzanschlusspunkten.

An den 150-kV-Sammelschienen der Einzelwindparks und an den 150-kV-Sammelschienen der Netzanschlusspunkte sind Ladestromdrosseln vorgesehen, die entsprechend der Spannungs- und Blindleistungsanforderungen ein- oder ausgeschaltet sind.

Die sich bei der Lastflussrechnung mit diesem Modell ergebenden Spannungswinkel liegen bei 20 –25%. Es ist damit abhängig vom Arbeitspunkt mit unterschiedlichen Kompensationsgraden evtl. eine aktive Blindleistungsbereitstellung erforderlich.

Der Lastfluss wurde so eingestellt, dass sich an den 380-kV-Sammelschienen eine Spannung von 420 kV (110,5%) und eine Blindleistungseinspeisung entsprechend einem Leistungsfaktor von 0,98 bzw. 0.99 in das 380-kV-Netz ergibt. Der Leistungsfaktor der Asynchrongeneratoren liegt zwischen 0.94 und 0.97

Es wurde der Normfehler 3poliger Kurzschluss mit 150 ms Dauer simuliert. Für beide Netzanschlusspunkte wurde der Kurzschluss auf der 380-kV-Sammelschiene angenommen. Folgende Fälle wurden simuliert und dokumentiert.

Tabelle 10-17: Untersuchte Fälle. Dynamische Untersuchung Ostsee

3poliger KS an Netzanschlusspunkt	Betroffener OWP		Kurzschlussleistung 380 kV	
	Szenario 2010	Szenario 2020	Szenario 2010	Szenario 2020
Bentwisch 380 kV	H, J, I	H, J, I, L	8,0 GVA	7,9 GVA
Lubmin 380 kV	K	K, M	8,4 GVA	8,5 GVA

Für alle Fälle wurden die zeitlichen Verläufe der Spannungen an den 380-kV-Sammelschienen über der Zeit für 1s simuliert. Für die vom Fehler betroffenen Windparks wurden die folgenden Größen dokumentiert.

- Wirkleistung (blau)- und Blindleistung (rot) einer Generatorgruppe
- Wirkleistung (blau) und Blindleistung (rot) des 380/150-kV-Transformators (150-kV-Seite)
- Statorstrom einer Generatorgruppe
- Schlupf der Maschinen
- Ansprechen des Crowbar-Widerstandes

Die Ergebnisse der Szenarien 2010 und 2020 unterscheiden sich nur geringfügig, bedingt durch die sich nur geringfügig ändernde Kurzschlussleistung.

Für alle Fälle zeigt sich ein stabiles Verhalten während und nach dem Kurzschluss. Da keine zusätzlichen mechanischen Regelungen zu den P- und Q-Reglern modelliert sind, wird die Änderung des Schlupfes nicht zurückgeführt. Die Crowbar spricht bei Fehlern an der Übergabestelle nicht an. Bei Fehlern auf den Seekabelverbindungen muss sie aktiviert werden, um die fehlerbetroffenen Windparks am Netz halten zu können. Es treten keine stabilitätsgefährdenden Zustände bzw. Größen auf.

Detaillierte Ergebnisse sind im Anhang dargestellt. In Abbildung 10-9 sind exemplarisch Ergebnisse für Windpark H die Ergebnisse für Szenario 2010 und in Abbildung 10-10 für Szenario 2020 dargestellt.

Abbildung 10-9: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark H

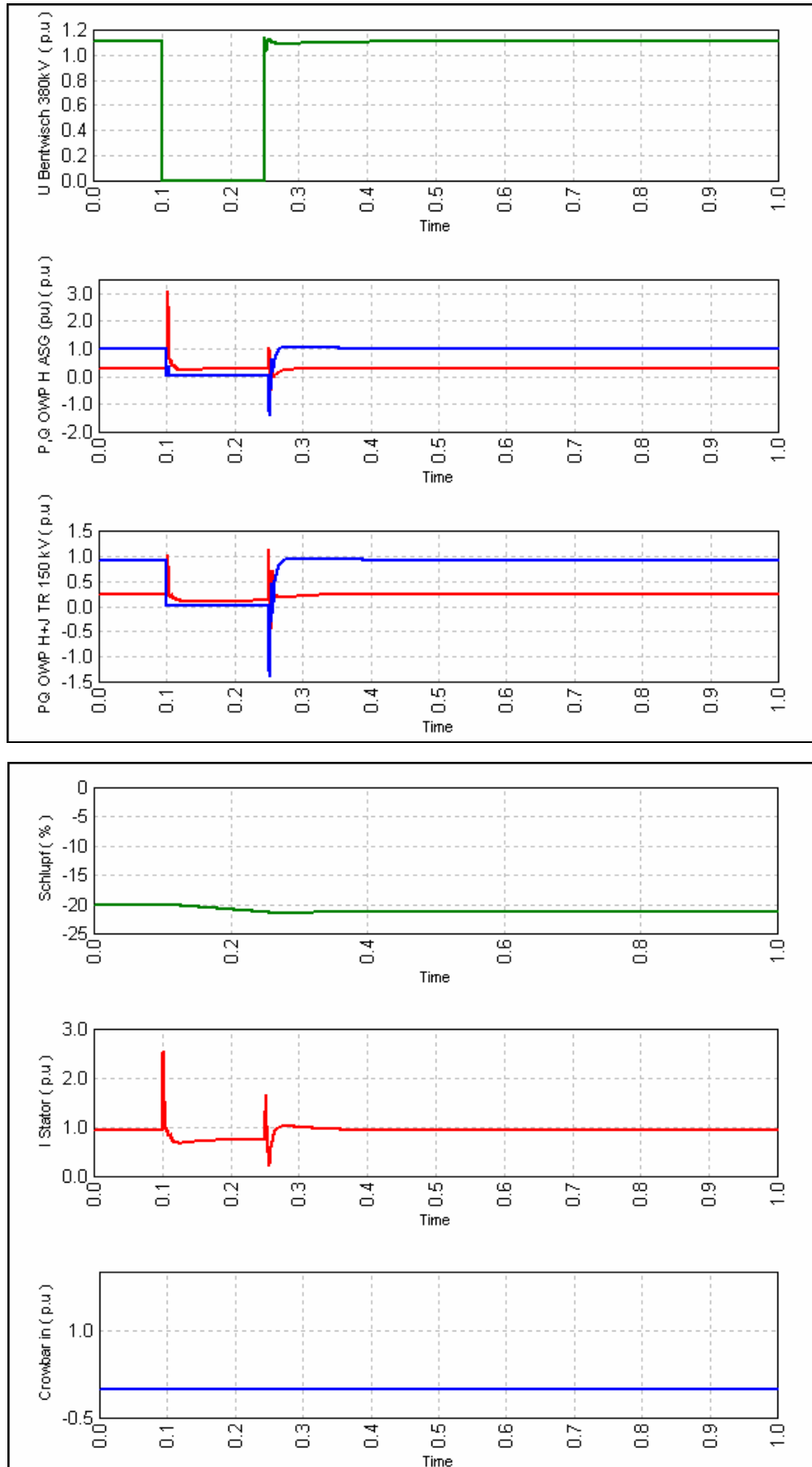
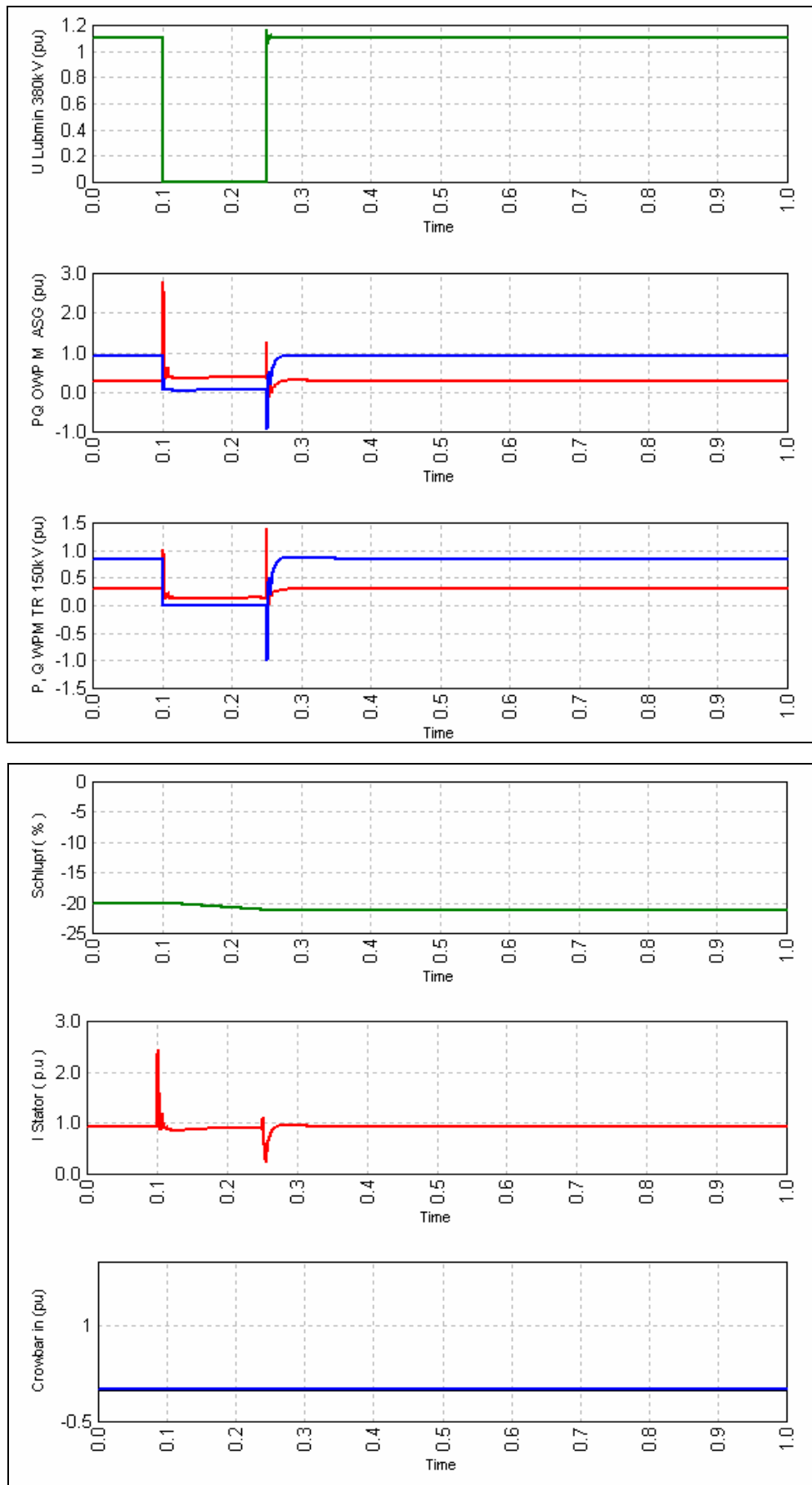


Abbildung 10-10: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark M



10.10 Investitionen für die Anbindung der Offshore Windparks.

Für die Abschätzung der Investitionen für die Anbindung der Windparks wurden folgende Betriebsmittel und Einrichtungen berücksichtigt.

- Windpark-Transformatoren 30/150kV bzw. 30/220 kV
- Offshore Schaltanlagen 150kV bzw. 220 kV
- Seekabel 150kV bzw 220kV einschließlich Verlegung
- Landkabel 150kV bzw 220kV einschließlich Verlegung
- Onshore Schaltanlage 150kV bzw. 220kV
- Onshore Schaltanlage 380kV
- Transformator 150/220 kV, 150/380kV bzw. 220/380kV
- Kompensationseinrichtungen onshore und offshore
- Gasisolierte Leitungssysteme (GIL)
- Freileitungen bis zu den Netzanschlusspunkten Diele, Conneforde, Mooriem und Brunsbüttel.

Die Investitionssummen können nur grobe Anhaltswerte darstellen, da insbesondere der dominierende Kabelanteil stark von den Örtlichkeiten abhängt.

Die Windparkverkabelung und die Mittelspannungsschaltanlagen wurden nicht berücksichtigt. Damit ergeben sich folgende Investitionssummen für den Anschluss der Windparks

Tabelle 10-18: Investitionssummen für die Anbindung der Offshore-Windparks

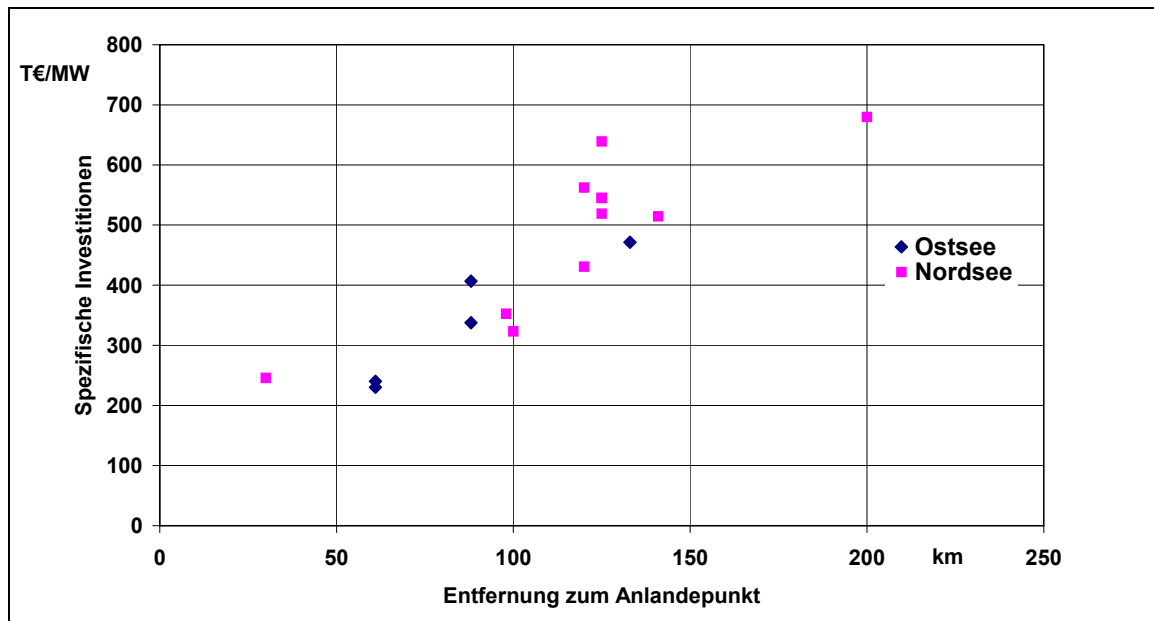
OWP	Installierte Leistung in MW	Investitionen in Mio. €	Spezifische Investitionen in T€/MW	Entfernung zum Netzanschlusspunkt in km	Kabelquerschnitt	Anzahl der Parallelkabel
<i>Nordsee</i>						
A/B	636	327	514	141	1200	3
C	500	340	680	200	800	2
D	750	323	431	120	800	3
E	60	80	1339	83	300	1
F	240	59	246	30	300	2
G	252	89	352	98	1200	1
H	1378	775	562	120	800	6
I	610	197	323	100	800	2
J	3270	2089	639	100-150	800	10+5
K	3200	1743	545	100-150	800	10+5
L	3200	1743	545	100-150	800	10+5
M	4540	2358	519	100-150	800	14+7
Summe Nordsee	18620	10123	544			

<i>Ostsee</i>						
H + J	435	205	471	133	630	2
I	175	42	240	61	500	1
K	400	135	338	88	630	2
L	400	92	230	61	630	2
M	300	122	407	88	630	2
Summe Ostsee	1710	596	349			

Die spezifischen Investitionen sind in Abhängigkeit von der Entfernung des Windparks vom Netzanschlusspunkt in Abbildung 10-11 dargestellt. Man erkennt stark anwachsende Investitionen von ca. 175 T€/MW pro 50 km

Die in den vorgenannten Kosten nicht enthaltenen Investitionen für die HGÜ-Verbindungen ohne Leitungskosten betragen ca. 590 Mio. € für Conneforde - Dauersberg und ca. 620 Mio. € für Brunsbüttel - Grafenrheinfeld. Dabei ist jeweils nur 1 Bipol mit einer Übertragungskapazität von 4000 MW betrachtet.

Abbildung 10-11: Spezifische Investitionen für die Netzanbindung der Windparks in Abhängigkeit von der Entfernung zum Netzanschlusspunkt.



Teil 3: Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: Anforderungen an Regel-/Reserveenergie, Kostenauswirkungen, sonstige Effekte

Der zunehmende Anteil der Stromerzeugung auf Basis von Windkraft wird erhebliche Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und dessen Fahrweise haben. Im Rahmen dieser Studie wird von einer Erhöhung der installierten Leistung von 14,5 GW Ende des Jahres 2003 auf 35,9 GW im Jahr 2015 ausgegangen (siehe Teil 1 der Studie).² Zunächst reduziert die Strom-einspeisung aus WEA die benötigte Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, was ceteris paribus zu Brennstoffeinsparungen, einer Reduzierung von CO₂-Emissionen und einer Verringerung der absoluten Brennstoffkosten führt. Außerdem kann auf einen Teil der zur Höchstlastdeckung notwendigen, konventionellen Kraftwerksleistung verzichtet werden, ohne dass sich das *Niveau der Versorgungssicherheit* verschlechtert. Demgegenüber stehen mit Kostenerhöhungen verbundene Auswirkungen einer zunehmenden und volatilen WEA-Einspeisung, die sich aus einer uneteteren Fahrweise der konventionellen Kraftwerke, einer Verminderung der Planbarkeit des Kraftwerkseinsatzes sowie einer ungünstigeren residualen Laststruktur ergeben. Für die Aufrechterhaltung eines gleich bleibenden *Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit* muss für kurzfristige Prognosefehler der WEA-Einspeisung zusätzliche Regel-/Reserveleistung vorgehalten und im Bedarfsfall abgerufen werden.

Die energiewirtschaftlichen Effekte werden unter Verwendung der Elektrizitätswirtschaftsmodelle in Kapitel 4 quantifiziert.

Voraussetzung dafür ist eine detaillierte und modelladäquate Erfassung der Erzeugungskarakteristik der WEA für die Stichjahre 2003, 2007, 2010 und 2015. Die entsprechenden Daten sind vom ISET auf der Grundlage der Ausbauszenarien des DEWI ermittelt und dem EWI zur Verfügung gestellt worden. Sie werden in Kapitel 11 dieses Teils zusammenfassend dargestellt. Auf dieser Grundlage wird in Kapitel 12 der in einem Kraftwerkspark mit wachsender WEA-Einspeisung erforderliche Kapazitätsbedarf und in Kapitel 13 die erforderliche Regel- und Reserveenergie bestimmt. Die Ergebnisse beruhen auf den ISET-Daten zur WEA-Einspeisehöhe und -charakteristik sowie zum Prognosefehler der WEA-Einspeisung und den von den Übertragungsnetzbetreibern abgeschätzten Anforderungskriterien zur Sicherstellung eines unveränderten Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit.

² Beim ursprünglich zu untersuchenden Szenario einer installierten WEA-Leistung von 48,1 GW im Jahr 2020 wurden erhebliche Probleme bei der Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung identifiziert, die einer detaillierten Untersuchung bedürfen. Offene Fragestellungen für eine Integration einer WEA-Leistung in Höhe von 48,1 GW müssen daher im Rahmen dieser Studie unbeantwortet bleiben.

11 Höhe und Charakteristik der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien

11.1 Besonderheiten der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien

Die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die nach dem EEG gefördert werden, haben zurzeit keine Anreize, die Stromeinspeisung in Abhängigkeit der Last oder des Strompreises auf dem Großhandelsmarkt zu steuern, da eine feste Einspeisevergütung unabhängig von der aktuellen Höhe der Last und des Strompreises am Markt bezahlt wird. Innerhalb dieser Studie wird deshalb nur ein gezieltes Erzeugungsmanagement dieser Anlagen unterstellt, wenn es aus technischen Gründen zur Aufrechterhaltung eines konstanten Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit erforderlich ist. Die Einspeisecharakteristik einschließlich des Prognosefehlers der Einspeisung ist deshalb durch die natürlichen Bedingungen der unterschiedlichen Typen Erneuerbarer Energien bestimmt:

- Biomasseanlagen, Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen, Geothermiekraftwerke sowie Speicherkraftwerke können prinzipiell in Abhängigkeit der Stromnachfrage eingesetzt werden, wenn entsprechende Speicher- bzw. Lagermöglichkeiten für die eingesetzten Primärenergieträger vorhanden sind. Insbesondere für Geothermiekraftwerke, aber auch für Biomasseanlagen, Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen mit Wärmeauskopplung gilt allerdings, dass ein Einsatz als Grundlastkraftwerk aus wirtschaftlicher Perspektive am vorteilhaftesten ist. Die Stromeinspeisung dieser Anlagen ist kurzfristig relativ exakt zu prognostizieren. Der geplante Einsatz weicht in der Regel nur aus technischen Gründen (stochastische Kraftwerksausfälle) vom tatsächlichen Einsatz ab.
- Laufwasserkraftwerke können ebenfalls in Abhängigkeit der Nachfrage eingesetzt werden, wobei ein Teil der Wasserenergie dann allerdings ungenutzt bleibt. Zusätzlich ist die maximale Erzeugung von Laufwasserkraftwerken durch das Wasserdargebot der Flüsse begrenzt und daher mit (jahreszeitlichen) Schwankungen verbunden. Kurzfristig ('day ahead') ist die Erzeugung jedoch mit einer hohen Genauigkeit prognostizierbar und auch langfristig bewegt sich der Prognosefehler in engen Grenzen.
- Die Stromerzeugung in Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen ist von den volatilen Wind- bzw. Sonnenscheinbedingungen abhängig, die sowohl kurz- als auch mittel- und langfristig nur mit Unsicherheiten prognostiziert werden können. Daher ist auch die Höhe der Stromerzeugung auf Basis von Wind und Sonnenenergie durch kurzfristige und langfristige Schwankungen gekennzeichnet, kurzfristig nur mit Fehlern zu prognostizieren und mittel- sowie langfristig nur über Wahrscheinlichkeitsbetrachtungen bei der Investitions- und Revisionsplanung der konventionellen Kraftwerke zu berücksichtigen.

Im Mittelpunkt der weiteren Darstellung steht die WEA-Stromerzeugung, da auf sie der größte Teil des Zubaus im Ausbauszenario entfällt und da sie wegen der hohen Volatilität und eingeschränkten Prognosemöglichkeit den größten Anpassungsbedarf im konventionellen Kraftwerkspark verursacht.

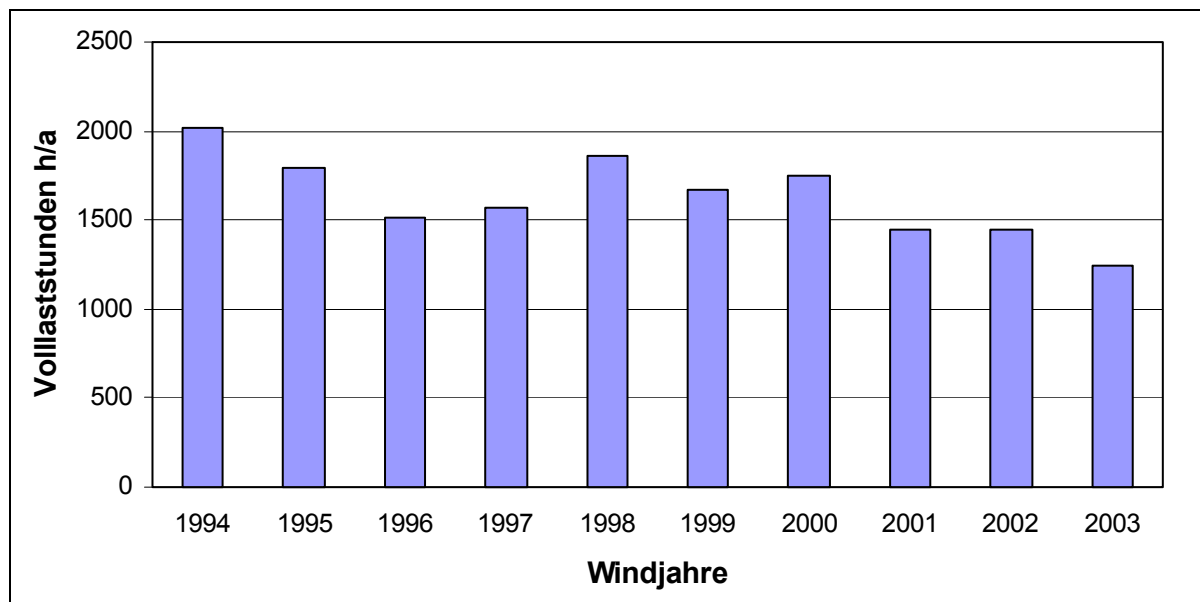
11.2 Schwankungen und Stochastik der WEA-Stromerzeugung

Um die durch eine Erhöhung der WEA-Stromeinspeisung veränderten Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark bestimmen zu können, werden in diesem Abschnitt zunächst Ergebnisse einer Analyse, die im Rahmen der Studie vom ISET durchgeführt worden ist, zusammenfassend dargestellt.³ Dabei konzentrieren sich die Ausführungen auf die für die Integration der Windenergie in den konventionellen Kraftwerkspark wesentlichen vier Aspekte:

- Volllaststunden bzw. jährlicher Energieertrag der WEA,
- Durchschnittliche, systematische Strukturen der WEA-Erzeugung,
- Volatilität der WEA-Erzeugung und
- Prognoseungenauigkeiten der WEA-Erzeugung.

Nach Berechnungen des ISET haben die Ende 2003 installierten WEA in Deutschland eine durchschnittliche jährliche Auslastung von 1634 Volllaststunden. Dabei wird die jährliche Einspeisung von den jährlichen Windbedingungen beeinflusst. Um die Auswirkungen des Windjahres auf die jährlichen Volllaststunden zu ermitteln, wurden vom ISET die potentiellen Volllaststunden für den Anlagenbestand Ende 2003 mit den Windbedingungen der Jahre 1994 bis 2003 berechnet. Abbildung 11-1 zeigt, dass die Volllaststunden je nach Windjahr stark schwanken. Das Maximum wird mit etwa 1900 Volllaststunden im Windjahr 1994 erreicht, während die Volllaststunden in einem schlechten Windjahr (2003) nur bei rund 1200 Volllaststunden liegen. Dieses zeigt deutlich, dass die WEA-Einspeisung nicht nur kurzfristig sondern auch über lange Zeiträume stark schwankt.

Abbildung 11-1: Potentielle jährliche Volllaststunden des Anlagenbestands 2003 für die Windjahre 1994 bis 2003



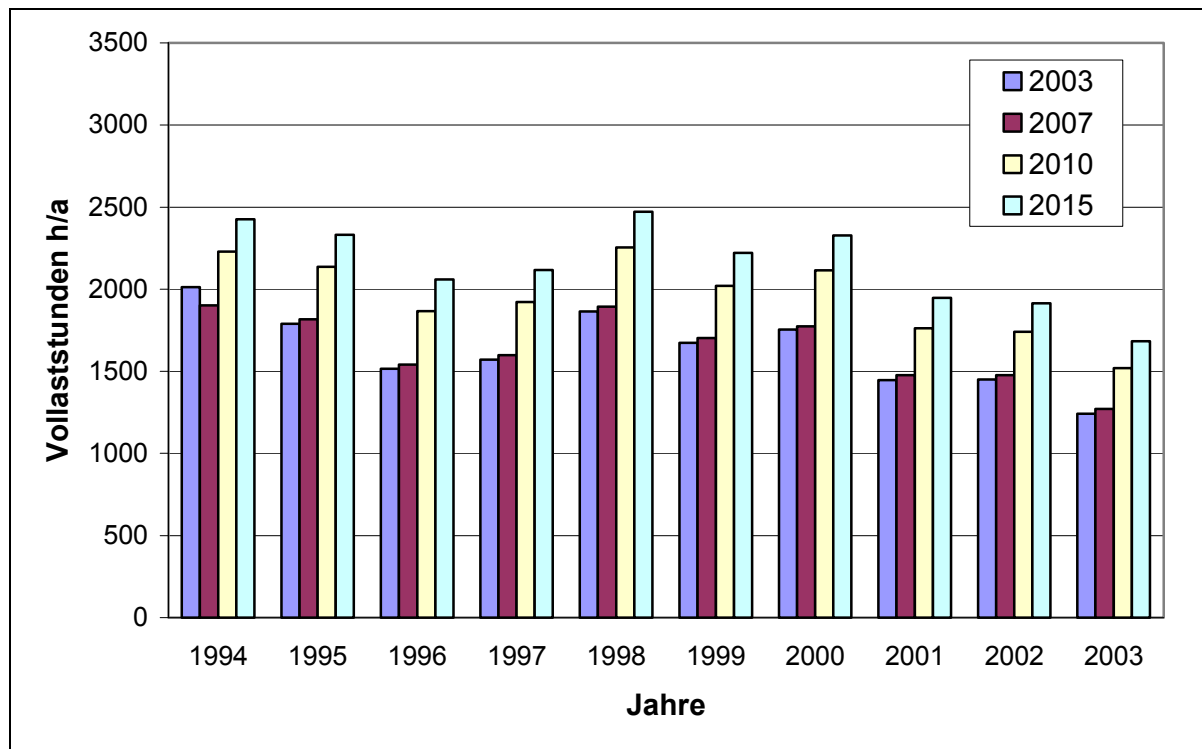
Quelle: ISET (2005)

³ Eine detaillierte Beschreibung der Methodik und Ergebnisse der Zusatzuntersuchung im Rahmen der dena-Netzstudie ist dem Abschlussbericht des ISET (2005) „Zeitreihen der Windeinspeisung und deren statistische Analyse“ zu entnehmen.

In dem unterstellten Ausbauszenario steigt die insgesamt installierte Leistung der WEA von rund 14,5 GW im Jahre 2003 über 22,3 GW im Jahre 2007 und 29,7 GW im Jahre 2010 auf 35,9 GW im Jahre 2015. Neben der installierten Leistung verändern sich aber auch die durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden erheblich: Durch Veränderung der regionalen Verteilung der Standorte, der Anlagentechnologien und den im Ausbauszenario ab 2007 beginnenden Ausbau der Offshore-Windkraft. Die jährlichen Volllaststunden steigen gemäß Schätzungen des ISET von 2003 bis 2007 moderat um etwa 16 Volllaststunden auf 1650 h/a. Im Jahre 2010 werden durchschnittlich rund 1960 und 2015 über 2150 Volllaststunden erreicht.

Die Stromerzeugung – gemessen unter den Bedingungen eines durchschnittlichen Windjahres – steigt von 23,6 TWh/a im Jahr 2003 auf über 77,2 TWh/a im Jahr 2015. Durch die konstanteren Offshore-Windbedingungen verringert sich die Abhängigkeit der jährlichen WEA-Einspeisung vom Windjahr. In Abbildung 11-2 sind diese beiden Entwicklungen deutlich zu erkennen.

Abbildung 11-2: Entwicklung der jährlichen Volllaststunden in Abhängigkeit des Windjahres von 2003 bis 2015

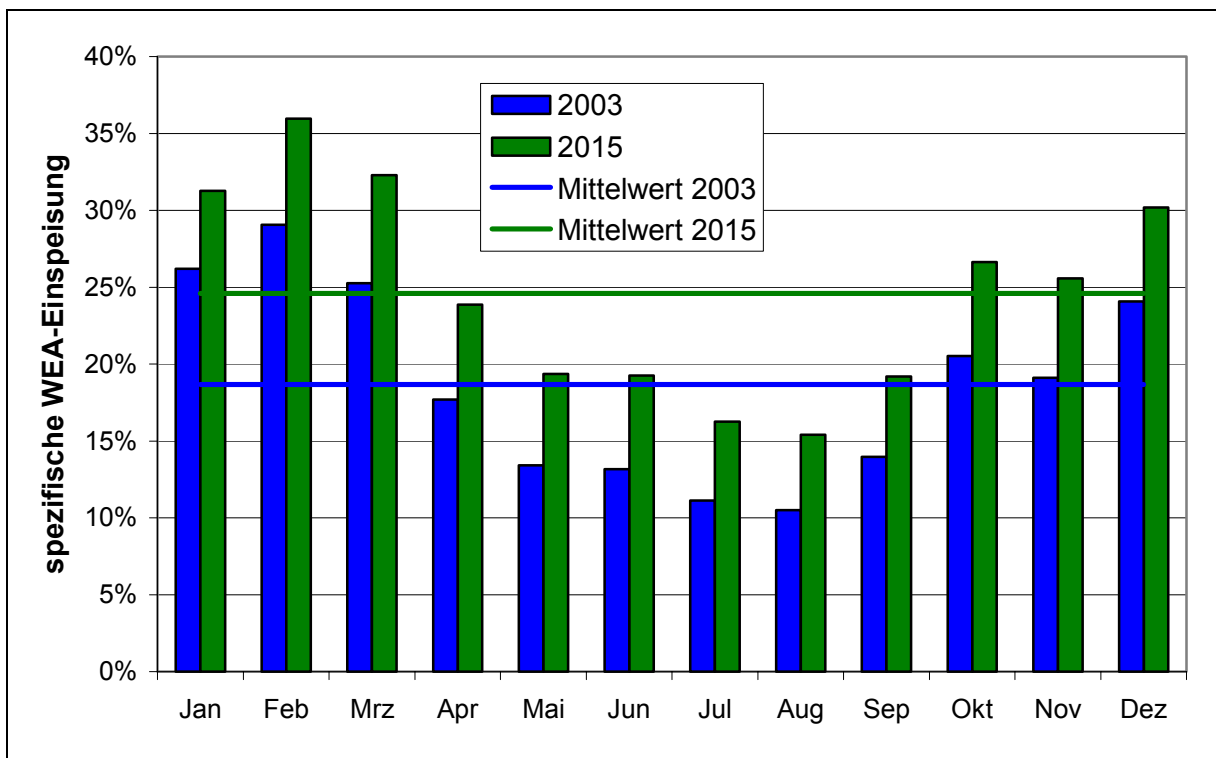


Quelle: ISET (2005)

Auch wenn die Struktur der WEA-Erzeugung stochastischen Charakter hat, sind gewisse Regelmäßigkeiten vorhanden. So hängt die durchschnittliche, spezifische Einspeisung⁴ sowohl von der Jahreszeit als auch von der Tageszeit ab. In Abbildung 11-3 ist die durchschnittliche spezifische monatliche WEA-Einspeisung des Anlagenbestands 2003 und des Anlagenbestands 2015 dargestellt:

⁴ Die spezifische Erzeugung ist das Verhältnis von tatsächlicher Erzeugung zu maximal möglicher Erzeugung bei Volllast der WEA. Sie wird als Prozentsatz angegeben und entspricht dem Auslastungsfaktor.

Abbildung 11-3: Durchschnittliche spezifische monatliche WEA-Einspeisung – Anlagenbestand 2003 und 2015



Quelle: ISET (2005)

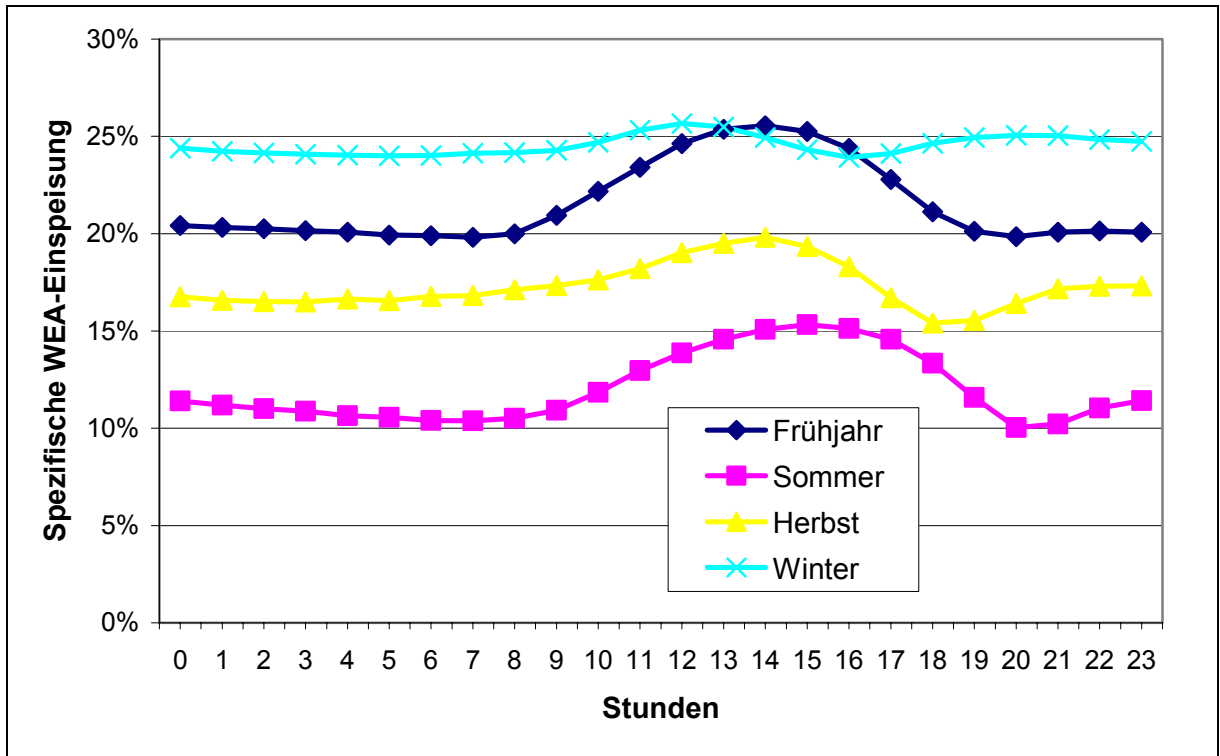
In den Sommermonaten liegt die *spezifische WEA-Einspeisung* (Monatsdurchschnitt) erheblich niedriger als in den Wintermonaten.

Ebenso ist eine deutliche Struktur in der WEA-Einspeisung in Abhängigkeit der Tageszeit zu erkennen (Abbildung 11-4 und Abbildung 11-5).

Für die Ermittlung des durchschnittlichen, täglichen Verlaufs der Windenergieeinspeisung werden – wie in den für die Berechnung der Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark verwendeten Elektrizitätswirtschaftsmodellen – vier Jahreszeiten unterschieden:

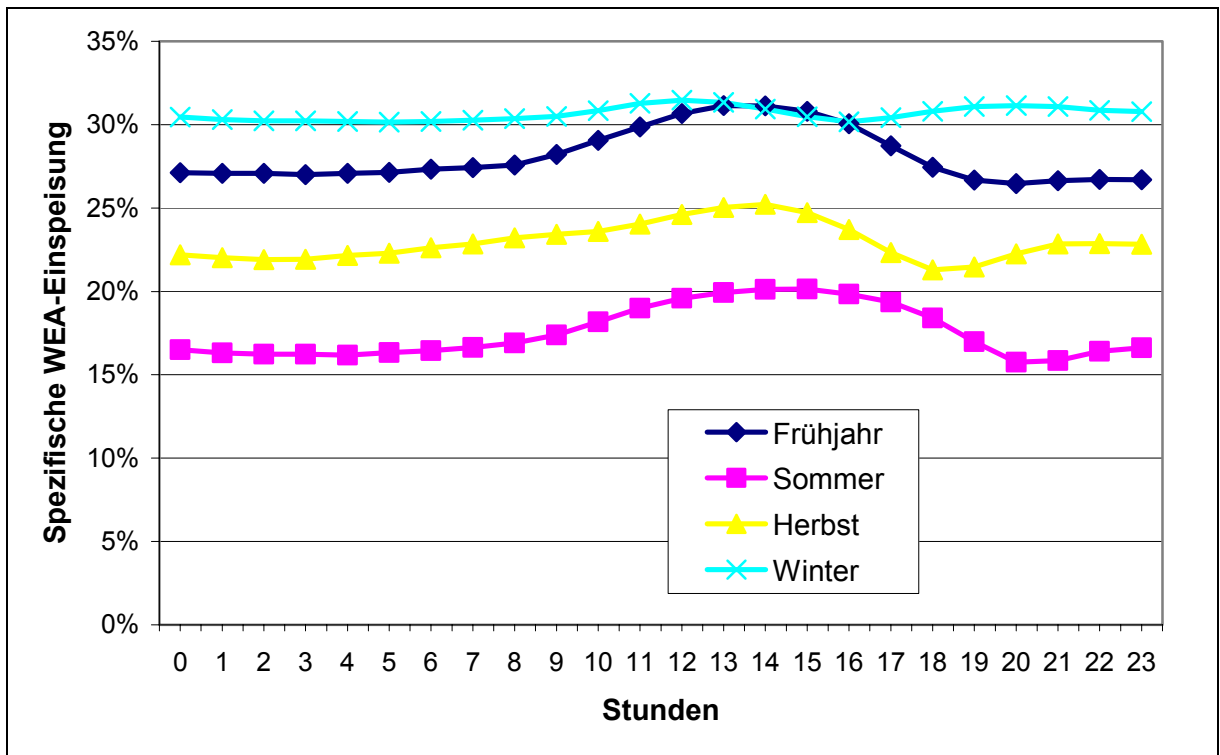
- Winter November, Dezember, Januar, Februar,
- Frühling März, April,
- Sommer Mai, Juni, Juli, August,
- Herbst September, Oktober.

Abbildung 11-4: Durchschnittliche, stündliche Struktur der spezifischen WEA-Einspeisung (Anlagenbestand 2003)



Quelle: ISET (2005)

Abbildung 11-5: Durchschnittliche, stündliche Struktur der spezifischen WEA-Einspeisung (Anlagenbestand 2015)



Quelle: ISET (2005)

Insbesondere im Sommer und Frühjahr ist die Einspeisung für den Anlagenbestand 2003 in den Mittagsstunden und am Nachmittag durchschnittlich am höchsten, während sie am Abend und in den Nachtstunden auf einem geringeren Niveau liegt (Abbildung 11-4). Diese Struktur ist im Winter und Herbst deutlich schwächer ausgeprägt als in den anderen Jahreszeiten. Durch den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung schwächen sich diese Strukturen zudem etwas ab (Abbildung 11-5).

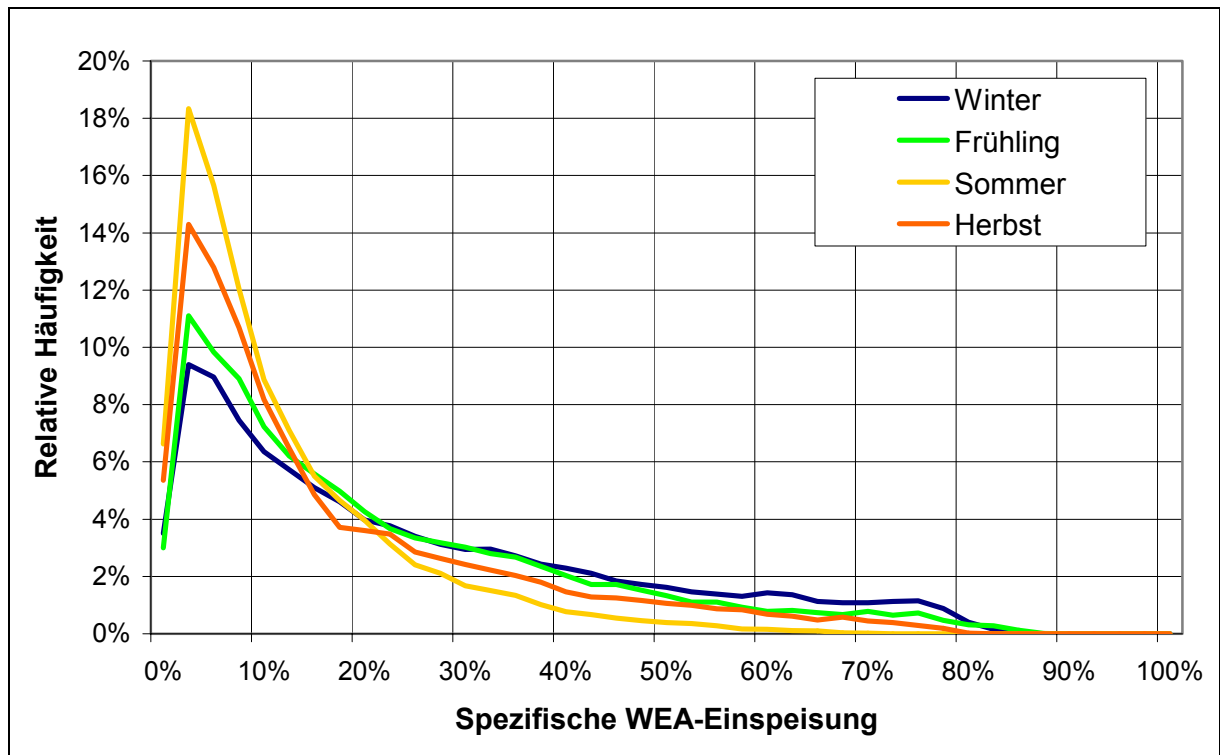
Neben der durchschnittlichen Struktur der WEA-Einspeisung ist die Volatilität für eine Bewertung des erzeugten Stroms auf Basis von Windkraft ein wesentlicher Faktor. Dieses gilt aus zwei Gründen:

1. Für die absoluten Lastspitzen (je Jahreszeit) ist die WEA-Einspeisung nicht bekannt (vorherzusagen). Vielmehr können nur Angaben über die Wahrscheinlichkeiten unterschiedlicher Einspeiseniveaus gemacht werden. Diese Wahrscheinlichkeitsverteilung bildet die Grundlage von Betrachtungen über die Einsparmöglichkeiten von konventioneller Kraftwerksleistung durch die installierte WEA-Leistung.
2. Die unterstellte Höhe der WEA-Einspeisung beeinflusst den Einsatz der konventionellen Kraftwerke, was wiederum auf die Erzeugungskosten und somit auf den Strompreis wirkt. Da die Erzeugungskosten (nach ‚merit order‘) nicht linear von der Nachfrage (Niveau der residualen Last) abhängen, ist eine Durchschnittsbetrachtung bei der WEA-Einspeisung nicht ausreichend. Vielmehr müssen auf Basis von Wahrscheinlichkeitsbetrachtungen unterschiedliche Windeinspeiseniveaus unterstellt werden. Bei einer sehr hohen installierten WEA-Kapazität im Verhältnis zur Last kann es zu Situationen kommen, in denen in Starkwindzeiten, die WEA-Einspeisung nur geringfügig unter dem Verbrauch in Schwachlastzeiten in Deutschland liegt. Ohne ein WEA-Erzeugungsmanagement und/oder Einführung neuer Speichertechnologien, deren technische Realisierbarkeit und Kosten im Rahmen dieser Untersuchung nicht detailliert behandelt werden, bzw. einer Erhöhung des Exportmöglichkeiten (Zubau von Übertragungsleitungen ins benachbarte Ausland) zur Beibehaltung einer ausreichenden Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken lässt sich das heutige Niveau an Versorgungszuverlässigkeit in diesen Situationen nicht aufrechterhalten.

Die WEA-Einspeisung ist mit großen Schwankungen verbunden. Theoretisch kann sie zwischen 0 % und 100 % der installierten Leistung variieren, wenn man vom Eigenverbrauch der Anlagen abstrahiert. In der Praxis hat sich demgegenüber gezeigt, dass die Gleichzeitigkeit eines genügend großen WEA-Kollektives deutlich unter 100 % liegt.

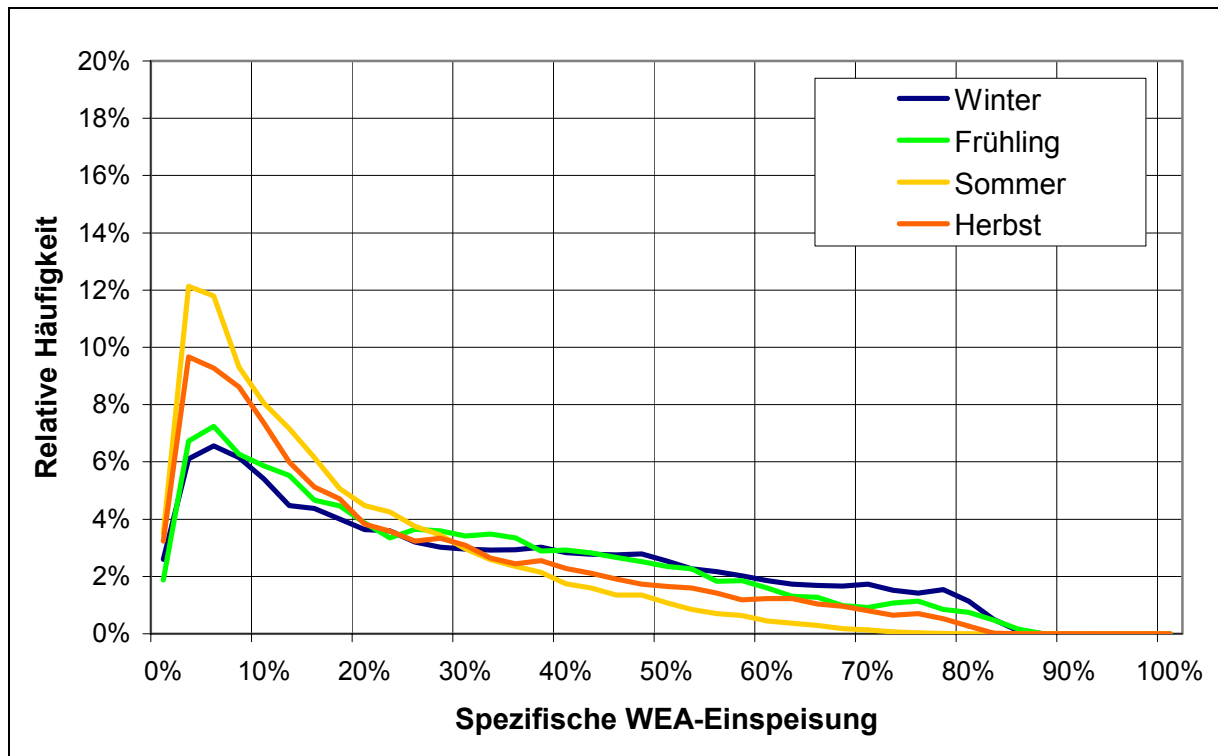
Die Wahrscheinlichkeitsfunktionen sind mittel- und langfristig neben Prognosen der installierten WEA-Leistung (nach Höhe und Regionen) die einzigen Informationen, die für die Bestimmung der zusätzlich gesicherten Leistung der WEA-Anlagen (siehe Kapitel 12) zur Verfügung stehen.

Abbildung 11-6: Wahrscheinlichkeitsverteilung der WEA-Einspeisung nach Jahreszeiten (Anlagenbestand 2003)



Quelle: ISET (2005)

Die spezifische WEA-Einspeisung für den Anlagenbestand 2003 liegt in allen Jahreszeiten in sehr vielen Perioden zwischen 0 % und 20 %. Spezifische WEA-Einspeisungen über 30 % sind nur relativ selten zu beobachten. Zugleich zeigt Abbildung 11-6 aber auch, dass zu jeder Jahreszeit mit Schwankungen der spezifischen WEA-Einspeisung zwischen 0 % und über 80 % gerechnet werden muss. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke muss sich diesen Schwankungen anpassen. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der spezifischen WEA-Einspeisung verändert sich bei dem unterstellten Anlagenbestand für das Jahr 2015 massiv (Abbildung 11-7). Während sich die Häufigkeit von geringen WEA-Einspeisenniveaus verringert, erhöht sich die Häufigkeit der mittleren und hohen WEA-Einspeisenniveaus. Dieses darf allerdings nicht mit einer Vergleichmäßigung der WEA-Einspeisung verwechselt werden. Vielmehr erhöht sich die Volatilität, da nicht nur zu relativ wenigen Zeiten mittlere und hohe Windeinspeisenniveaus vorkommen, sondern neben niedrigen auch zunehmend mittlere und hohe Windeinspeisenniveaus auftreten.

Abbildung 11-7: Wahrscheinlichkeitsverteilung der WEA-Einspeisung nach Jahreszeiten (Anlagenbestand 2015)

Quelle: ISET (2005)

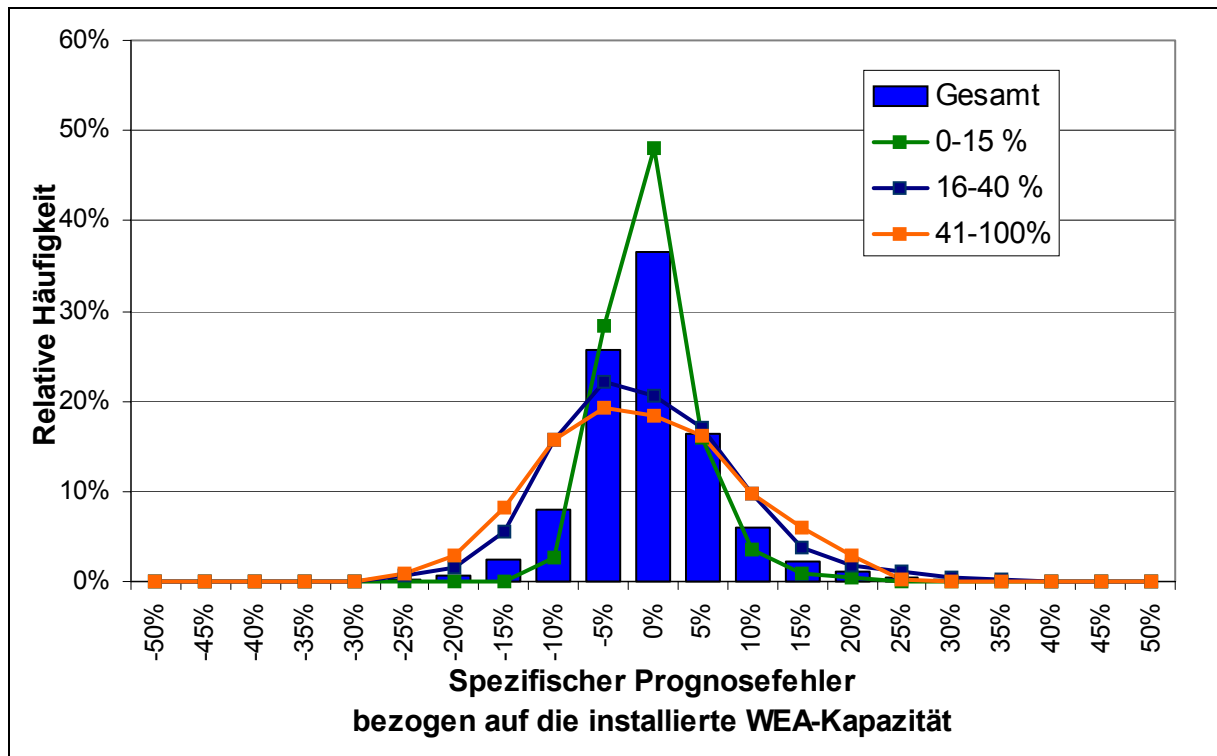
Im Gegensatz zu mittel- und langfristigen (Monats- und Jahreswerte) Betrachtungen können bei kurzfristigen („day ahead“ und / oder „intraday“) Betrachtungen Prognosen der WEA-Einspeisung unter Verwendung von Prognosen der Windbedingungen (und weiteren Informationen) herangezogen werden, die die Unsicherheit bezüglich der WEA-Einspeisung reduzieren. Nur für die Abweichungen der prognostizierten von der tatsächlichen WEA-Einspeisung muss Regel- und Reserveleistung vorgehalten werden und im Bedarfsfall eingesetzt werden können. Die Höhe des Prognosefehlers liegt gegenwärtig je nach Betrachtungsregion (Regelzone, Deutschland) für eine „day ahead“-Prognose bei etwa 8 % (Durchschnittliche Standardabweichung bezogen auf die installierte WEA-Leistung) bei Verwendung von ausgereiften Prognosemodellen. Für Prognosen mit einer geringeren Vorlaufzeit verringert sich der Prognosefehler deutlich. Die Verteilung der Prognosefehler ist dabei insbesondere von der Höhe der vorhergesagten WEA-Einspeisung abhängig. In wie weit die Prognosegüte sich in Zukunft verändern wird, hängt von vielen Faktoren, wie regionaler Verteilung der WEA-Anlagen, Veränderung der Prognosegüte von Windvorhersagen etc. ab. Das ISET hat im Rahmen dieser Untersuchungen eine „day ahead“-Prognose, eine „4h“- und eine „2h“-Prognose der WEA-Einspeisung für die Stichjahre 2003, 2007, 2010 und 2015 simuliert, bei denen bereits eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte in der Zukunft unterstellt wurde.⁵ Die Verteilung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung ist insbesondere für die „day ahead“-

⁵ Eine Darstellung der für die Bestimmung der Regelleistung und des Regelenergieabrufs verwendeten Prognosefehlerdaten des ISET erfolgt anhand von wesentlichen Kennzahlen in Abschnitt 13.4. Eine ausführliche Beschreibung der Ergebnisse zur Entwicklung des Prognosefehlers bleibt dem ISET [„Zeitreihen der WEA-Einspeisung und deren statistische Analyse“] vorbehalten.

Prognose von der vorhergesagten Höhe der WEA-Einspeisung abhängig. Abbildung 11-8 stellt diese Zusammenhänge exemplarisch dar.

Da die Beschränkung der WEA-Einspeisung auf die theoretischen Werte zwischen 0 % und 100 % der installierten WEA-Leistung eine zusätzliche Information bei der Festlegung der notwendigen Regel-/Reserveleistungsvorhaltung beinhaltet, sollte diese Information genutzt werden (s. u.).

Abbildung 11-8: Wahrscheinlichkeitsfunktion des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung in Abhängigkeit der Prognosehöhe



Quelle: ISET (2005)

11.3 Auswirkungen einer verstärkten WEA-Einspeisung auf die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

Elektrizität ist eine netzgebundene, nicht lagerbare Ware. Zugleich ist die Stromnachfrage (Last) äußerst unständig (tägliche, wöchentliche und jahreszeitliche Zyklen), reagiert (kurzfristig) nur unwesentlich auf Preissignale und ist mit Prognoseunsicherheiten bei der kurz-, mittel- und langfristigen Erzeugungsplanung verbunden. Durch diese bei der Analyse zu beachtenden Besonderheiten unterscheidet sich die Elektrizitätswirtschaft von allen übrigen Wirtschaftssektoren:

- Für die (saisonale) Höchstlastdeckung müssen ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Da eine Lagerung der Ware „Strom“ am Verbrauchsort nicht möglich ist, gibt es in den übrigen Zeiten freie Erzeugungskapazitäten
- Um die Last bei einer insgesamt geringen Kapazitätsauslastung des Kraftwerksparks kostenminimal zu decken, greift man auf einen Mix aus Erzeugungstechnologien zurück, die sich in ihren fixen und variablen Kostenanteilen unterscheiden. Grundlast-

technologien haben hohe Fixkosten, geringe variable Kosten und erreichen eine hohe Auslastung. Spitzenlasttechnologien haben niedrige Fixkosten, hohe variable Kosten und werden nur in einer kurzen Zeit des Jahres eingesetzt. Mittellasttechnologien liegen bei der Kostenzusammensetzung und der Auslastung zwischen Grund- und Spitzenlasttechnologien.

- Da viele Kraftwerke bezüglich ihrer Fahrweise (Anfahrdauer, Leistungsgradienten, Mindestbetriebsdauer) in der Flexibilität beschränkt sind, müssen Kraftwerkseinsatzpläne mit einer gewissen Vorlaufzeit erstellt werden. Für nicht (exakt) vorhersehbare Ereignisse – Kraftwerksausfälle und Lastprognosefehler – müssen Anpassungsmöglichkeiten vorhanden sein, um das für die Frequenz- und Spannungshaltung notwendige Gleichgewicht von Einspeisungen und Entnahmen aus dem Netz stets aufrecht erhalten zu können. In der Regel werden zu diesem Zweck flexible Kraftwerke – Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Gasturbinen – vorgehalten oder es werden in Teillast betriebene Kraftwerke im laufenden Betrieb, die ihre Leistung anpassen können, eingesetzt.
- Da für den Stromtransport Netze von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern notwendig sind, können Netzengpässe auftreten, die eine Anpassung der Verteilung der regionalen Erzeugung (in thermischen Kraftwerken) notwendig machen. Dieses gilt sowohl für eine europäische als auch für eine nationale Betrachtung. Ist dabei ein Eingriff in die regionale Verteilung der Erzeugung (Redispatch) zu vielen Zeiten des Jahres notwendig, ist ein Netzausbau in der Regel günstiger. Daher sollte ein unter wirtschaftlichen Aspekten ausreichend dimensioniertes Übertragungsnetz zur Verfügung stehen.⁶ Ein Redispatch thermischer Kraftwerke sollte hingegen dann genutzt werden, wenn Netzengpässe nur in wenigen Perioden auftreten bzw. zur Überbrückung von verzögertem Netzausbau.

Die Integration von regenerativ erzeugtem Strom – insbesondere auf Basis von Windkraft – erhöht auf Grund ihres volatilen und stochastischen Charakters die genannten Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark und das Netz. Neben Schwankungen der Last, Lastprognosefehlern und stochastischen Kraftwerksausfällen müssen Schwankungen und Prognosefehler der Stromeinspeisung auf Basis von Windkraft in der langfristigen Investitionsplanung, der mittelfristigen Revisionsplanung und der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung zusätzlich Berücksichtigung finden.

Im Folgenden werden zwei Modelle vorgestellt, mit denen es möglich ist, den Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA und die Auswirkungen der WEA auf Regel- und Reserveleistung sowie Regel- und Reserveenergieabruf der Windenergieeinspeisung zu quantifizieren und die Ergebnisse der beiden Modelle für die vom DEWI (Installierte WEA-Leistung) und

⁶ Ein ausreichend dimensioniertes Übertragungsnetz ist auch für einen funktionierenden Wettbewerb von wesentlicher Bedeutung, da andernfalls (temporär) abgeschlossene Teilmärkte mit hohen Konzentrationsraten in der Elektrizitätserzeugung existieren, was zu der Möglichkeit von strategischem Verhalten bei der Preissetzung führt.

ISSET (WEA-Einspeisung und Prognosefehler der WEA-Einspeisung) in den Prognosejahren 2003, 2007, 2010 und 2015 erstellten Szenarien ermittelt.

12 Kapazitätsbedarf zur (saisonalen) Höchstlastdeckung

12.1 Methodisches Vorgehen

Der Kraftwerkspark muss in der Lage sein, die auftretende Last jederzeit zuverlässig zu decken. Dabei ist nicht nur der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (im Winter) zu betrachten. Zu Engpässen bei der Lastdeckung kann es auch in anderen Jahreszeiten kommen, wenn die planmäßig verfügbare Leistung auf Grund von geplanten Reparatur- und Wartungsmaßnahmen geringer als die installierte Leistung ist.⁷

Zusätzlich steht ein gewisser Teil der planmäßig zur Verfügung stehenden Leistung des thermischen Kraftwerksparks auf Grund von ungeplanten, nicht disponiblen Kraftwerksausfällen tatsächlich nicht zur Verfügung. Zieht man von der planmäßig verfügbaren Leistung die wegen ungeplanter Ausfälle zu einem vorgegebenen Wahrscheinlichkeitsniveau (Niveau der Versorgungssicherheit) nicht verfügbare Leistung ab, erhält man die gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks.

Die gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks wird unter Verwendung des Modells CREDIT-WEA in mehreren Schritten ermittelt. Im ersten Schritt wird die gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks bestimmt; im zweiten Schritt wird die gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks, der den konventionellen Kraftwerkspark und das WEA-Kollektiv⁸ umfasst, ermittelt. Die Erhöhung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks durch das Hinzukommen des WEA-Kollektives kann approximativ als gesicherte Leistung des WEA-Kollektives für den jeweiligen Kraftwerkspark interpretiert werden.⁹ Im Folgenden wird das Vorgehen erläutert und an einem stark vereinfachten Beispiel verdeutlicht.

Gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks

Für ein einzelnes Kraftwerk liegt die Wahrscheinlichkeit einer ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeit (NV) je nach Technologie, Alter und Größe der Anlage im Bereich zwi-

⁷ Die planmäßig verfügbare Leistung entspricht somit der installierten Leistung reduziert um die in Revision befindliche Leistung.

⁸ Das WEA-Kollektiv umfasst alle Onshore und Offshore installierten WEA-Anlagen unter Berücksichtigung ihrer räumlichen Verteilung.

⁹ Der Leistungskredit der installierten WEA entspricht der Leistung, auf die im konventionellen Kraftwerkspark durch den Zubau der WEA-Kapazitäten verzichtet werden kann, ohne eine Reduktion der Versorgungssicherheit hinnehmen zu müssen. Es handelt sich dabei durch die unterschiedlichen Revisionsdauern von Kraftwerken auch um eine ökonomische Fragestellung. (Vgl. z.B. Hartkopf/Hagenkort (1998)). In diesem Kapitel wird die Höhe der gesicherten Leistung der installierten WEA-Kapazitäten ermittelt. Diese Leistung ist als mögliche Reduktion der saisonalen Höchstlast definiert, die durch konventionelle Kraftwerke gesichert gedeckt werden muss.

schen etwa 1,5 % und etwa 4 %.¹⁰ Im thermischen Kraftwerkspark kann, im Gegensatz zum WEA-Kollektiv, von Unabhängigkeit zwischen den Nicht-Verfügbarkeiten für einzelne Kraftwerke ausgegangen werden.

Die Wahrscheinlichkeit und Höhe der Nicht-Verfügbarkeit von thermischer Kraftwerksleistung wird durch eine analytische Herleitung auf Basis der NV-Wahrscheinlichkeiten der einzelnen Kraftwerksblöcke mittels des aus der Wahrscheinlichkeitsrechnung bekannten Verfahrens der rekursiven Faltung bestimmt. Dabei wird unterstellt, dass sich der Zustand der installierten Kraftwerksblöcke¹¹ in den relevanten Engpasszeiten durch die drei Zustände „Einspeisung mit maximaler Leistung möglich“, „Ausfall des Kraftwerks“ und „Kraftwerk in Revision“¹² hinreichend genau abbilden lässt. Jedem Kraftwerksblock, der nicht in Revision ist, wird in Abhängigkeit der Kraftwerkstechnologie eine Wahrscheinlichkeit p zugeordnet, mit der dieser mit der geplanten Leistung in das Netz einspeist; mit der Gegenwahrscheinlichkeit $(1-p)$ speist der Kraftwerksblock auf Grund eines Ausfalls (Startversager oder gestörter Betrieb) nicht ins Netz ein. Für thermische Kraftwerke wird im Modell von Teilausfällen (technisch bedingte Absenkung der Leistung) abstrahiert. Die kumulierte, gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktion, die aus den Wahrscheinlichkeitsfunktionen der einzelnen, thermischen Kraftwerksblöcke mit der Methodik der rekursiven Faltung hergeleitet wird, bildet die Leistung des thermischen Kraftwerksparks ab, die zu unterschiedlichen Wahrscheinlichkeitsniveaus zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast mindestens vorhanden ist.

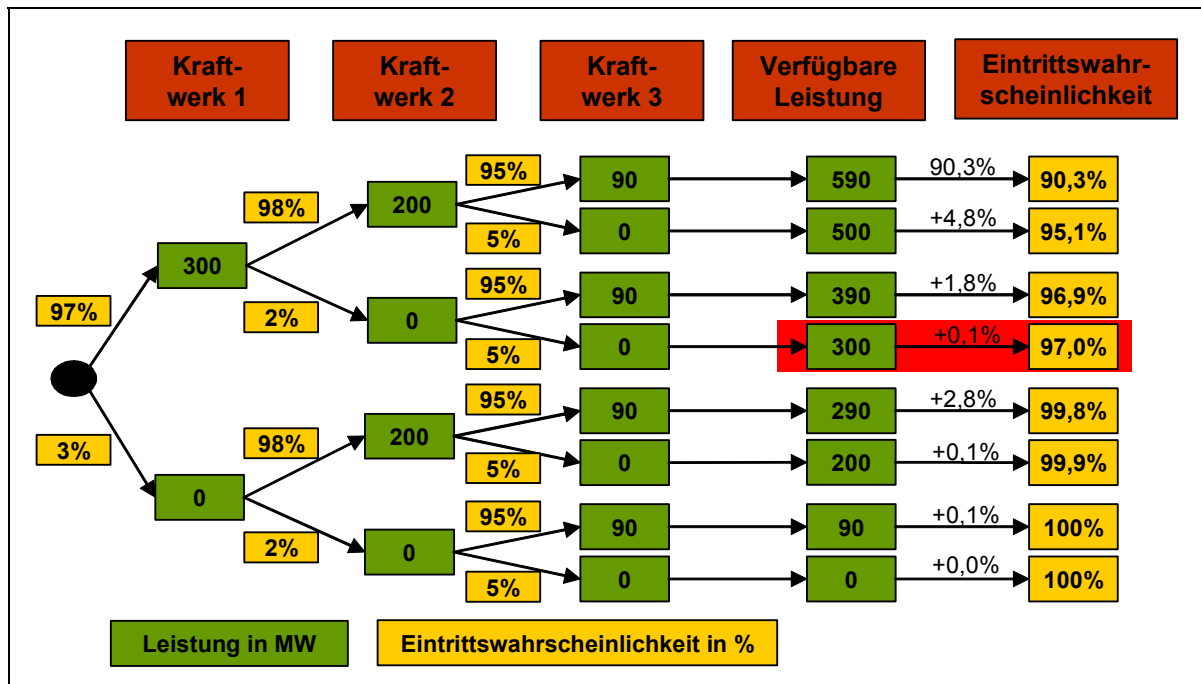
Die grundsätzliche Vorgehensweise ist für ein Elektrizitätsversorgungssystem mit drei thermischen Kraftwerken beispielhaft in Abbildung 12-1 dargestellt.

¹⁰ Wegen der Lagerbarkeit fossiler und nuklearer Brennstoffe treten Nichtverfügbarkeiten auf Grund fehlender Primärenergie – insbesondere zu saisonalen Höchstlastzeiten – nicht auf.

¹¹ Für Speicher- und Pumpspeicher wird eine stochastische Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % unterstellt, so dass die planmäßig verfügbare Leistung als gesicherte Leistung angesetzt wird. Laufwasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen, wärmegeführte KWK-Anlagen etc. erhalten eine saisonal gesicherte Leistung, die ihrer durchschnittlichen Stromeinspeisung zu saisonalen Spitzenlastzeiten entspricht.

¹² Welche Kraftwerke zu der jeweils saisonalen Höchstlast in Revision sind, wird für dieses Modell exogen vorgegeben. Bei den späteren Berechnungen zum Kraftwerkseinsatz und den Kosten der Stromerzeugung im GEMS-Modell (s.u.) werden die Revisionszeiten modellendogen bestimmt.

Abbildung 12-1: Beispiel zur Verdeutlichung der Methodik zur Bestimmung der gesicherten Leistung des thermischen Kraftwerksparks



Der Anteil der geplanten Leistung, die zu einem bestimmten Niveau der Versorgungssicherheit (hier 97 %) zur Verfügung steht, beträgt im Beispiel 300 MW und wird als gesicherte Leistung des thermischen Kraftwerksparks bezeichnet.

Gesicherte Leistung des WEA-Kollektivs

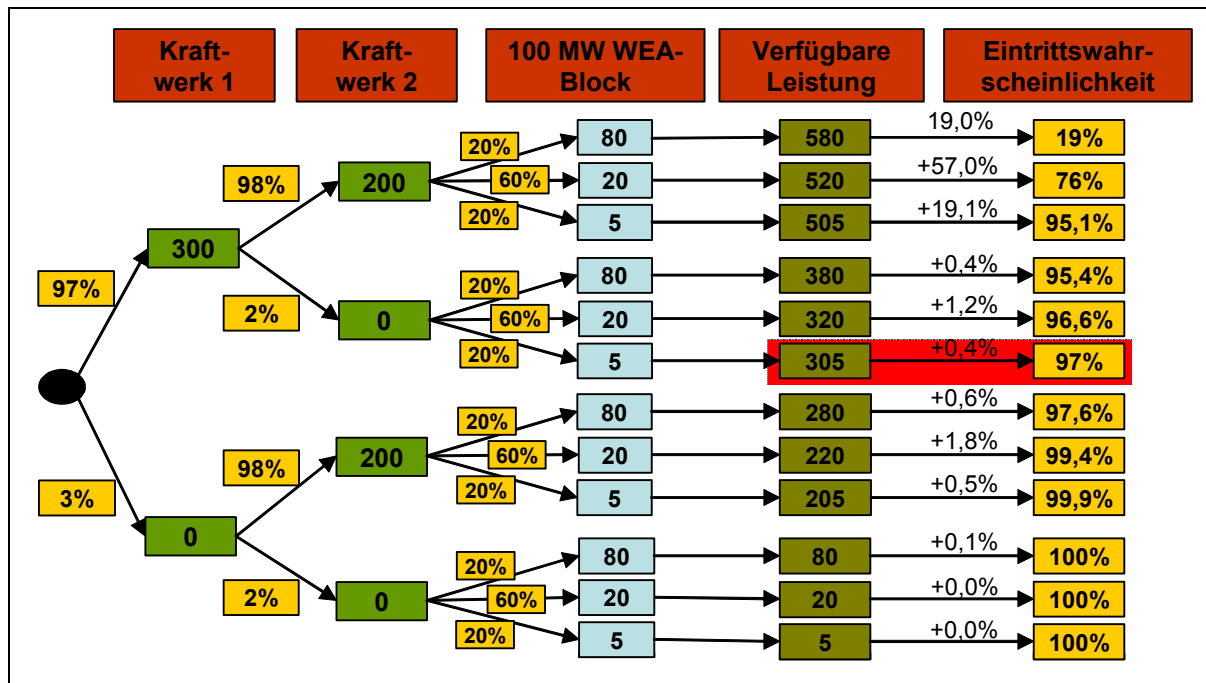
Auch die Stromeinspeisung einzelner Windkraftanlagen kann durch ungeplante Ausfälle zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast verringert sein. Da die Leistung einzelner Windkraftanlagen gemessen an der Gesamtleistung der installierten WEA gering ist, spielen ungeplante Ausfälle im Aggregat allerdings nur eine unbedeutende Rolle. Die Verfügbarkeit der einzelnen WEA wird vielmehr vom Winddargebot bestimmt. Dies hat zur Folge, dass die Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen WEA-Anlagen bzw. die Verringerung der verfügbaren Leistung miteinander korreliert sind. (Die für den thermischen Kraftwerkspark geltende Unabhängigkeit der Ausfälle der einzelnen Kraftwerksblöcke gilt für das WEA-Kollektiv nicht.) Ausgleichseffekte, die sich aus der regionalen Verteilung der WEA-Standorte ergeben, müssen für eine realitätsnahe Betrachtung jedoch berücksichtigt werden. Die Verfügbarkeit des WEA-Kollektivs lässt sich durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion abbilden, die auf Basis von historischen Windenergieeinspeisemengen des WEA-Kollektivs oder auf Basis von regionalen Windmessungen und Annahmen über die regionale Verteilung der zukünftig installierten WEA-Leistung abgeleitet werden kann.

Gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks

Zur Bestimmung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks, der den thermischen Kraftwerkspark und das WEA-Kollektiv umfasst, wird aus den Wahrscheinlichkeitsfunktionen der einzelnen thermischen Kraftwerksblöcke und des WEA-Kollektivs auf Basis der Wahrscheinlichkeitsrechnung („rekursiven Faltung“) die gemeinsame Wahrscheinlich-

keitsfunktion hergeleitet. Dabei wird wiederum unterstellt, dass die Ausfälle von thermischen Kraftwerken und das Niveau der Einspeisung des WEA-Kollektivs unabhängig voneinander sind. Die Vorgehensweise ist beispielhaft für einen Kraftwerkspark bestehend aus zwei thermischen Kraftwerken und einem 100 MW WEA-Kollektiv in Abbildung 12-2 dargestellt. Dabei wurde aus Darstellungsgründen die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windenergieeinspeisung auf drei mögliche Zustände reduziert.¹³

Abbildung 12-2: Beispiel zur Verdeutlichung der Methodik zur Bestimmung der gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks



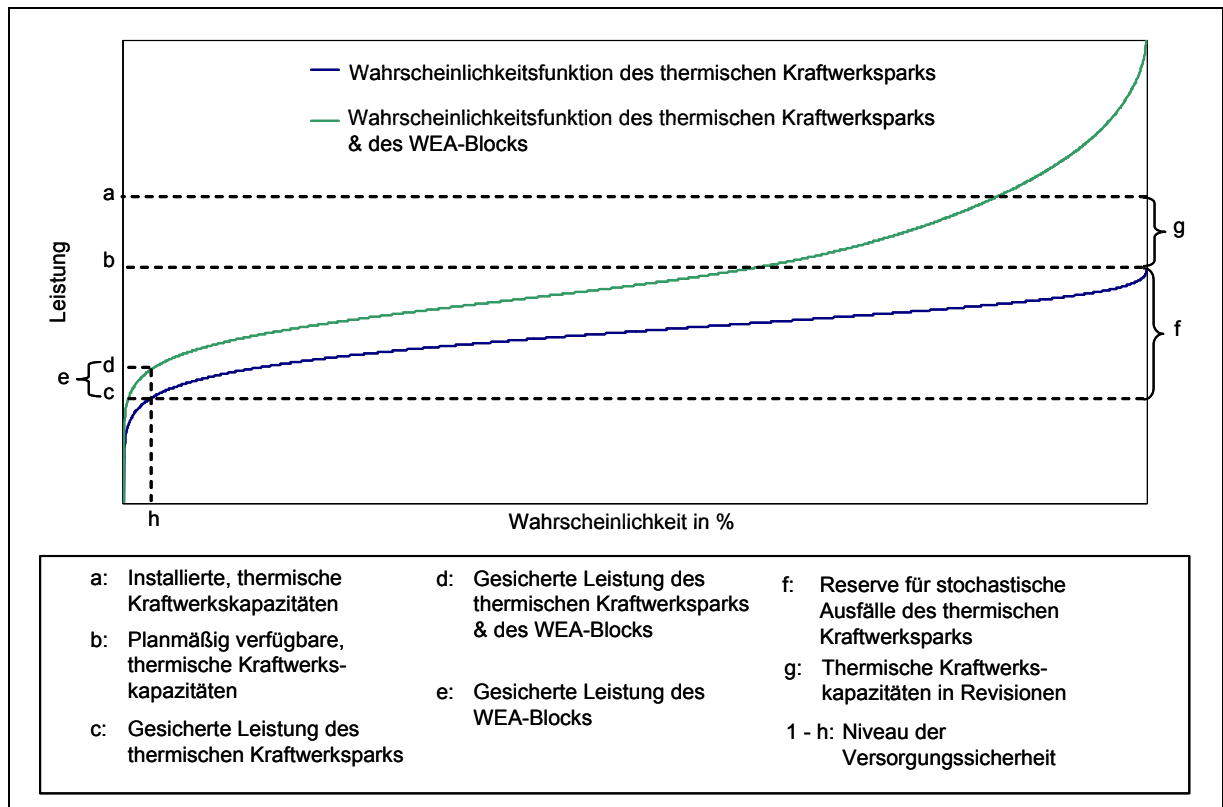
Die gesicherte Leistung in diesem aus Darstellungsgründen stark vereinfachten Beispiel beträgt bei einem Niveau der Versorgungssicherheit von 97 % 305 MW. Durch den WEA-Block erhöht sich die gesicherte Leistung des gesamten Kraftwerksparks in diesem Fall um 5 MW, da in diesem Beispiel mit zwei thermischen Kraftwerksblöcken ohne Berücksichtigung des WEA-Blocks 300 MW gesicherte, thermische Kraftwerksleistung zu einem Wahrscheinlichkeitsniveau von 97 % zur Verfügung stehen würde.¹⁴

Die kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion für die gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks mit und ohne installierte WEA-Kapazitäten ist in Abbildung 12-3 für ein realitätsnahes Elektrizitätserzeugungssystem dargestellt.

¹³ Bei den Modellanalysen wird die unbekannte Dichtefunktion durch eine diskrete, empirische Wahrscheinlichkeitsfunktion mit 500 Windeinspeisungsniveaus, die auf Basis der repräsentativen Daten des ISET ermittelt wurde, approximiert.

¹⁴ Das gewählte Beispiel dient ausschließlich Illustrationszwecken. Es sei betont, dass ein Rückschluss auf die Ergebnisse auf diesem Abstraktionsniveau nicht sinnvoll und möglich ist.

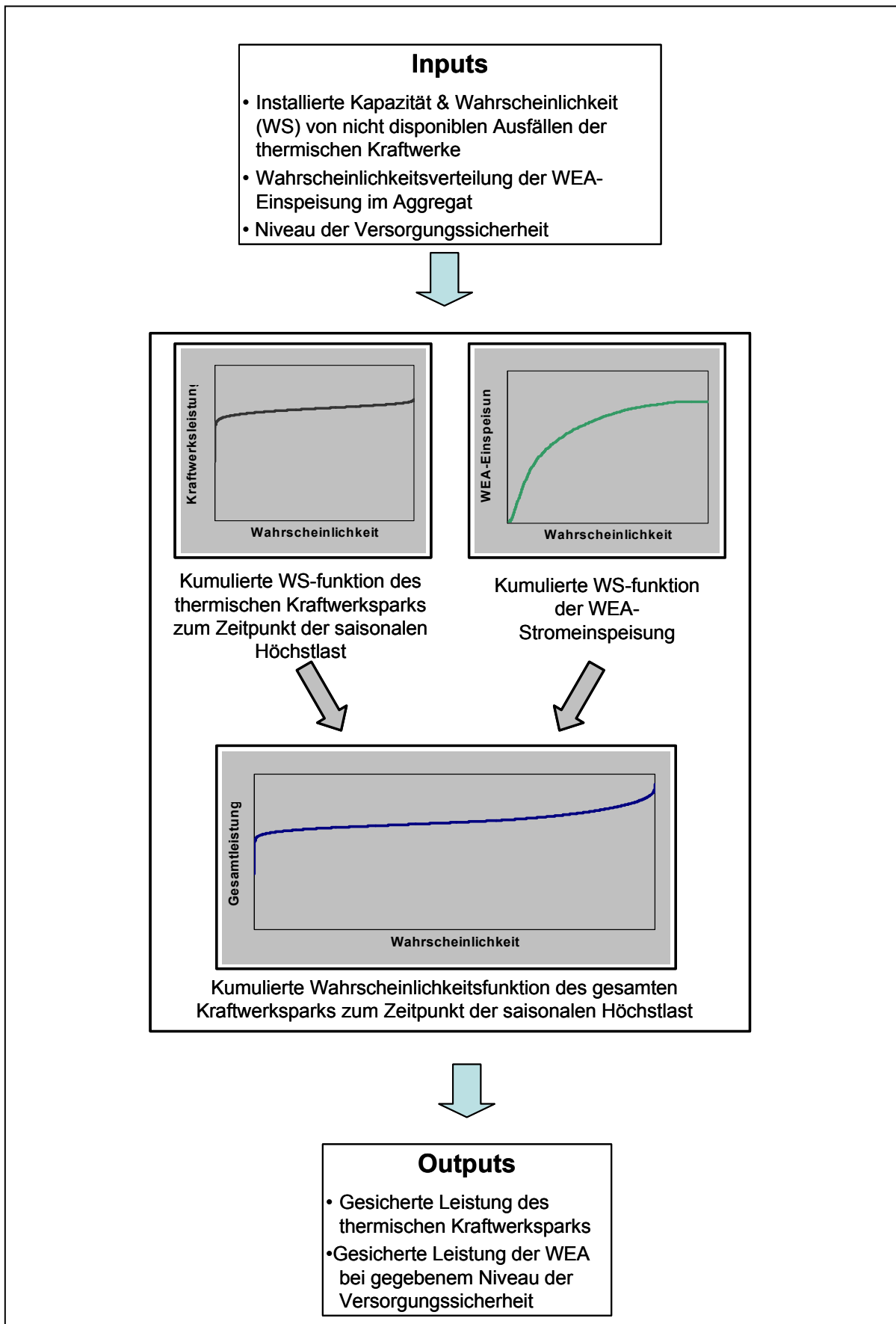
Abbildung 12-3: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion eines Kraftwerksparks mit und ohne installierte WEA-Kapazitäten



Für beide Wahrscheinlichkeitsfunktionen wird die Leistung, die mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit ($1-h$) mindestens zur Verfügung steht, ermittelt. Dieses entspricht dem Punkt (c) für einen Kraftwerkspark ohne WEA und dem Punkt (d) für den Kraftwerkspark mit WEA. Der Unterschied (e) entspricht der gesicherten Leistung der installierten WEA-Leistung. Auch für die thermischen Kraftwerke muss für die Absicherung von stochastischen Kraftwerksausfällen ein Überschuss (f) an planmäßig zur Verfügung stehender Leistung vorhanden sein.

Die oben beispielhaft verdeutlichte Bestimmung der gesicherten Leistung eines WEA-Kollektivs wird unter realitätsnahen Bedingungen mit Hilfe des Modells CREDIT-WEA bestimmt. Abbildung 12-4 zeigt schematisch den Aufbau des Modells.

Abbildung 12-4: Schematische Darstellung des Modells CREDIT-WEA



12.2 Numerische Annahmen

Wie im vorherigen Abschnitt 12.1 dargestellt, sind zur Ermittlung der gesicherten Leistung der WEA-Anlagen folgende Angaben erforderlich: Die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks, die Wahrscheinlichkeiten ungeplanter, nicht disponibler Nicht-Verfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken und die Wahrscheinlichkeitsfunktion der Einspeisung des „WEA-Kollektivs“. Zusätzlich ist das Niveau der Versorgungssicherheit zu definieren.

Die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks beruht auf der am EWI geführten Kraftwerksdatenbank, die Angaben über alle Kraftwerksblöcke über 10 MW installierter Leistung enthält und durch intensive Recherchetätigkeiten aktuell gehalten wird.

Die Annahmen über die ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten werden nach Technologien unterschieden. Sie bewegen sich in einer Größenordnung von 1,8 % bis 4 %. Neben tatsächlichen Ausfällen sind auch Nicht-Verfügbarkeiten auf Grund von genehmigungsrechtlichen Problemen etc. berücksichtigt, da die Leistung auch in diesen Fällen nicht einsetzbar ist. Stillstandszeiten auf Grund von Revisionen und disponiblen Reparaturarbeiten werden nicht berücksichtigt, da diese durch eine Reduktion der Leistung der Kraftwerke in den jeweiligen Jahreszeiten im Modell berücksichtigt werden.

Tabelle 12-1: Ungeplante, nicht disponible Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken [Annahmen bei Bestimmung der gesicherten Leistung der WEA]

Kraftwerkstechnologien	Ungeplante, nicht disponible Nicht-Verfügbarkeiten
Kernkraftwerke	3,0%
Braunkohlenkraftwerke	3,2%
Steinkohlenkraftwerke	3,8%
Erdgas-GuD-Anlagen	1,8%
Erdgas-Kond.-KW	1,8%
Gasturbinen	3,0%
Öl-Kond.-KW	1,8%
Speicherkraftwerke	0,0%
Pumpspeicherkraftwerke	0,0%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Angaben des VGB (1998)

Für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wird eine ungeplante, nicht disponible Nicht-Verfügbarkeit von 0 % angenommen. Wärmegeführte KWK-Anlagen, Laufwasserkraftwerke sowie andere Stromerzeugungsoptionen auf Basis Erneuerbarer Energien (außer Wind) werden nicht endogen im Modell berücksichtigt, da diesen eine gesicherte Leistung entsprechend der durchschnittlichen Einspeisung zu Spitzenlastzeiten gegeben wird¹⁵.

¹⁵ Vgl. hierzu auch das Vorgehen des VDN bei der Erstellung der Leistungsbilanz [VDN (2002)].

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion der saisonalen¹⁶ Einspeisung des WEA-Kollektivs basiert auf ¼-stündlichen Einspeisewerten, die das ISET im Rahmen dieser Studie für die Prognosejahre 2003, 2007, 2010 und 2015 ermittelt hat. Dabei werden für den Winter neben der Wahrscheinlichkeitsfunktion für den gesamten Zeitraum (November bis Februar) auch Wahrscheinlichkeitsfunktionen für andere Zeiträume – historisch realisierte Tage der Jahreshöchstlast, 20 kälteste Tage, Tage im November und Dezember sowie Tage im Dezember – ermittelt.¹⁷

Bei der Festlegung des Niveaus der Versorgungssicherheit wird auf die heutige Praxis und Literaturquellen zurückgegriffen. Politische oder technische Vorgaben sowie entsprechende Anreizmechanismen zur Erreichung eines bestimmten Niveaus existieren nicht. In der Literatur finden sich Angaben von 97 % für eine einzelne Regelzone¹⁸, d.h. in 3 von 100 Fällen kann die Jahreshöchstlast nicht ohne Stromimporte aus Nachbarregionen gedeckt werden. Da davon auszugehen ist, dass in der Vergangenheit Überkapazitäten existierten, können historische Betrachtungen nur bedingt herangezogen werden. Zudem wird in dieser Studie eine Deutschland weite Betrachtung vorgenommen, was tendenziell ein höheres Niveau von etwa 99 % bei gleich bleibender Versorgungssicherheit als bei einer Betrachtung der einzelnen Regelzonen als gerechtfertigt erscheinen lässt.¹⁹ Daher werden für Sensitivitätsrechnungen Niveaus der Versorgungssicherheit von 97 % bis 99 % verwendet. Für weiterführende Berechnungen wird ein Niveau der Versorgungssicherheit von 99 % unterstellt.

12.3 Gesicherte Leistung der installierten WEA-Kapazitäten

Im Folgenden werden zunächst Aussagen über die gesicherte Leistung des WEA-Kollektivs zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die in Deutschland im Winter auftritt, gemacht. Die gesicherte Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ist als Reduktion der maximal zu deckenden Jahreshöchstlast zu betrachten. Der konventionelle Kraftwerkspark muss bei Zubau der WEA-Kapazitäten diese reduzierte maximal zu deckende Jahreshöchstlast decken können, ohne eine Reduktion der Versorgungssicherheit hinnehmen zu müssen. Abbildung 12-5 zeigt die spezifische gesicherte Leistung der installierten WEA-Kapazität je MW installierter WEA-Leistung für die Jahre 2003, 2007, 2010 und 2015 zu einem Niveau der Versorgungssicherheit von 99 %. Der Wert der spezifischen gesicherten Leistung der WEA nimmt mit der installierten WEA-Leistung ab. Im Jahre 2003 liegt er bei Werten zwischen rund 9 % und knapp 7 % und sinkt im Jahre 2015 auf Werte zwischen rund 6 % und rund 5 % ab. Dabei ist die Wahl des Zeitraumes für die Herleitung der Wahrscheinlichkeitsfunktion der WEA-Einspeisung ein wichtiger Einflussfaktor. Optimaler Weise sollten die Zeitpunkte für die Her-

¹⁶ Die Zuordnung der Monate zu den vier Jahreszeiten entspricht der Definition, die im CEEM- bzw. GEMS-Modell verwendet wird und sich an der Ähnlichkeit bei der Struktur und Höhe der Last orientiert (s.u.).

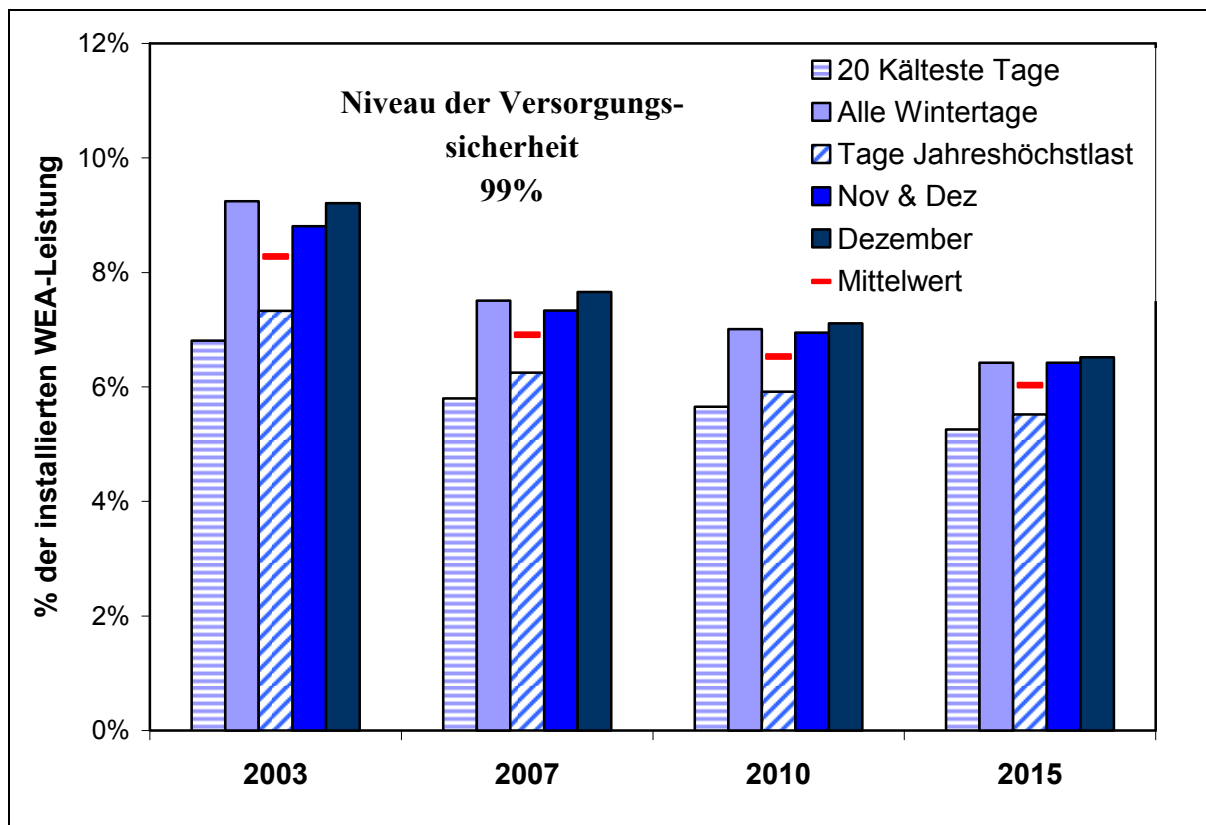
¹⁷ Dieses Vorgehen ermöglicht es, Sensitivitäten bezüglich der Wahl der potentiellen Tage, an denen die tatsächliche Jahreshöchstlast auftritt, zu ermitteln.

¹⁸ Siehe z.B. Dany (2000), Hartkopf / Hagenkort (1998) und Bouillon, H. / Machate, R.-D. / Tetzlaff, G. (1989).

¹⁹ Dieses ist der Tatsache geschuldet, dass im Falle eines Defizits weniger Leistung aus anderen Regelzonen zur Verfügung steht, um das Defizit durch Stromimporte ausgleichen zu können. Um ein konstantes Niveau der Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss das Niveau folglich ceteris paribus erhöht werden.

leitung der Wahrscheinlichkeitsfunktion der WEA-Einspeisung herangezogen werden, an denen die Jahreshöchstlast tatsächlich auftritt. In den letzten zehn Jahren trat die Jahreshöchstlast in den späten Nachmittagsstunden an November- oder Dezembertagen auf. Dieses waren in der Regel keine besonders kalten Tage, so dass eine Verwendung der 20 kältesten Tage zu einer Unterschätzung der gesicherten Leistung der WEA führen würde. Gegen die Verwendung der tatsächlichen Jahreshöchstlasttage der Jahre 1994 bis 2002 spricht, dass für die Herleitung einer repräsentativen Wahrscheinlichkeitsfunktion nur wenige Beobachtungen vorliegen. Daher wurden zur Absicherung der Ergebnisse Sensitivitätsrechnungen mit allen Tagen im Winter (November, Dezember, Januar und Februar), allen Dezembertagen sowie allen Tagen der Monate November und Dezember durchgeführt. Die Ergebnisse liegen jeweils etwas höher als bei der Verwendung der Jahreshöchstlasttage. Für weiterführende Berechnungen wird ein Mittelwert aus den durchgeführten Sensitivitätsrechnungen gewählt. Die maximalen positiven bzw. negativen Abweichungen der einzelnen Sensitivitätsrechnungen vom Mittelwert liegen für das Jahr 2003 bei etwa +1 % bzw. -1,5 % und sinken für das Jahr 2015 auf unter +0,5 % bzw. -0,7 %. Diese Unterschiede können als marginal angesehen werden und haben keinen wesentlichen Einfluss auf die späteren Berechnungen.

Abbildung 12-5: Durchschnittlicher Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in % der installierten WEA-Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast



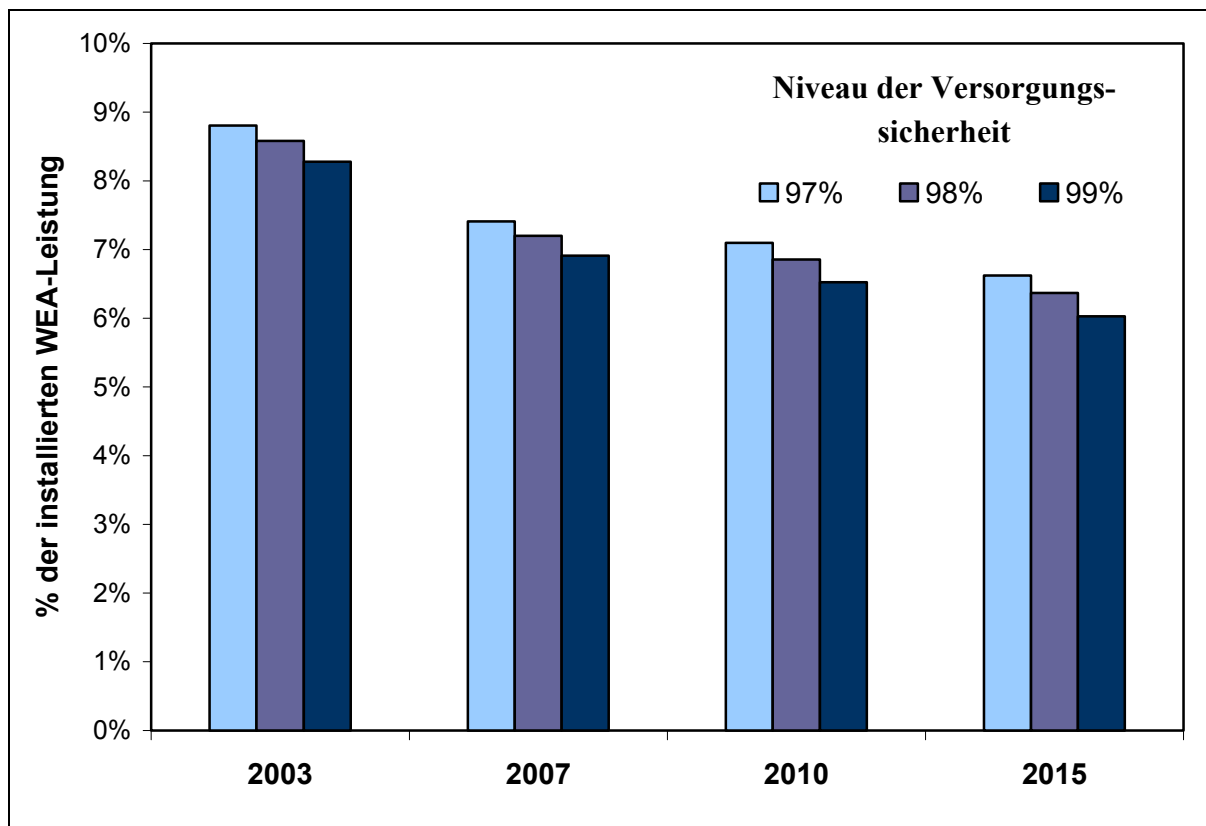
Die *gesicherte Leistung* der konventionellen Kraftwerke bei einem Niveau der Versorgungssicherheit von 99 % beträgt etwa 93 % der planmäßig verfügbaren Leistung, d.h. je 1000 MW konventioneller Kraftwerksleistung können etwa 930 MW als gesicherte Leistung angesetzt werden. Da davon ausgegangen wird, dass in der Regel zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

keine Revisionen durchgeführt werden, wird in dieser Studie die planmäßig verfügbare Leistung der installierten Kapazität aller thermischen Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gleichgesetzt.

Die zusätzlich gesicherte Leistung, die den installierten WEA zugerechnet werden kann, hängt vom Niveau der Versorgungssicherheit ab. Um den Einfluss dieses Faktors zu analysieren, wurden Sensitivitätsrechnungen mit einem Niveau der Versorgungssicherheit von 97 %, 98 % und 99 % durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen auf Basis der Tage der Jahreshöchstlast zeigt Abbildung 12-6.

Je nach dem Niveau der Versorgungssicherheit liegt die gesicherte Leistung der WEA-Kapazitäten bei Werten zwischen 8,8 % (Niveau der Versorgungssicherheit von 97 %) bis 8,3 % (Niveau der Versorgungssicherheit von 99 %) bei einer installierten WEA-Leistung von rund 14 GW im Jahre 2003 bzw. bei Werten zwischen 6,6 % (Niveau der Versorgungssicherheit von 97 %) bis 6,0 % (Niveau der Versorgungssicherheit von 99 %) bei einer installierten WEA-Leistung von etwa 36 GW im Jahre 2015. Das gewählte Niveau der Versorgungssicherheit beeinflusst die Werte für die spezifische gesicherte Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nur geringfügig.

Abbildung 12-6: Sensitivitäten zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bezüglich des Niveaus der Versorgungssicherheit

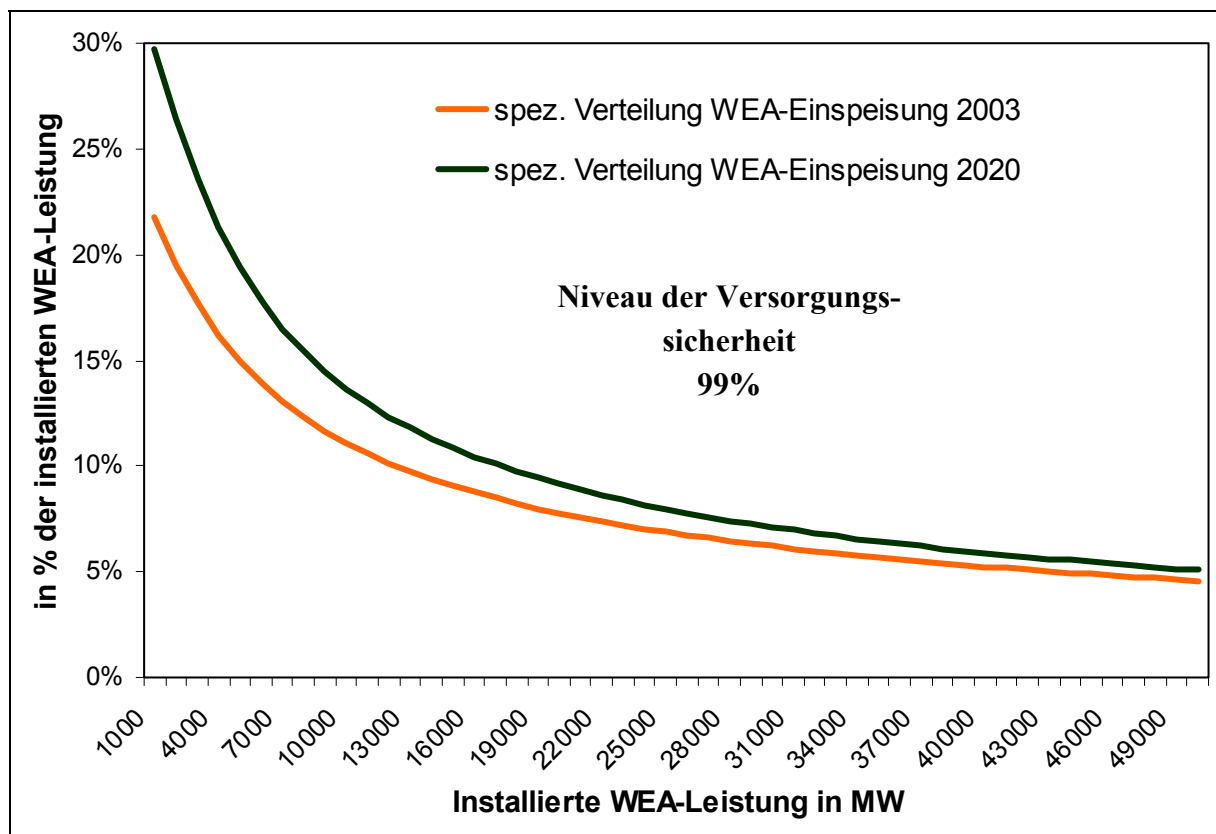


Im Untersuchungszeitraum 2003 – 2015 verändert sich die regionale Verteilung der Onshore-WEA und die Offshore-WEA gewinnt an Bedeutung. Geänderte regionale Ausgleichseffekte und die höhere Auslastung der Offshore-WEA erhöhen tendenziell unter sonst gleichen Be-

dingungen den Zuwachs an gesicherter Leistung durch die WEA. Die Stärke dieses Effekts ist in einer Sensitivitätsrechnung abgeschätzt worden (s. Abbildung 12-7).

Zu diesem Zweck wurden die spezifischen Verteilungen der WEA-Einspeisung des Anlagenbestands 2003 und 2020²⁰ jeweils mit installierten WEA-Leistungen von 1000 bis 50000 MW in 1000 MW-Schritten hoch skaliert. Die ‚günstigere‘ Verteilung der WEA-Einspeisung im Jahr 2020 führt dazu, dass die gesicherte Leistung der WEA höher liegt, als bei einer Verwendung der Verteilung der spezifischen WEA-Einspeisung im Jahr 2003. Wie die Abbildung 12-7 und die vorherigen Ergebnisse zeigen, wird dieser Effekt allerdings durch die Abnahme der durchschnittlichen gesicherten Leistung je MW installierter WEA-Leistung bei Erhöhung der WEA-Kapazität dominiert, so dass die spezifische gesicherte Leistung der WEA je installierter MW WEA-Leistung von 2003 bis 2015 insgesamt auch unter Berücksichtigung der zunehmenden Verbesserung der WEA-Einspeisestruktur deutlich absinkt.

Abbildung 12-7: Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in Abhängigkeit der unterstellten spezifischen Verteilungsfunktion der WEA-Einspeisung²¹



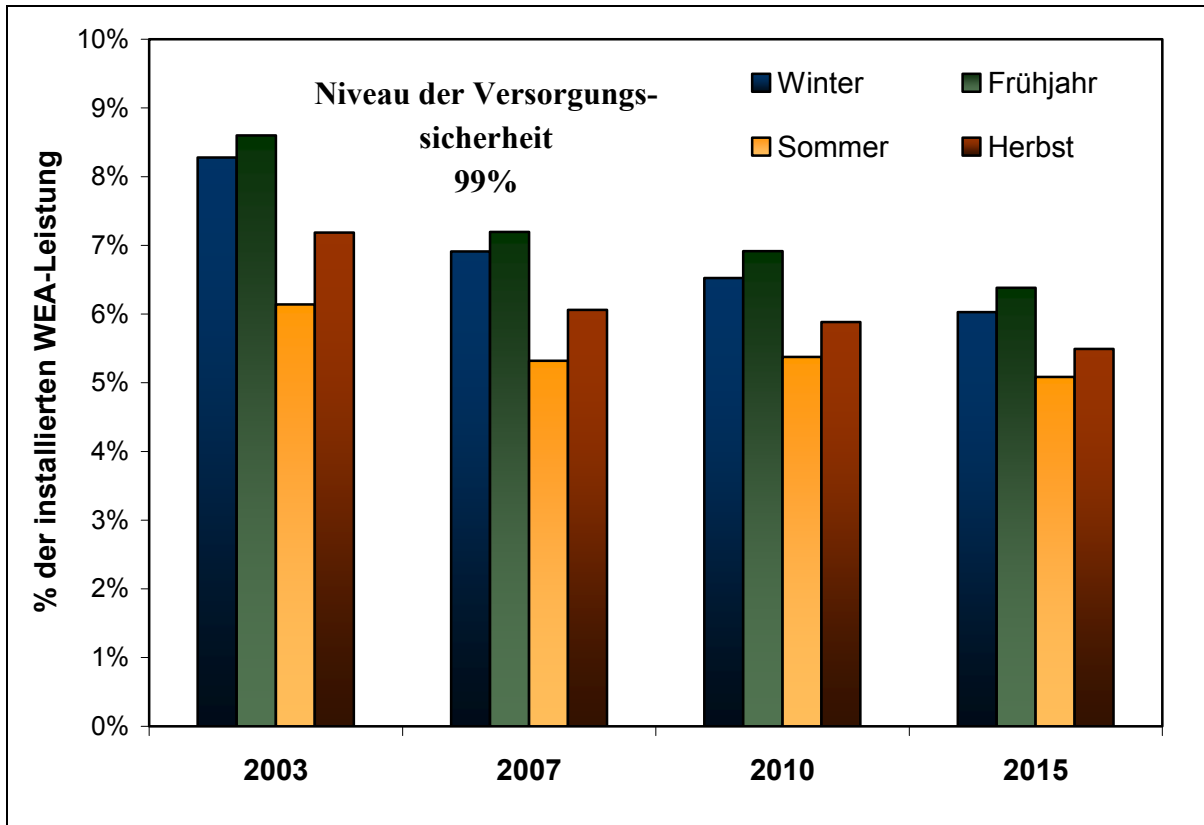
Die gesicherte Leistung der WEA ist saisonal unterschiedlich hoch. Im Frühjahr und Winter ist sie am höchsten, insbesondere im Sommer liegt sie deutlich unter diesen Werten

²⁰ Um den Effekt möglichst exakt darzustellen, wurde in dieser Rechnung die Verteilung der Einspeisung für 48,1 GW im Jahr 2020, die ebenfalls vom ISET ermittelt wurde, zugrunde gelegt, da der Anteil der Offshore-Leistung dort erheblich ist.

²¹ Die Berechnungen beruhen auf den prognostizierten Ganglinien des ISET, wobei alle Tage der Monate November bis Februar berücksichtigt wurden. Daher sind diese Ergebnisse mit denen in Abbildung 12-5, Abbildung 12-8 und Tabelle 12-2 nicht vergleichbar.

(Abbildung 12-8). Dieses wird in den Elektrizitätswirtschaftsmodellen bei der Revisionsplanung berücksichtigt.²²

Abbildung 12-8: Saisonaler Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung



Die Tabelle 12-2 stellt abschließend die Ergebnisse zur saisonal gesicherten Leistung der WEA in den Jahren 2003, 2007, 2010 und 2015 zusammen, die bei den später folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen verwendet werden.

²² Ergebnisse anderer Studien können nicht unmittelbar für einen Vergleich herangezogen werden, da der Zugewinn an gesicherter Windstromerzeugung stark von gewählten Randbedingungen abhängen. Durch die Sonderuntersuchung des ISET lag erstmalig eine fundierte Datengrundlage bezüglich der Windstromeinspeisung für Gesamtdeutschland vor.

Tabelle 12-2: Ergebnisse zum saisonalen Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA (je MW installierter WEA-Kapazität)

	2003	2007	2010	2015
	in % der installierten WEA-Leistung			
Winter	8,3%	6,9%	6,5%	6,0%
Frühling	8,6%	7,2%	6,9%	6,4%
Sommer	6,1%	5,3%	5,4%	5,1%
Herbst	7,2%	6,1%	5,9%	5,5%
	in MW			
Winter	1199	1542	1941	2163
Frühling	1245	1605	2057	2289
Sommer	889	1187	1599	1824
Herbst	1040	1352	1750	1970

13 Regel- und Reserveenergie

Bei für WEA vorzuhaltenden Reservekapazitäten müssen zwei Aspekte der WEA-Einspeisung unterschieden werden. Für die Nicht-Verfügbarkeit der WEA-Einspeisung zu Höchstlastzeiten müssen langfristige Reservekapazitäten für die Lastdeckung vorgehalten werden. Dieses wurde im vorherigen Kapitel 12 behandelt. In diesem Abschnitt wird die Vorhaltung von Regel- und Reservekapazitäten quantifiziert, deren Notwendigkeit sich insbesondere durch Prognosefehler der Last und WEA-Einspeisung sowie Kraftwerksausfällen ergibt.

13.1 Qualitativer Einfluss der WEA-Einspeisung auf die notwendige Regel-/Reserveleistungsvorhaltung

Zur Ausregelung von Ungleichgewichten auf Grund von erzeugungsseitigen und/oder verbrauchsseitigen Abweichungen von den geplanten/prognostizierten Entnahme- und Einspeisewerten muss Regel-/Reserveleistung vorgehalten werden. Diese muss im Bedarfsfall für die Frequenzhaltung und zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz kurzfristig abrufbar sein, was entsprechende Anpassungsmöglichkeiten bei den zu diesem Zweck vorgehaltenen Kraftwerken (bzw. bei Verbrauchern) voraussetzt. Neben Prognosefehlern der Last und ungeplanten, nicht disponiblen Kraftwerksausfällen führen auf Grund des steigenden Anteils der WEA-Leistung zunehmend Prognosefehler der WEA-Einspeisung zu Ungleichgewichten zwischen erwarteter Einspeisung und Entnahme.

Der jeweils für die Regelzone zuständige ÜNB ist für eine ausreichende Vorhaltung von Regelleistung im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb zuständig. Nach UCTE-Regeln und dem TransmissionCode 2003 werden dabei Abweichungen sukzessive durch Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und gegebenenfalls Minutenreserve ausgeregelt.

Die Dauer des Ausgleichs von Kraftwerksausfällen durch den ÜNB ist im Transmission Code 2003 festgelegt und beträgt i. d. R. 4/4-Stunden (inkl. Viertelstunden in der der Fehler aufgetreten ist). Danach gehen Kraftwerksausfälle heute in den Verantwortungsbereich des Kraftwerksbetreibers über. Die Vorhaltung von Regel-/Reserveleistung für Kraftwerksausfälle ist somit zweigeteilt. Sie beschränkt sich für den ÜNB auf Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung. Der Kraftwerksbetreiber hat für die Bereitstellung der Dauerreserve zu sorgen. Im Rahmen dieser Studie wird diese Aufteilung nicht umgesetzt und die Reserven von ÜNB und Kraftwerksbetreibern zusammengefasst, was allerdings zu Synergieeffekten führt. Dadurch können die Ergebnisse in Bezug auf den Regel-/Reserveleistungsbedarf nicht mit der heute bei den deutschen ÜNB tatsächlich vorzuhaltenden Regel-/Reserveleistung verglichen werden. Im Weiteren beschränkt sich der Untersuchungsrahmen dieser Studie auf die Bestimmung der vorzuhaltenden Minuten- bzw. Dauer-/Stundenreserve. Der Primär- und Sekundärregelleistungsbedarf wird nicht berücksichtigt.

Primärregelleistung

Die Primärregelleistung dient der Stabilisierung von Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert bei Leistungsungleichgewichten zwischen Stromeinspeisungen in das und -entnahmen aus dem UCTE-Netz innerhalb von 30 Sekunden. Zu diesem Zweck werden im UCTE-Verbund 3000 MW an Primärregelleistung vorgehalten²³, wobei sich die Höhe an dem gleichzeitigen Ausfall von zwei großen, thermischen Kraftwerksblöcken orientiert. Die Beschaffung dieser bis zu 15 Minuten pro quasistationären Vorgang wirksamen Regelleistung ist in Deutschland Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Die bisherigen Erfahrungen mit der Leistungsabgabe des WEA-Kollektivs haben gezeigt, dass die Veränderungen des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung im Zeitbereich der Primärregelleistung gering sind und ohne zusätzlichen Primärregelleistungsbedarf ausgeregelt werden können. Eine Erhöhung des Bedarfs kann grundsätzlich durch die Ausführung des Netzanschlusses sehr großer Windparks (Offshore) erforderlich sein, wenn die Ausfall-Leistung infolge eines Einfachfehlers die Leistung von thermischen Großkraftwerken überschreitet, oder durch WEA-Sturmabschaltungen bei hoher regionaler Konzentration der WEA notwendig werden. Im Rahmen dieses Studienteils wird davon ausgegangen, dass diese Effekte beim Ausbau der Windenergie durch Einsatz entsprechender Technik bei den WEA Berücksichtigung finden, und damit kein zusätzlicher Bedarf an Primärregelleistung notwendig wird.²⁴

Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in seiner Regelzone ist der jeweilige ÜNB verantwortlich. Zu diesem Zweck hält er in ausreichendem Umfang Sekundärregelleistung und Minutenreserve vor, die im Bedarfsfall spätestens nach 5 bzw. 15 Minuten im vollen Umfang aktiviert sein müssen. Über den Einsatz von Sekundärregelleistung wird einerseits die Frequenz auf ihren Sollwert zurückgeführt und es werden andererseits die Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte eingestellt. Die Wirkung des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung auf die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung ist bisher noch offen. In dieser Studie wird allerdings unterstellt, dass die Abweichungen, die durch die Erhöhung des Prognosefehlers der WEA-Stromeinspeisung (durch die Erhöhung der WEA-Kapazitäten) verursacht werden, im für die Sekundärregelung maßgeblichen Zeitbereich auch bei weiterem Ausbau der Windenergie an Land und Offshore ohne zusätzliche Sekundärregelleistung ausgeglichen werden können.

Auch wenn Sekundärregelleistung prinzipiell längerfristig eingesetzt werden kann, ist es unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Aspekten sinnvoll, bei länger andauernden Störungen der Leistungsbilanz den Ausgleich durch zusätzlich vorzuhaltende Minutenreserve auszugleichen. Minutenreserve wird manuell aktiviert und muss spätestens nach 15 Minuten vollständig verfügbar sein.

²³ Der Anteil jeder Regelzone an den 3000 MW richtet sich nach dem Anteil der Regelzone an der jährlichen Erzeugung im gesamten UCTE-Gebiet.

Stunden- bzw. Dauerreserve

Auf dem Regelenenergiemarkt steht derzeit in Deutschland nur das Produkt Minutenreserve für den Ausgleich längerfristiger Abweichungen zur Verfügung. Der Ausgleich längerfristiger Abweichungen, der nicht im Verantwortungsbereich der ÜNB liegt, kann hingegen grundsätzlich durch so genannte Stunden- bzw. Dauerreserve vorgenommen werden.

Diese Möglichkeit des Ausgleichs von negativen Abweichungen (Entnahme größer als Einspeisung) mit einer Vorlaufzeit von etwa vier Stunden kann grundsätzlich auch durch betriebsbereite, thermische Kraftwerke vorgenommen werden, die zu den entsprechenden Zeiten nicht zur Stromerzeugung auf dem regulären Strommarkt eingesetzt werden.

Annahmen zur Ausregelung von Ungleichgewichten

Für den Ausgleich von Lastprognosefehlern, Prognosefehlern der WEA-Einspeisung und Kraftwerksausfällen wird im Rahmen dieser Studie vom folgenden Vorgehen ausgegangen (Abbildung 13-1²⁵):

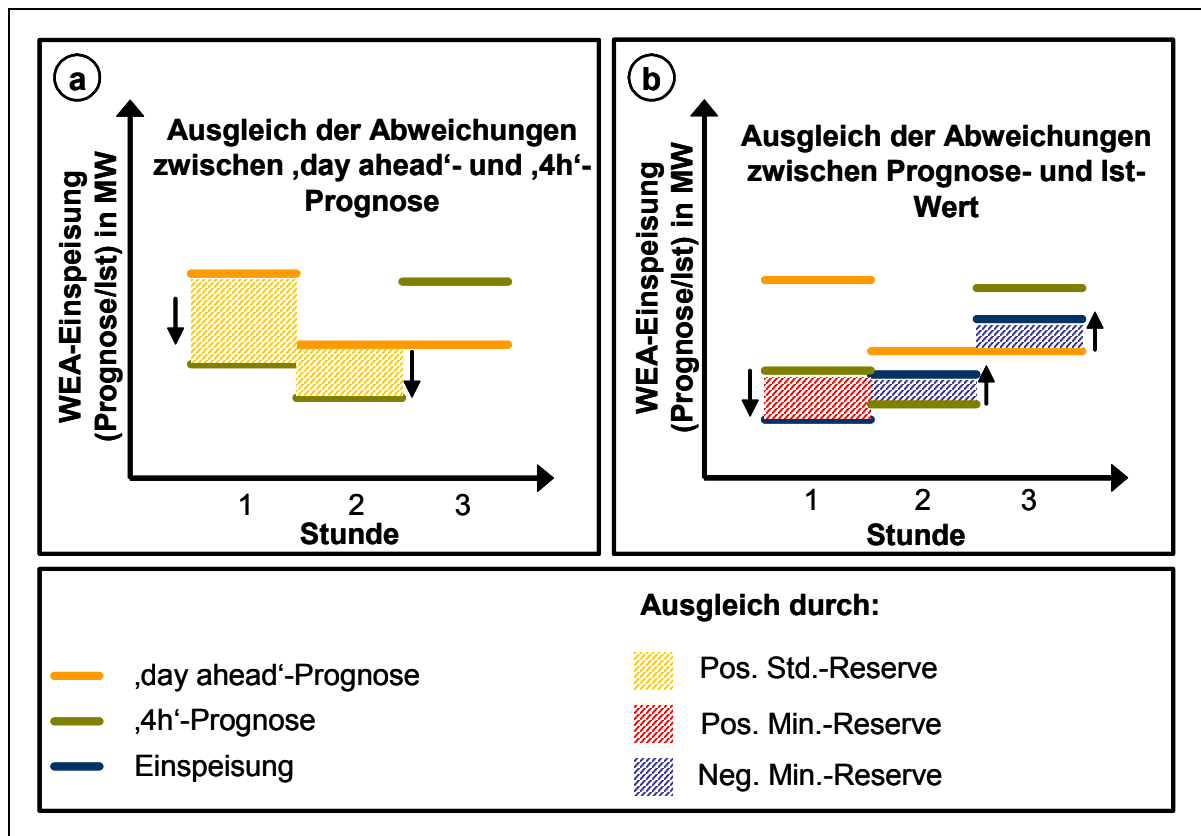
1. Mit einer Vorlaufzeit von vier Stunden zu erwartende Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme durch länger andauernde Kraftwerksausfälle und Prognosefehler der WEA-Einspeisung – im Falle eines Leistungsdefizit (Überschätzung der WEA-Einspeisung bei der ‚day ahead‘-Prognose im Vergleich zur ‚4h‘-Prognose) – werden durch positive Stundenreserve ausgeglichen. Dieses ist in Abbildung 13-1 (a) exemplarisch dargestellt. In den Stunden 1 und 2 wird mit einer Vorlaufzeit von vier Stunden die Abweichung zwischen der ‚day ahead‘-Prognose und der ‚4h‘-Prognose durch positive Stundenreserve ausgeglichen.
2. Durch positive Minutenreserve werden die Kraftwerksausfälle bis vier Stunden nach einem Ausfall²⁶, Prognosefehler der Last und die Fehler einer kurzfristigen Prognose (‚4h-Prognose‘) der WEA-Einspeisung ausgeglichen. Dieses ist in Abbildung 13-1 (b) dargestellt. In der Stunde 1 wird die Abweichung zwischen ‚4h‘-Prognose der WEA-Einspeisung und der tatsächlichen WEA-Einspeisung durch positive Minutenreserve ausgeglichen.
3. Bei negativer Regel- und Reserveleistung wird nicht zwischen Stundenreserve und Minutenreserve unterschieden, da unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten keine zusätzlichen Kraftwerke negative Stundenreserve anbieten können, die nicht auch negative Minutenreserve anbieten könnten. Dieses führt dazu, dass keine Anpassung der ‚day ahead‘-Prognose der WEA-Einspeisung an die ‚4h‘-Prognose erfolgt. Im Fall, dass eine Anpas-

²⁴ Vgl. hierzu Studienteil 2 und zu weiteren Aspekten der Primärregelung Dany et al. (2003).

²⁵ Aus Darstellungsgründen wurde auf eine Berücksichtigung des Einflusses des Lastprognosefehlers und stochastischer Kraftwerksausfälle in Abbildung 13-1 verzichtet.

sung der ‚day ahead‘-Prognose an die ‚4h‘-Prognose, wie in Stunde 2 der Abbildung 13-1, erfolgt ist, wird die Abweichung zwischen der prognostizierten WEA-Einspeisung der ‚4h‘-Prognose und der tatsächlichen Einspeisung durch negative Minutenreserve ausgeglichen. Für den Fall, dass keine Anpassung der ‚day ahead‘-Prognose an die ‚4h‘-Prognose (Stunde 3 in Abbildung 13-1 (a)) erfolgt ist, wird die Abweichung zwischen der prognostizierten WEA-Einspeisung der ‚day ahead‘-Prognose und der tatsächlichen Einspeisung durch negative Minutenreserve ausgeglichen (Stunde 3 in Abbildung 13-1 (b)).

Abbildung 13-1: Ausgleich von Abweichungen durch Stunden- und Minutenreserve (Schematische Darstellung)



Lastrauschen und Fahrplansprünge sowie die Abdeckung von Kraftwerksausfällen innerhalb der ersten 15 Minuten nach einem ungeplanten Kraftwerksausfall, die durch Sekundärregelleistung ausgeglichen werden, sind nicht Gegenstand der weiteren Analysen. Da auch in den Elektrizitätswirtschaftsmodellen auf eine Modellierung von Primär- und Sekundärregelleistung verzichtet wird²⁷, entsteht grundsätzlich eine Unterschätzung des notwendigen Regel-/Reserveleistungs- und -energiebedarfs. Dieses führt dazu, dass Kraftwerke, die in der Realität zum Teil für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung benötigt werden, in den Modellen

²⁶ Dieses gilt erst nach 15 Minuten, was durch eine Reduktion der NV durch ungeplante, nicht disponible Kraftwerksausfälle im Modell berücksichtigt wird. In den ersten 15 Minuten nach einem Kraftwerksausfall wird das Leistungsdefizit durch Sekundärregelleistung ausgeglichen.

²⁷ Die Komplexität der Modelle ist durch Restriktionen bei der Hard- und Software sowie der Rechenzeit beschränkt. Daher wurde das Modell zum Zwecke dieser Studie im Hinblick auf die Abbildung der Auswirkungen der Integration der Windenergie angepasst, so dass die wesentlichen Aspekte der Integration der Windenergie möglichst genau abgebildet werden können.

Minutenreserve anbieten können. Da diese Verzerrung sowohl in den Szenarien mit Ausbau der Windenergie als auch in den Szenarien ohne weiteren Ausbau auftritt, ist der Einfluss bei Differenzbetrachtungen als gering einzuschätzen.

13.2 Methodisches Vorgehen

Gesamte Regel- und Reserveleistung

Analog zum Vorgehen bei der Bestimmung der gesicherten Leistung der WEA wird bei der Bestimmung der gesamten notwendigen Regel-/Reserveleistungsvorhaltung das gleiche mathematisch-statistische Verfahren der Wahrscheinlichkeitstheorie angewandt. Als Eingangsdaten zur Bestimmung der insgesamt erforderlichen Regel- und Reserveleistung gehen die Verteilung der Prognosefehler der Last und der WEA-Stromeinspeisung („day ahead“-Prognose) sowie die Wahrscheinlichkeiten von ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken in das Modell ein. Aus der Wahrscheinlichkeitsfunktion der stochastischen Ausfälle des konventionellen Kraftwerksparks²⁸, der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Prognosefehler der Last und der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Prognosefehler der WEA-Stromeinspeisung wird die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktion für Leistungsdefizite bzw. -überschüsse hergeleitet. Dabei müssen die ungeplante, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten für thermische Kraftwerke im Gegensatz zum Vorgehen bei der Ermittlung der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks um die Ausfälle, die länger als der Zeitraum der Kraftwerkseinsatzplanung andauern, bereinigt werden. Diese länger andauernden Ausfälle müssen nicht durch Regel-/Reserveenergie ausgeglichen werden, da sie bei der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt werden können. In einem ersten Schritt wird bei gegebenen Defizitniveaus für die Regel-/Reserveabweichung (Niveau der Versorgungszuverlässigkeit) der Bedarf ohne Berücksichtigung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung ermittelt. Das Niveau legt fest, zu welcher Wahrscheinlichkeit ausreichend Regel-/Reserveleistung vorgehalten wird, um Ungleichgewichte ausgleichen zu können. Da der Prognosefehler der Last und der WEA-Einspeisung positive und negative Werte annehmen kann, muss eine Defizitwahrscheinlichkeit für Leistungsdefizite und für Leistungsüberschüsse angesetzt werden. Die Defizitwahrscheinlichkeit für Leistungsdefizite legt fest, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Unterspeisung durch die vorgehaltene inkrementelle Regel-/Reserveleistung nicht ausgeglichen werden kann, während die Defizitwahrscheinlichkeit für Leistungsüberschüsse für die Wahrscheinlichkeit steht, zu der für eine Überspeisung nicht ausreichend dekrementelle Regelleistung vorhanden ist.²⁹ In einem zweiten Schritt werden die Prognosefehler der WEA-Einspeisung für eine steigende installierte WEA-Leistung in die Betrachtung mit einbezogen und der Bedarf an inkrementeller und dekrementeller Regel-/Reserveleistung ermittelt. Die Herleitung des Wahrscheinlichkeitsbaums unter Berücksichtigung von Prognosefehlern der WEA-Einspeisung bei festgelegten Defizitwahrscheinlichkeiten für Leistungsüberschüsse und Leistungsdefizite ist in Abbildung 13-2 beispielhaft dargestellt. Im stark vereinfachten Beispiel müssen zu einem Niveau der Versorgungszuverlässigkeit von 98 % (Defizitwahrschein-

²⁸ Die Wahrscheinlichkeitsfunktion der stochastischen Ausfälle des konventionellen Kraftwerksparks wird aus den Wahrscheinlichkeitsfunktionen der einzelnen Kraftwerksblöcke, die planmäßig zu einem gegebenen Lastniveau am Netz sind, ermittelt.

²⁹ Inkrementelle/dekrementelle wird auch als positive/negative Regel-/Reserveleistung bzw. Regel-/Reserveenergie bezeichnet.

lichkeiten von jeweils 1 %) mindestens 490 MW an inkrementeller Regel-/Reserveleistung und 40 MW an dekrementeller Regel-/Reserveleistung vorgehalten werden.

Abbildung 13-2: Methodik bei der Bestimmung des Regel-/Reserveleistungsbedarfs

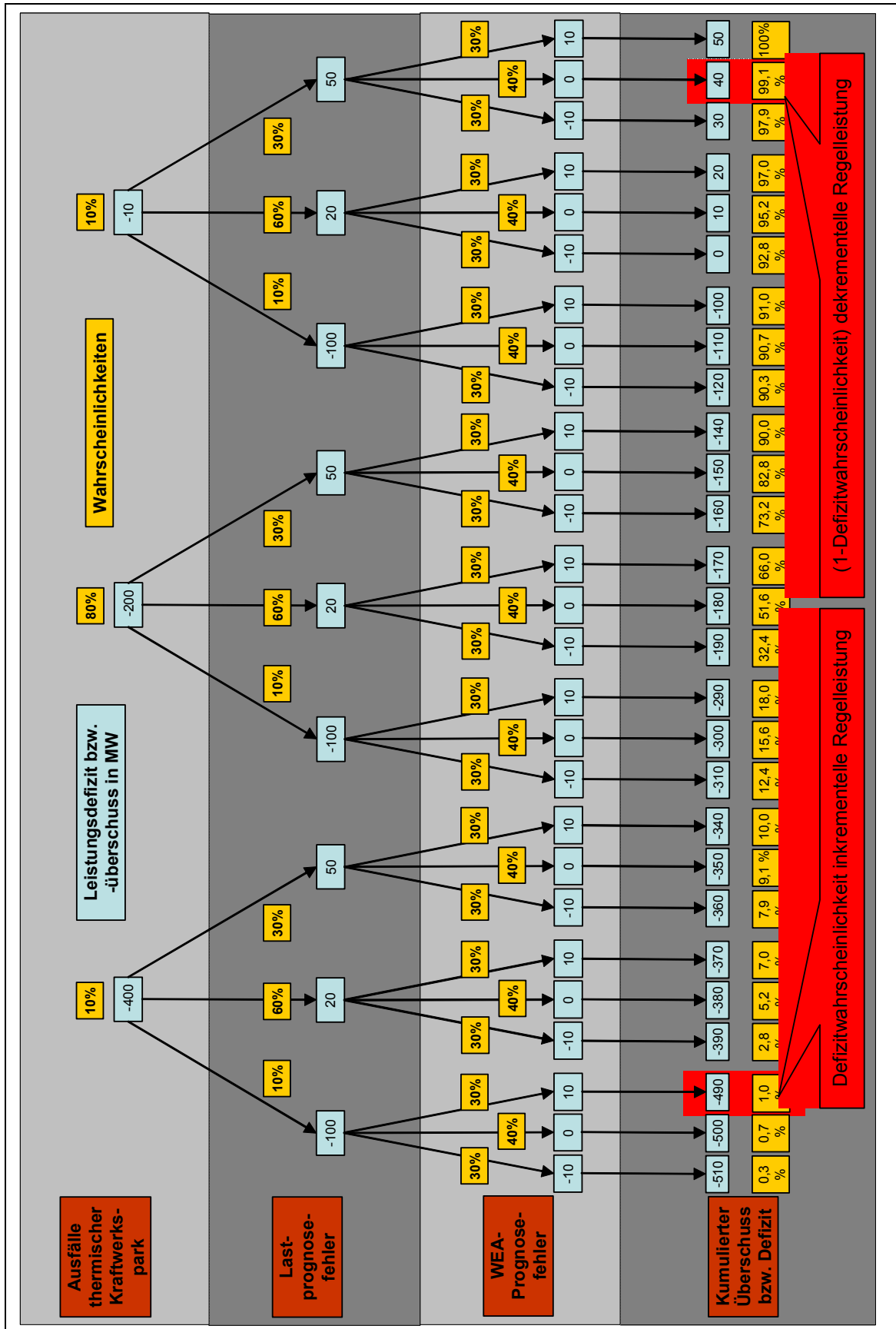
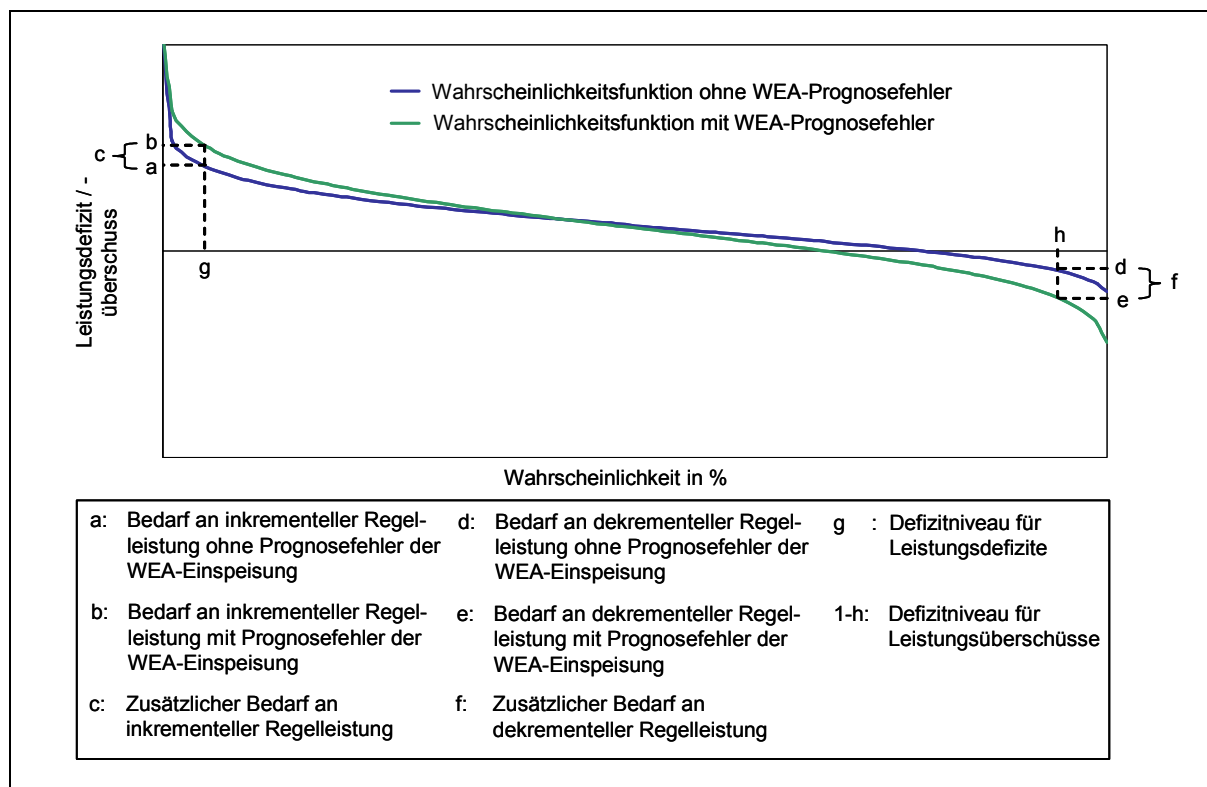


Abbildung 13-3 zeigt die kumulierte, gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktion für Leistungsüberschüsse bzw. -defizite in einem realitätsnahen Elektrizitätserzeugungssystem mit und ohne Berücksichtigung der installierten WEA-Kapazität.

Abbildung 13-3: Kumulierte, gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktionen der Leistungsüberschüsse und -defizite mit und ohne WEA



Für beide kumulierten Wahrscheinlichkeitsfunktionen wird das Leistungsdefizit (positiver Achsenabschnitt der Ordinate) und der Leistungsüberschuss (negativer Achsenabschnitt der Ordinate) ermittelt, die zu einem gegebenen Defizitniveau für Leistungsdefizite (g) bzw. Defizitniveau für Leistungsüberschüsse (1-h) maximal auftreten. Daraus lässt sich ohne Berücksichtigung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung ein Bedarf an inkrementeller Regel-/Reserveleistung von (a) und unter Berücksichtigung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung ein Bedarf an inkrementeller Regel-/Reserveleistung von (b) ableiten. Die Differenz (c) entspricht dem Bedarf an zusätzlicher inkrementeller Regel-/Reserveleistung für Prognosefehler der WEA-Einspeisung. Das gleiche Vorgehen wird bei der Bestimmung des Bedarfs an dekrementeller Minutenreserve angewendet. Der Bedarf ohne Berücksichtigung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung entspricht zum Defizitniveau für Leistungsüberschüsse (1-h) dem Wert (d). Dieser Wert steigt um (f) auf den Wert (e), wenn die Prognosefehler der WEA-Einspeisung bei der Herleitung der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsfunktion berücksichtigt werden.

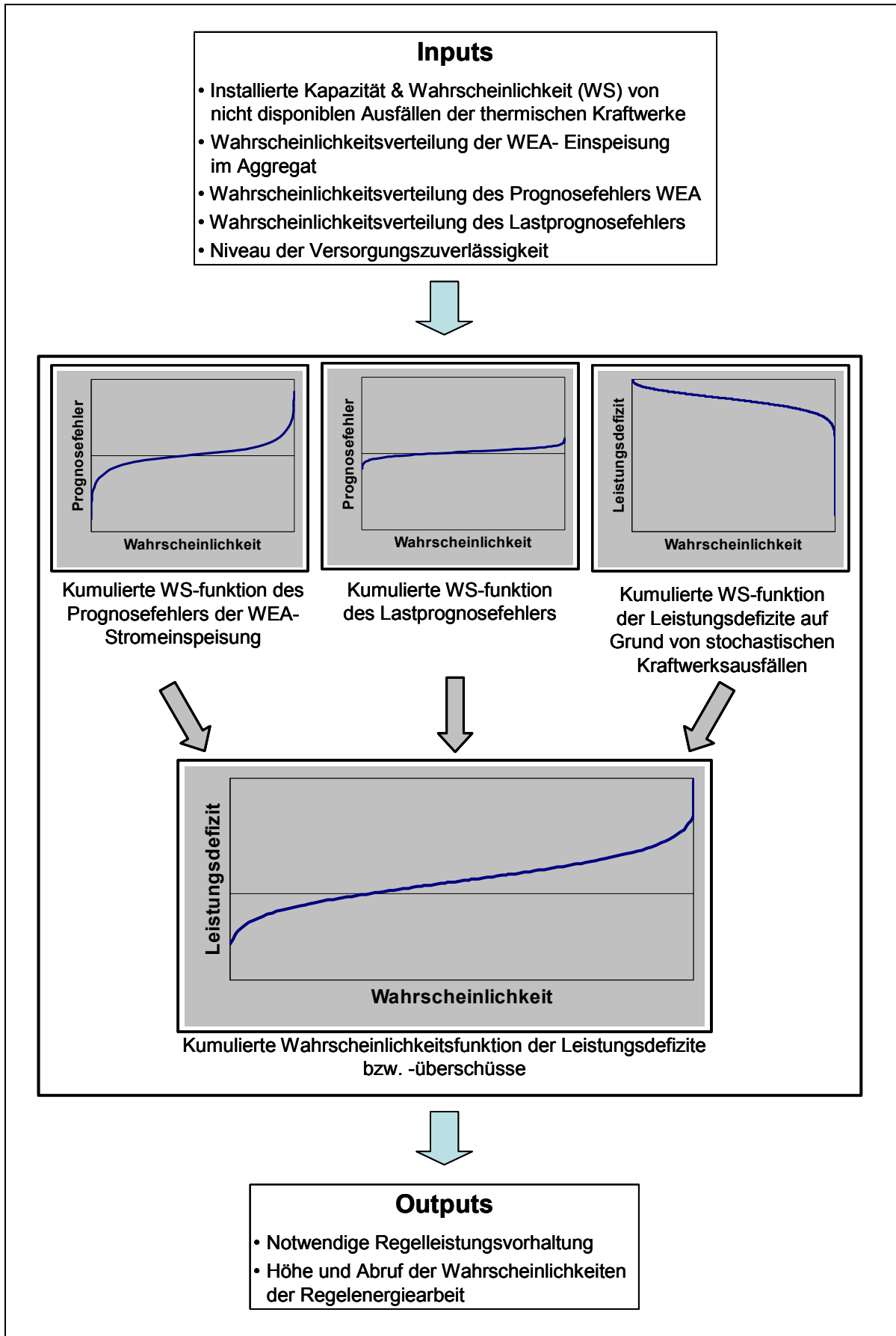
Bei der Herleitung der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsfunktion sollte die Prognosehöhe der WEA-Einspeisung berücksichtigt werden. Da die tatsächliche Einspeisung zwischen den beiden theoretischen Extremwerten ‚keine Einspeisung‘ und ‚Einspeisung mit der installierten Leistung‘ liegt, hängen die Extremwerte und die Verläufe der Wahrscheinlichkeitsfunktionen des Prognosefehlers der WEA-Einspeisung von der Prognosehöhe der WEA-Einspeisung ab.

In Elektrizitätssystemen mit einem hohen Windenergieanteil sollte der inkrementelle und dekrementelle Regel-/Reserveleistungsbedarf daher unter Berücksichtigung der prognostizierten Stromeinspeisung auf Basis von Windkraft festgelegt werden.

Zur Erfassung dieser Effekte werden mit dem Modell BALANCE-WEA für jedes Prognosejahr mehrere prognostizierte WEA-Einspeiseniveaus unterschieden.

Abbildung 13-4 enthält eine schematische Übersicht des zur Ermittlung der Regel-/Reserveleistungsvorhaltung eingesetzten Modells BALANCE-WEA.

Abbildung 13-4: Schematische Darstellung des Modells BALANCE-WEA (gesamte Regelleistung)



Aufteilung der Anteile positive Stunden- und Minutenreserve

Für die Aufteilung der insgesamt erforderlichen positiven Regel- und Reserveleistung in Stunden- und Minutenreserve wird unter Verwendung des Modells BALANCE-WEA die notwendige positive Minutenreserve ermittelt, wobei neben der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Lastprognosefehler die Wahrscheinlichkeiten der Nicht-Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken in den ersten vier Stunden nach einem Kraftwerksausfall und die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung auf Basis der ‚4h‘-Prognose als Eingangsdaten für die Dimensionierung der Minutenreserve Berücksichtigung finden. Eine Unterscheidung der notwendigen Minutenreserve nach prognostiziertem WEA-Einspeiseniveau wird nicht vorgenommen, da einerseits der Einfluss der prognostizierten WEA-Einspeisehöhe auf die Verteilung der Prognosefehler gering ist und andererseits die Minutenreserve am Tag zuvor, zu einem Zeitpunkt an dem die Höhe der ‚4h‘-Prognose unbekannt ist, festgelegt und eingekauft werden muss. Die notwendige positive Stundenreserve wird durch die notwendige positive gesamte Regel- und Reserveleistung abzüglich der positiven Minutenreserve dimensioniert. Bei negativer Minutenreserve wird nicht zwischen Stunden- und Minutenreserve unterschieden.

Energieabruf Stunden- und Minutenreserve

Der Abruf negativer Minutenreserveenergie ergibt sich aus der bei der Dimensionierung der gesamten Regel- und Reserveleistung ermittelten gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung aus Lastprognosefehler, ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken im Zeitbereich der Regel- und Reserveleistung sowie Fehlern der ‚day ahead‘-Prognose der WEA-Einspeisung und entspricht der mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten Summe der Überschätzungen.

In Analogie zu dem Vorgehen bei der Bestimmung des negativen Minutenreserveenergieabrufs wird der Abruf von positiver Minutenreserveenergie aus der bei der Dimensionierung der positiven Minutenreserveleistung ermittelten gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung bestimmt, wobei sich der Abruf als mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten Summe der Unterschätzungen ergibt.

Für die Bestimmung des Abrufs von positiver Stundenreserveenergie wird ein zusätzlicher Modelllauf mit BALANCE-WEA durchgeführt, wobei neben ungeplanten, nicht disponiblen Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken, die länger als vier Stunden nach einem Kraftwerksausfall andauern, die Wahrscheinlichkeitsfunktion der Prognosefehler der WEA-Einspeisung auf Basis der ‚day ahead‘-Prognose als Eingangsdaten einfließen. Der Abruf von positiver Stundenreserveenergie ergibt sich aus der mit der Eintrittswahrscheinlichkeit gewichteten Summe der Unterschätzungen.

13.3 Annahmen über die organisatorischen Rahmenbedingungen

In dieser Studie wird von institutionellen und organisatorischen Rahmenbedingungen ausgegangen, die nicht die derzeitige Situation des liberalisierten und entbündelten Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland widerspiegeln.

Es wird dabei unterstellt, dass der Ausgleich von Kraftwerksausfällen vollständig durch das einheitliche System aus ÜNB und Kraftwerksbetreiber übernommen wird. Dies unterscheidet sich zur heutigen Praxis, da derzeit der ÜNB einen Kraftwerksausfall i. d. R. nur 4/4-Stunden (inkl. Viertelstunden, in der der Fehler aufgetreten ist) absichert. Danach gehen Kraftwerksausfälle in den Verantwortungsbereich des Kraftwerksbetreibers über.

Im Weiteren werden die heute vier Übertragungsnetzbetreiber nicht getrennt betrachtet, sondern vereinfachend zu einem modellhaften gesamtdeutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst. Dieser Umstand ist insbesondere auch bei der Festlegung der Defizitwahrscheinlichkeiten zu berücksichtigen. Durch eine wechselseitige Unterstützung der deutschen ÜNB ist die Defizitwahrscheinlichkeit für Gesamtdeutschland deutlich geringer als für jede einzelne Regelzone. Damit kann das heute bei jedem ÜNB erreichte Niveau nicht a priori auf einen gesamtdeutschen ÜNB übertragen werden kann, sondern muss zur Beibehaltung des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit höher angesetzt werden.

13.4 Numerische Annahmen

Zur Ermittlung der erforderlichen Regel-/Reserveleistung und des Regel-/Reserveenergieabrufs werden folgende Informationen benötigt:

- Die installierte Leistung und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks,
- die Wahrscheinlichkeiten der ungeplanten, nicht disponiblen Nichtverfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke im Zeitbereich der Regel-/Reserveenergie und im Zeitbereich bis zu vier Stunden nach einem Kraftwerksausfall,
- die Wahrscheinlichkeitsfunktion des Lastprognosefehlers,
- die Wahrscheinlichkeitsfunktion des Prognosefehlers der WEA-Stromeinspeisung ‚day ahead‘-Prognose und der ‚4h‘-Prognose sowie
- einen Wert für das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit, das die Eintrittswahrscheinlichkeit eines inkrementellen/dekrementellen Regel-/Reserveleistungsdefizits (Defizitniveau) operationalisiert.

Die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks basiert auf der Kraftwerksdatenbank des EWI.

Die nicht disponiblen, stochastischen Ausfallwahrscheinlichkeiten orientieren sich an Angaben zur Verfügbarkeit und Nicht-Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken des VGB, wobei im Vergleich zu den Angaben in Tabelle 13-1 eine Reduktion um Ausfallzeiten vorgenommen wurde, die nicht in den Zeitbereich der im Rahmen dieser Studie betrachteten Regel-/Reserveenergie fallen. Des Weiteren werden die Nicht-Verfügbarkeiten unterteilt. Die Wahrscheinlichkeiten der Nicht-Verfügbarkeit bei der Dimensionierung positiver Minutenreserve-

leistung entsprechen den bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass Kraftwerke nicht verfügbar sind und der Ausfall vor vier oder weniger Stunden eingetreten ist. Die entsprechenden Werte für den Ausgleich von Leistungsdefiziten mit Stundenreserve stellen die Wahrscheinlichkeiten der Nicht-Verfügbarkeit dar, dass Kraftwerke mehr als vier Stunden nach einem Ausfall noch nicht wieder betriebsbereit sind.

Tabelle 13-1: Nicht disponible, stochastische Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken [Annahmen bei Regel-/Reserveenergie]

	Gesamte Regel- und Reserveleistung	Stundenreserve	Minutenreserve
Kernkraftwerke	2,4%	1,4%	1,0%
Braunkohlenkraftwerke	2,5%	1,5%	1,0%
Steinkohlenkraftwerke	3,0%	1,8%	1,2%
Erdgas-GuD-Anlagen	1,5%	0,9%	0,6%
Erdgas-Kond.-KW	1,5%	0,9%	0,6%
Gasturbinen	2,4%	1,4%	1,0%
Öl-Kond.-KW	1,5%	0,9%	0,6%
Speicherkraftwerke	0,0%	0,0%	0,0%
Pumpspeicherkraftwerke	0,0%	0,0%	0,0%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Angaben des VGB (1998)

Da in Deutschland zur Zeit keine bundesweite Lastprognose durchgeführt wird und Angaben über die Verteilung des Lastprognosefehlers der wichtigsten Elektrizitätsversorgungsunternehmen der einzelnen Regelzonen nicht verfügbar sind, wird ein normalverteilter Lastprognosefehler mit einer Standardabweichung von 2,5 % bezogen auf die jährliche Höchstlast unterstellt. Dieser Wert wird momentan von den ÜNB zur Dimensionierung der Regelleistung in der Praxis verwendet. Vergleichsbetrachtungen für Dänemark und Frankreich, in denen Werte zur stündlichen Last sowie eine Vortagsprognose der stündlichen Last veröffentlicht werden, liegen in einer ähnlichen Größenordnung und lassen die Werte plausibel erscheinen.

Die Verteilung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung wird auf Basis von Daten des ISET zur WEA-Einspeisung, der ‚day ahead‘-Prognose bzw. der ‚4h‘-Prognose der WEA-Einspeisung für Deutschland hergeleitet. Die Abhängigkeit bei der Verteilung des ‚day-ahead‘-Prognosefehlers der WEA-Einspeisung von der Prognosehöhe wird durch Bildung von bedingten Wahrscheinlichkeitsverteilungen in Abhängigkeit der tatsächlichen WEA-Einspeisung berücksichtigt. Zu diesem Zweck werden die Beobachtungen in Cluster unterteilt. Die Genauigkeit der Clusterbildung ist durch die Anzahl der Beobachtungen begrenzt und wird in 10 %-Schritten (spezifischen WEA-Einspeisung von 0 % - 10 %, ..., 40 % - 50 %, 50 % - 60 % und 60 % - 100 %³⁰) vorgenommen.

³⁰ Für spezifische WEA-Einspeisungen von 60 % bis 100 % mussten die Beobachtungen zusammengefasst werden, da eine spezifische WEA-Einspeisung höher als 60 % nur in sehr wenigen Zeiten vorkommt.

Wesentliche Kennzahlen der Verteilungen des ‚day ahead‘- und des ‚4 h‘-Prognosefehlers für die Jahre 2003, 2007, 2010 und 2015 sind in Tabelle 13-2 dargestellt. Dabei entsprechen die negativen Werte einer Überschätzung bei der Prognose und die positiven Werte einer Unterschätzung. Eine Anpassung der ursprünglichen Verteilungen, die vom ISET zur Verfügung gestellt wurden, erfolgte aufgrund der Problematik der Repräsentativität der Daten. Das ISET hat die Prognosefehler auf Basis der Winddaten 2003 ermittelt. Das Jahr 2003 war ein unterdurchschnittliches Windjahr, so dass für zukünftige Prognosejahre die durchschnittliche Häufigkeit des Eintritts von spezifischen WEA-Einspeiseniveaus unterstellt wurde, und die Verteilungen entsprechend angepasst worden sind. Im Ergebnis führt dieses zu marginalen Veränderungen der Kennzahlen der Verteilungen gegenüber den Ursprungswerten.³¹

Wie Tabelle 13-2 zeigt, führt die ‚day ahead‘-Prognose im Mittel zu einer Überschätzung der tatsächlichen WEA Einspeisung während die ‚4h‘-Prognose im Mittel die Einspeisung der WEA Anlagen unterschätzt. Der kürzere Prognosezeitraum schlägt sich in der Streuung der Prognosefehler nieder, so dass sich sowohl die maximale Überschätzung als auch die maximale Unterschätzung der ‚4h‘-Prognose im Vergleich zur ‚day-ahead‘-Prognose stark verringert. Die Verringerung des Fehlerkorridors und die Absenkung der Standardabweichung sind ein Indikator für eine Verbesserung der Prognosegüte für den ‚4h‘-Prognosezeitraum.

Tabelle 13-2: Kennzahlen der Prognosegüte der ‚day ahead‘- und ‚4h‘-WEA-Prognose in % der installierten Leistung, 2003 – 2015

	2003	2007	2010	2015
‚day ahead‘-WEA-Prognose				
Mittelwert	-0,28%	-0,29%	-0,32%	-0,32%
Standardabweichung	7,29%	6,77%	6,05%	5,91%
Min	-27,50%	-27,50%	-24,00%	-23,50%
Max	41,50%	39,00%	30,50%	29,50%
‚4 h‘-WEA-Prognose				
Mittelwert	1,26%	1,16%	0,97%	0,97%
Standardabweichung	4,92%	4,48%	3,90%	3,89%
Min	-17,00%	-16,75%	-14,50%	-14,00%
Max	33,00%	28,50%	24,50%	24,25%

Das Niveau der Versorgungszuverlässigkeit ist durch die Defizitwahrscheinlichkeit bestimmt. In der Literatur finden sich Werte von jeweils 0,1 % Defizitwahrscheinlichkeit für inkrementelle und dekrementelle Regel-/Reserveleistung für einzelne Regelzonen (etwa 8,76 Stunden pro Jahr)³². Wie beim Niveau der Versorgungssicherheit, macht eine Deutschland weite Betrachtung eine Erhöhung des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit im Vergleich zu einer

³¹ Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der Berechnungen hängen wesentlich von der Verteilung der Prognosefehler der WEA-Einspeisung der ‚day ahead‘ und ‚4h‘-Prognose ab. Durch die Sonderuntersuchung des ISET liegen für die Berechnungen die zurzeit besten verfügbaren Daten zu Grunde. Da die Länge des Beobachtungszeitraumes (ca. 8760 Stunden) relativ kurz ist, sind Veränderungen der Ergebnisse bei einer abgesicherten Datenbasis in Zukunft möglich.

³² Vergleiche z.B Dany (2000).

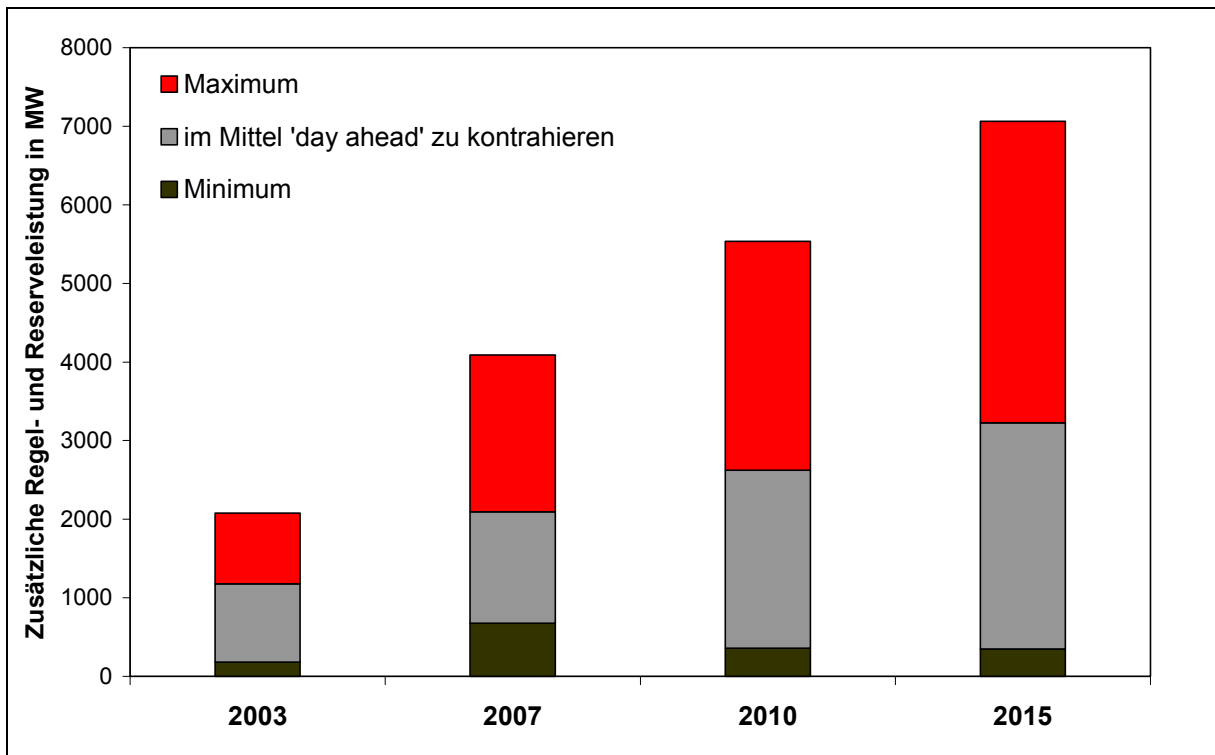
Regelzonen scharfen Betrachtung notwendig. Im Falle eines Defizits an inkrementeller bzw. dekrementeller Regel-/Reserveleistung steht weniger Leistung in anderen Regelzonen zur Verfügung, die durch ungeplanten Austausch zwischen den Regelzonen die Abweichungen bei unzureichender Leistung in einer Regelzone ausgleichen kann. Auf Grund der wechselseitigen Unterstützung zwischen den ÜNB liegt die Defizitwahrscheinlichkeit heute für Gesamtdeutschland im Bereich weniger Sekunden pro Jahr. Da dieser Wert für eine Modellierung der Zusammenhänge nicht geeignet ist, werden Sensitivitätsanalysen mit Werten von 0,01 % (etwa 52 Minuten pro Jahr) und 0,0025 % (etwa 13 Minuten pro Jahr) durchgeführt.

13.5 Regel- und Reserveleistungsanforderungen

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Ausbaus der Windenergie an Land und Offshore auf die Regel- und Reserveenergieanforderungen auf Basis der zuvor erläuterten Annahmen und Methodiken dargestellt. Dabei wird einerseits zwischen zusätzlich vorzuhaltender Leistung und einer Erhöhung des Abrufs durch eine Erhöhung der installierten WEA-Leistung und andererseits zwischen den Produkten positive Stundenreserve, positive Minutenreserve sowie negative Minutenreserve unterschieden.

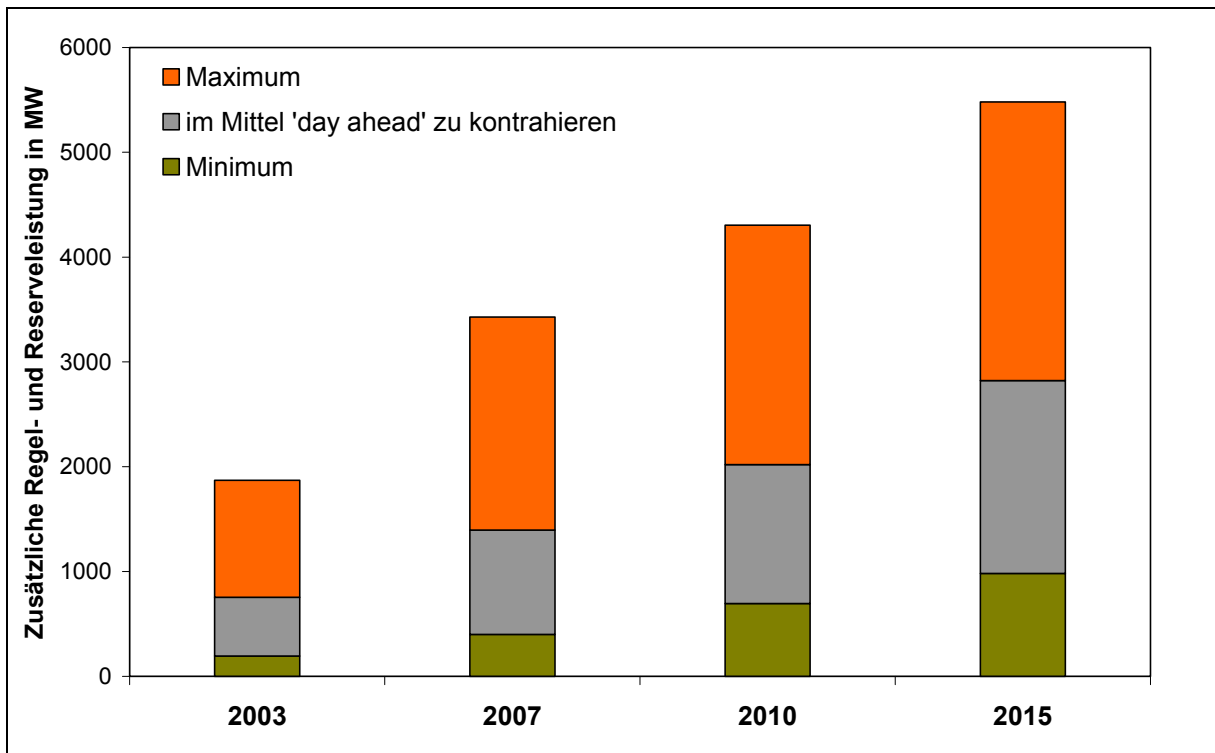
Da der Gesamtbedarf an positiver und negativer Regel- und Reserveleistung in Abhängigkeit der Prognosehöhe festgelegt wird, sind in Abbildung 13-5 und Abbildung 13-6 der Maximalwert und der Minimalwert für die unterschiedlichen prognostizierten Niveaus der WEA-Einspeisung sowie der zeitgewichtete Durchschnitt dargestellt. Dabei wird ein zulässiges Defizitniveau von 0,0025 % unterstellt. Bei den getroffenen Annahmen müssen im Jahr 2003 maximal etwa 2000 MW an zusätzlicher positiver Regel-/Reserveleistung vorgehalten werden. Bei einer installierten WEA-Leistung von rund 14,5 GW müssen somit etwa 14,3 % der installierten WEA-Leistung zusätzlich vorgehalten werden. Da im Vorhinein nicht bekannt ist, an welchem Tag des Jahres dieser maximale Abruf an positiver Reserveleistung erfolgt, muss diese Leistung letztendlich das gesamte Jahr verfügbar sein. Im Mittel müssen im Jahr 2003 etwa 1200 MW zusätzlich ‚day ahead‘ kontrahiert werden, was einem Anteil von 8,1 % der installierten WEA-Leistung entspricht. Der Bedarf steigt mit der installierten WEA-Leistung trotz Verbesserungen bei der Prognose der WEA-Einspeisung überproportional an. So müssen im Jahr 2015 bei einer installierten WEA-Leistung von rund 36 GW zusätzlich rund 7 GW vorgehalten und im Mittel rund 3,2 GW positive Regel-/Reserveleistung zusätzlich ‚day ahead‘ kontrahiert werden. Dieses entspricht rund 19,7 % bzw. 9,0 % der installierten WEA-Leistung.

Abbildung 13-5: Zusätzlicher positiver Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung



Ein ähnliches Bild zeigt die Entwicklung des zusätzlich erforderlichen Bedarfs an negativer Regel- und Reserveleistung (Abbildung 13-6). Der Wert für die maximal vorzuhaltende Leistung liegt im Jahre 2003 bei rund 1,9 GW, während der Wert der im Mittel ‚day ahead‘ zu kontrahierenden Leistung bei gut 750 MW liegt. In Prozent der installierten WEA-Leistung sind dieses rund 13 % bzw. 5 %. Bis zum Jahre 2015 steigen diese Werte auf 15 % bzw. 8 %. Wie bei der positiven Regel- und Reserveleistung steigt der Bedarf bei steigender WEA-Leistung überproportional. Maximal müssen im Jahre 2015 fast 5,5 GW und durchschnittlich etwa 2,8 GW zusätzliche negative Leistung ‚day ahead‘ kontrahiert werden.

Abbildung 13-6: Zusätzlicher negativer Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung



Der Einfluss der Defizitwahrscheinlichkeit auf den zusätzlich erforderlichen positiven und negativen Regel- und Reserveleistungsbedarf ist in Abbildung 13-7 und Abbildung 13-8 dargestellt. Der zusätzliche Bedarf an Regel-/Reserveleistung steigt erwartungsgemäß mit einer Verringerung des Defizitniveaus an. Dieses gilt sowohl für den Bedarf an negativer als auch an positiver Regel-/Reserveleistung. Der Einfluss des Defizitniveaus auf den zusätzlichen, windbedingten Regel- und Reserveenergiebedarf ist insgesamt allerdings im Vergleich zum Einfluss der Entwicklung der installierten WEA-Leistung zwischen 2003 und 2015 gering. Insbesondere die Sensitivitäten zwischen den beiden Defizitniveaus 0,01 % und 0,0025 % liegen im marginalen Bereich.

Abbildung 13-7: Sensitivität des zusätzlichen positiven Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus

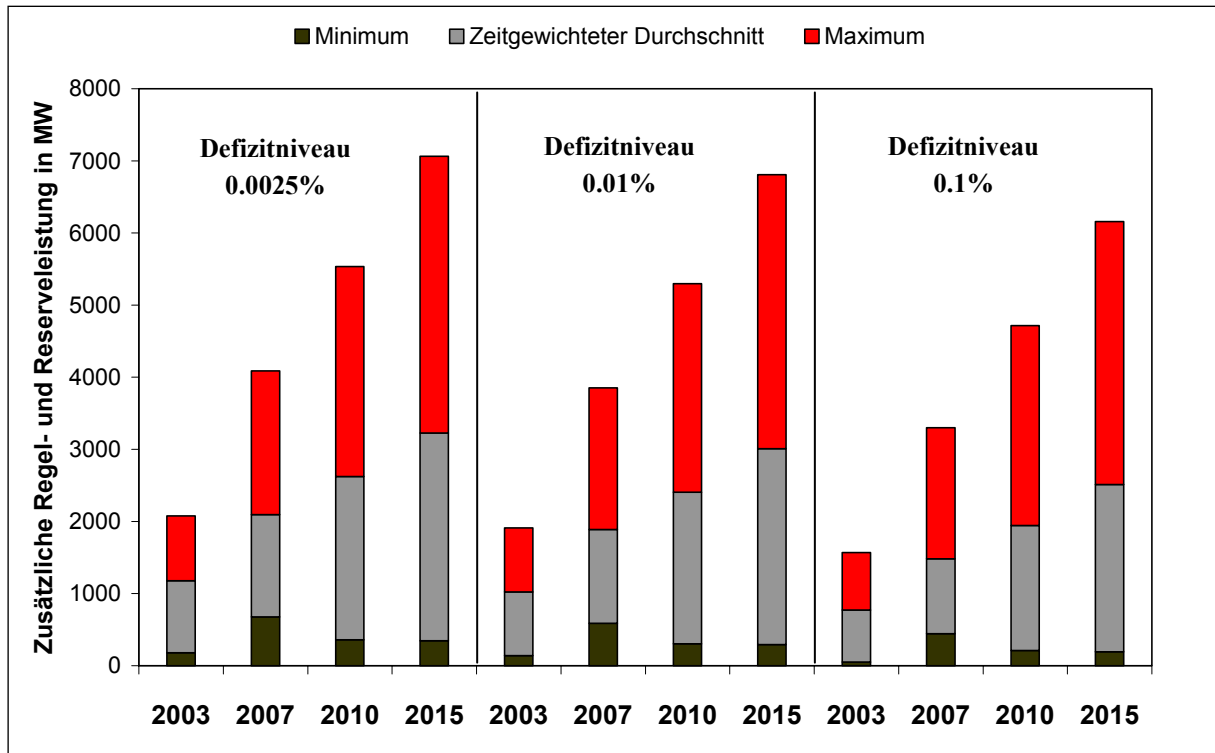
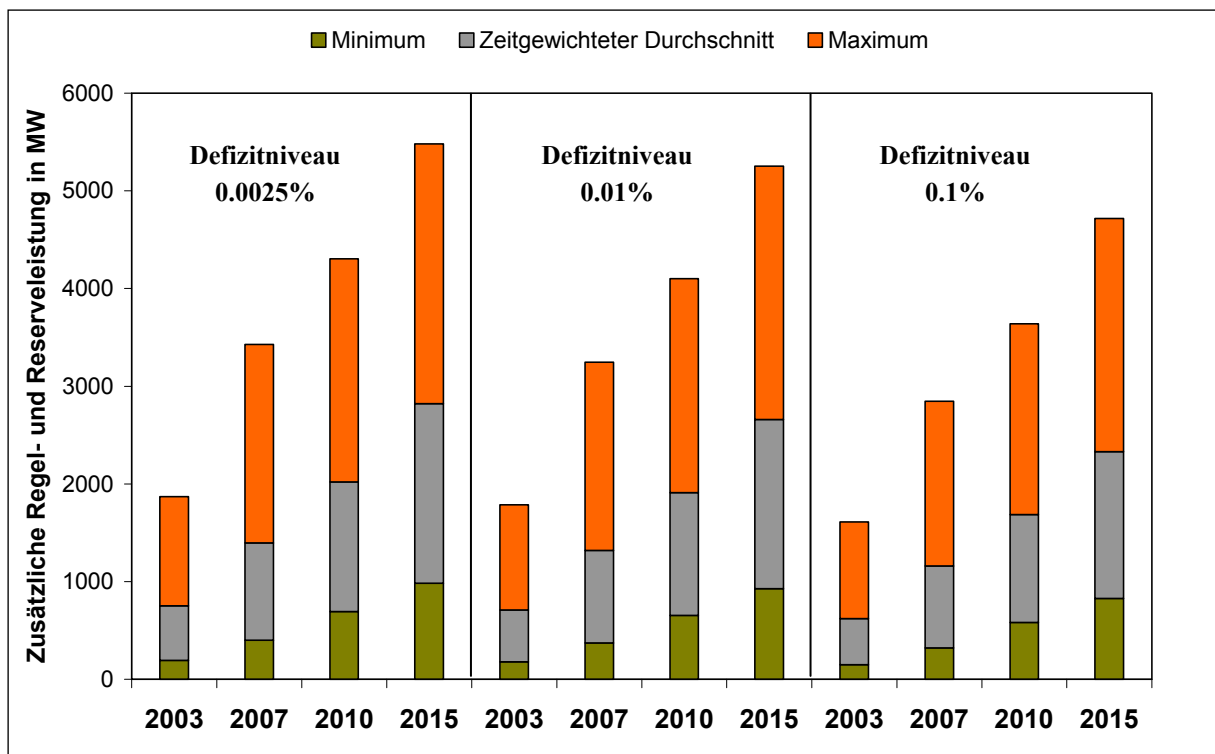


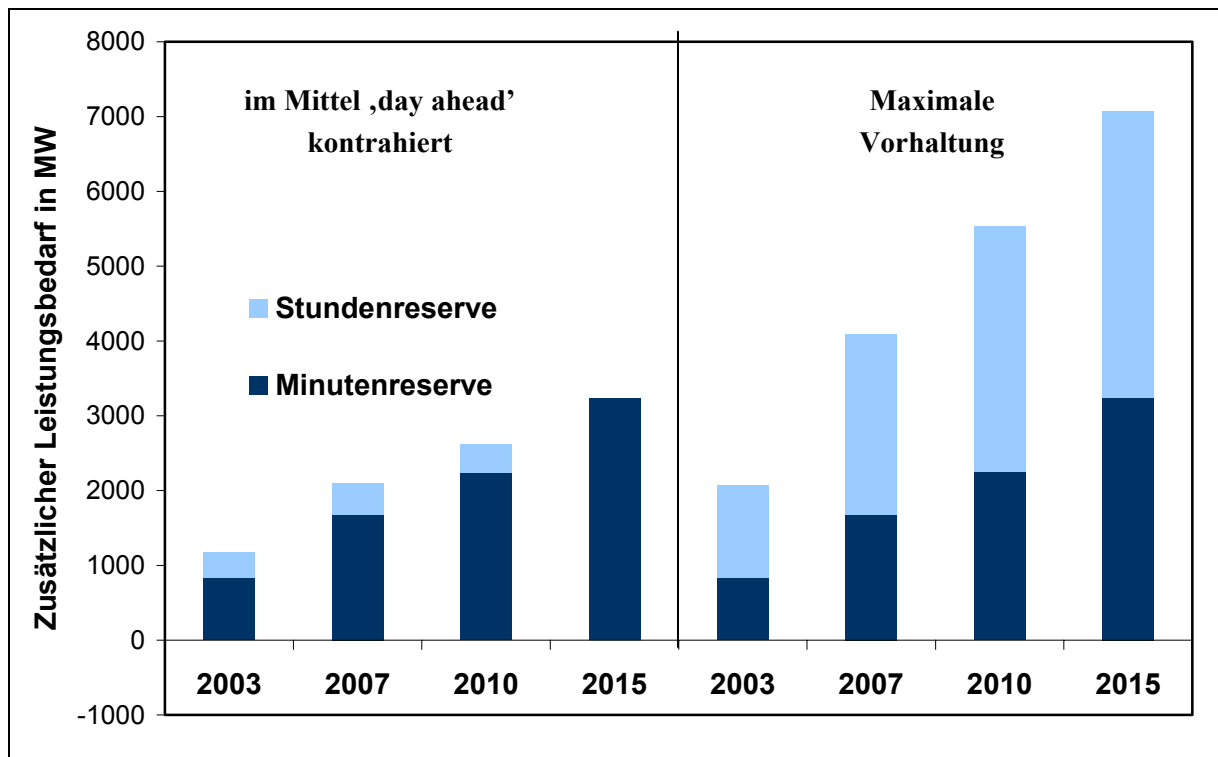
Abbildung 13-8: Sensitivität des zusätzlichen negativen Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus



Für den windenergiebedingten Bedarf an zusätzlicher positiver Regel- und Reserveleistung wurde eine Aufteilung in positive Stundenreserve und positive Minutenreserve vorgenommen (s. o.). Dabei wurde eine über alle Perioden konstant vorzuhaltende Menge an Minutenreserve

und eine in Abhängigkeit der Prognose des Niveaus der WEA-Einspeisung vorzuhaltende Menge an Stundenreserve ermittelt.

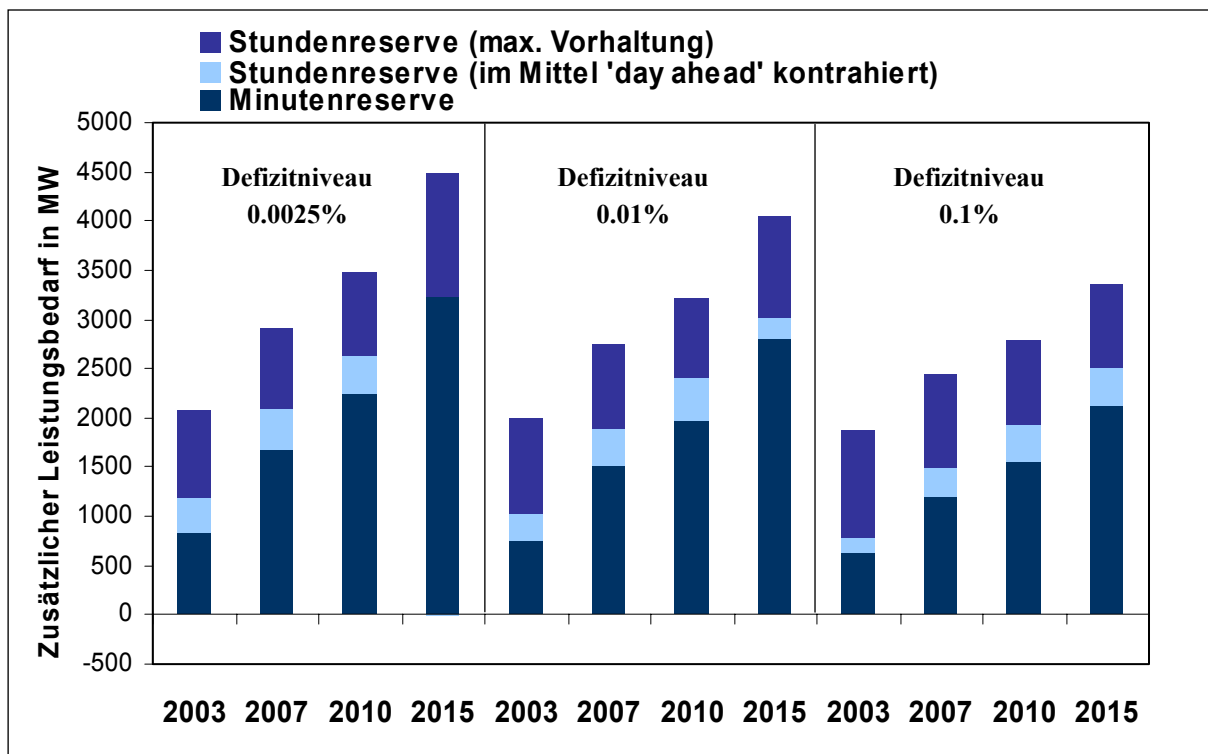
Abbildung 13-9: Aufteilung positive Stunden- und Minutenreserve am Gesamtbedarf beim Defizitniveau 0,0025 %



Der Anteil der zusätzlichen, positiven Minutenreserveleistung am Gesamtbedarf liegt 2003 bei den im Mittel ,day ahead' zu kontrahierenden Mengen und bei den maximal vorzuhaltenden Mengen bei 71 % bzw. 40 % (Abbildung 13-9). Dabei ist der Anteil der positiven Minutenreserve an der maximal vorzuhaltenden Regel- und Reserveleistung zwangsläufig geringer, da positive Minutenreserve unabhängig vom Prognoseniveau der WEA-Einspeisung festgelegt wird. Bis 2015 steigt der relative Anteil der zusätzlichen Minutenreserve an der insgesamt zusätzlich vorzuhaltenden Regelleistung an. Während 2003 ca. 840 MW zusätzliche Minutenreserveleistung vorgehalten werden müssen, steigt dieser Wert bis 2015 auf 3240 MW. Im Mittel muss bei den unterstellten Verteilungen der Prognosefehler der Windenergie keine zusätzliche Stundenreserve vorgehalten werden, da die vorzuhaltende Minutenreserveleistung, die nicht in Abhängigkeit des prognostizierten WEA-Einspeiseniveaus festgelegt wird, im Mittel stärker wächst, als die insgesamt vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung.

Zur Vervollständigung sind in Abbildung 13-10 die Sensitivitäten des Bedarfs an positiver Stunden- und Minutenreserve bezüglich des Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit (1-Defizitniveau) dargestellt. Für den Stundenreservebedarf gelten die Ausführungen zur Sensitivitäten der gesamten Regel- und Reserveleistung, da sich der zusätzliche Bedarf an positiver Stundenreserve aus der Differenz von Gesamtbedarf abzüglich Minutenreservebedarf ergibt. Die Anteile von positiver Minutenreserve und Stundenreserve werden von der Wahl des Defizitniveaus nur unwesentlich beeinflusst.

Abbildung 13-10: Sensitivität des Bedarfs an positiver Stunden- und Minutenreserveleistung bezüglich des Defizitniveaus

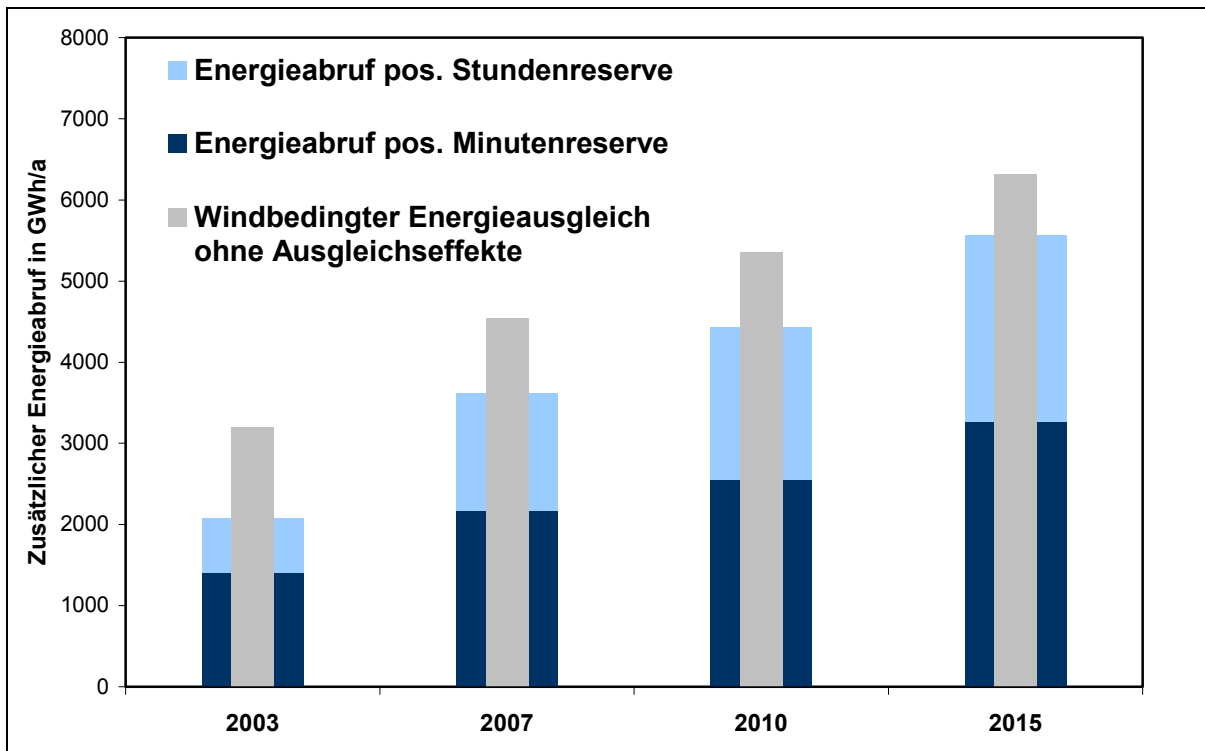


13.6 Abruf von Regel- und Reserveenergie

Neben der zusätzlichen Regel- und Reserveleistung, die für die Prognosefehler der WEA-Einspeisung vorgehalten und ‚day ahead‘ kontrahiert werden muss, kommt es bei einem Ausbau der Windenergie an Land und Offshore zu einer Erhöhung des Regel- und Reserveenergieabrufs für die Prognosefehler der Windenergieeinspeisung.³³ Aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen Prognosefehlern der Last, Prognosefehlern der WEA-Einspeisung und stochastischen Kraftwerksausfällen ist der entstehende Bedarf deutlich geringer als bei einer getrennten Ausregelung der Prognosefehler der Windenergieeinspeisung (Abbildung 13-11 und Abbildung 13-12). Bei zunehmender Durchdringung des Elektrizitätserzeugungssystems mit Windenergie bleibt dieser Effekt zwar erhalten, da die windbedingten Prognosefehler einen zunehmenden Anteil am Gesamtfehler haben, verringert sich dieser Effekt allerdings bis zum Jahr 2015 erheblich. Die zunehmende installierte Leistung der WEA führt trotz der unterstellten Verbesserung der Windprognosegüte zu einer dominierenden Bedeutung des Prognosefehlers der WEA am Gesamtprognosefehler. Während 2003 durch Ausgleichseffekte noch etwa 35 % weniger als bei getrennter Ausregelung der Prognosefehler der Windenergie abgerufen werden, sind dieses 2015 nur noch etwa 12%.

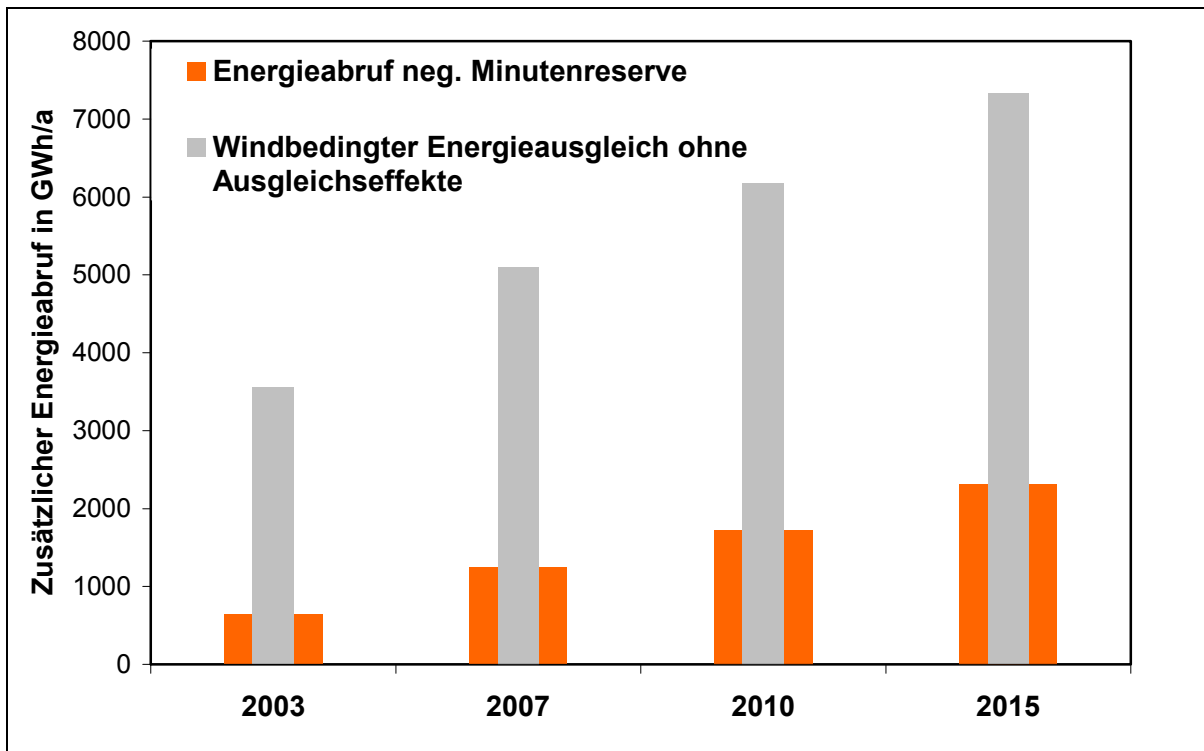
³³ Auch der Abruf von Primär- und Sekundärregelenergie wird durch die Zunahme der Windenergie durch eine Erhöhung der installierten WEA-Leistung aufgrund höherer Anforderungen im Lastfolgebetrieb erhöht. Auf eine Quantifizierung musste u.a. aufgrund von fehlenden Daten (Windeinspeise- und Lastdaten im Sekundenbereich) im Rahmen dieser Studie verzichtet werden.

Abbildung 13-11: Positiver Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung



Insgesamt steigt der zusätzliche Abruf von positiver Regel- und Reserveenergie von rund 2,1 TWh/a im Jahr 2003 auf 5,6 TWh/a im Jahre 2015. Dadurch, dass ohne Windenergie in der Mehrzahl der Fälle positive Regelenergie abgerufen werden muss, da Kraftwerksausfälle nur zu Leistungsdefiziten führen können, sind die Ausgleichseffekte zwischen den unterschiedlichen Prognosefehlern bei negativer Regelenergie zunächst größer. Der windbedingte Abruf von negativer Minutenreserve steigt nur von etwa 0,6 TWh/a im Jahr 2003 auf ca. 2,3 TWh/a bis 2015. Ausgleichseffekte führen also dazu, dass etwa 18 % im Jahr 2003 und 32 % im Jahr 2015 der Unterschätzungen bei der Prognose der Windenergie tatsächlich durch negative Minutenreserve ausgeglichen werden müssen. Wie für die Regel-/Reserveleistung gilt also auch für den Energieabruf, dass bei einer höheren Durchdringung des Elektrizitätserzeugungssystems der Mehrbedarf überproportional wächst.

Abbildung 13-12: Negativer Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung



14 Auswirkungen auf den Kraftwerkspark

14.1 Methodisches Vorgehen und Aufbau des Kapitels

In den bisherigen Kapiteln des dritten Teils wurden die Veränderungen der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark dargestellt, die durch den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Windenergie eintreten. Insbesondere wurden die Veränderungen bei der notwendigen Vorhaltung von Regel-/Reserveleistung, beim Abruf von Regel-/Reserveenergie, bei den Anforderungen der durch den konventionellen Kraftwerkspark bereitzustellenden verfügbaren Kapazitäten, bei der durch den konventionellen Kraftwerkspark bereitzustellenden Energiemenge sowie bei der zeitlichen Struktur der Bereitstellung dieser Energiemenge mit Hilfe geeigneter Methoden ermittelt. Dieses lässt allerdings noch keine direkten Aussagen über die Entwicklung des Kraftwerksparks, des Stromerzeugungsmixes und den damit verbundenen Kosten zu. Hierzu müssen in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt die effizienten Anpassungsmechanismen des konventionellen Kraftwerksparks simuliert werden, die eine kostenminimale Integration der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien erlauben.

Einerseits sind zu diesem Zweck Annahmen über wirtschaftliche, technische und politische Rahmenbedingungen notwendig. Durch die am EWI verfügbare Kraftwerksdatenbank ist es möglich, den bestehenden Kraftwerkspark, der in der Elektrizitätserzeugung aufgrund der langen Lebensdauer von Kraftwerken eine erhebliche Rolle für Aussagen über die zukünftige Entwicklung hat, bei der Analyse realitätsnah zu berücksichtigen. Die im Rahmen dieser Studie getroffenen Annahmen über die Entwicklung des Stromverbrauchs, die Entwicklung der Brennstoffpreise, die Einführung und Ausgestaltung eines CO₂-Zertifikatehandels sowie der Atomausstieg und die KWK-Erzeugung spielen ebenfalls eine wichtige Rolle und werden in Abschnitt 14.2 dargestellt.

Andererseits müssen Modelle eingesetzt werden, die die wesentlichen Zusammenhänge, wie z.B. die Interdependenzen zwischen dem regulären Strommarkt und dem Regel-/Reserveenergiemarkt, abbilden. Diese Modelle stehen am EWI mit dem CEEM-Modell und dem GEMS-Modell zur Verfügung³⁴. Das CEEM-Modell dient hierbei als Instrument zur Bestimmung der wärmegeführten KWK-Erzeugung und des Stromhandels Deutschlands mit seinen Nachbarländern in einer angemessenen zeitlichen Auflösung. Diese Werte dienen dem GEMS-Modell als Input-Parameter, mit deren Hilfe die durch den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland zu deckende Last bestimmt werden kann. Durch die Konzentration auf die Stromerzeugung in Deutschland im GEMS-Modell ist es möglich, eine simultane Betrachtung des regulären Strommarktes und des Regel-/Reserveenergiemarktes mit einer hohen zeitlichen Auflösung (438 repräsentative Stunden je Modelljahr) und unter Berücksichtigung der Stochastik des Regel-/Reserveenergieabrufs aus vorgehaltener Regelleistung vorzunehmen. Dieses ist insbesondere von Bedeutung, da die Deckung der Last, die Regel-/Reserveleistungsvorhaltung und der Regel-/Reserveenergieabruf durch den gleichen Kraftwerkspark erfolgt und die Einsatzweise der Kraftwerke auf diesen Märkten daher nicht unab-

³⁴ Ausführliche Beschreibungen der Modelle sind in Anhang 1 und den dort aufgeführten Literaturhinweisen zu finden.

hängig voneinander erfolgt. Zugleich wird die notwendige, planmäßig verfügbare Kraftwerksleistung zur Deckung der (saisonalen) Höchstlast als weitere Randbedingung vorgegeben. Dadurch, dass das GEMS-Modell neben der hohen zeitlichen Auflösung einen langen Betrachtungszeitraum berücksichtigt, ist es möglich, die Investitions-, Revisions- und Einsatzentscheidungen simultan abzubilden.

Die Auswirkungen des WEA-Ausbaus auf das Stromerzeugungssystem werden in drei Szenarien untersucht:

Basisszenario

Das Basisszenario unterstellt einen moderaten Preisanstieg bei Erdgas, Öl und Steinkohle und einen real konstanten Braunkohlepreis, der sich an den Vollkosten der Braunkohleförderung orientiert. Es ist weiter unterstellt, dass die CO₂-Zertifikate im Rahmen des nationalen Allokationsplans sowohl für Bestands- wie für Neuanlagen bedarfsgerecht und kostenlos zugeteilt werden und dass der CO₂-Preis deshalb nicht in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingeht. Unter diesen Bedingungen haben Braun- und Steinkohlekraftwerke im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine gute Wettbewerbssituation als Grund- und Mittellastkraftwerke.

Basisszenario mit CO₂-Aufschlag

Dieses Szenario unterstellt dieselbe Preisentwicklung der Energieträger wie das Basisszenario. Die CO₂-Zertifikate werden versteigert und die CO₂-Preise (2007: 5 €/t CO₂; 2010: 10 €/t CO₂; 2015: 12,5 €/t CO₂) gehen in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen ein. Dies verschlechtert die Wettbewerbsposition der CO₂-intensiven Energieträger Braunkohle und Steinkohle insbesondere im Mittellastbereich erheblich.

Alternativszenario

Dieses Szenario unterstellt einen deutlich stärkeren Anstieg des Erdgas- und Ölpreises und verbindet dies mit der Annahme, dass die CO₂-Preise (2007: 5 €/t CO₂; 2010: 10 €/t CO₂; 2015: 12,5 €/t CO₂) in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingehen. Der Wettbewerbsvorteil, den das Erdgas bei steigenden CO₂-Preisen gegenüber den CO₂-intensiven Braun- und Steinkohlen gewinnt, wird in diesem Szenario durch steigende Erdgaspreise z.T. kompensiert.

Für jedes dieser Szenarien wird die Entwicklung des Kraftwerksparks in zwei Varianten ermittelt:

Bei Windenergieausbau entsprechend dem (modifizierten) Szenario bis 2015 in Studienteil 1 (WEA Zubau), bei dem etwa 20 % der Stromerzeugung in Deutschland durch regenerative Energien bereitgestellt wird.

Bei konstanter WEA-Kapazität des Jahres 2003 über den gesamten Untersuchungszeitraum (WEA 2003).

Die Differenzenbetrachtungen zwischen diesen beiden Varianten zeigen, wie sich der Ausbau der Windenergie auf das konventionelle Kraftwerkssystem und die Kosten der Stromerzeugung sowie den Brennstoffverbrauch und die CO₂-Emissionen auswirkt.

Das WEA-Ausbauszenario in Studienteil 1, das nur Kapazitäten (GW) für WEA festlegt, ist vom ISET um die Einspeisemengen (TWh) und die Einspeisecharakteristik erweitert worden. Das Szenario führt zu einer gesamten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in einem Normjahr (Wasser-, Wind- und Sonnenscheinbedingungen) in Höhe von rund 121 TWh im Jahr 2015.

Tabelle 14-1: Ausbauszenario Erneuerbare Energien gemäß Vorgaben Projektsteuerungsgruppe

	2007	2010	2015
Ausbauszenario Windenergie in TWh			
Wind Onshore	34,9	40,3	44,7
Wind Offshore	1,9	18,0	32,5
Wasserkraft	21,1	22,6	23,6
Biomasse	6,0	7,0	15,0
Fotovoltaik	0,8	1,4	3,4
Geothermie	0,2	0,5	1,6
Gesamt	64,9	89,9	120,8
	2007	2010	2015
WEA Anlagenbestand 2003 TWh			
Wind Onshore	23,5	23,5	23,5
Wind Offshore	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	21,1	22,6	23,6
Biomasse	6,0	7,0	15,0
Fotovoltaik	0,8	1,4	3,4
Geothermie	0,2	0,5	1,6
Gesamt	51,6	55,0	67,1

Die ursprünglich vorgesehene Analyse eines Szenarios 2020 mit einer installierten WEA-Leistung von 48,1 GW und einer Windenergieerzeugung von 115,4 TWh mit Hilfe der Elektrizitätswirtschaftsmodelle hat gezeigt, dass eine Gesamteinspeisung in dieser Höhe im Jahr 2020 – unter den durch die Projektsteuerungsgruppe beschlossenen Rahmenannahmen (keine Erzeugungsbeschränkung der WEA-Anlagen oder andere Anpassungsmaßnahmen) – nicht mehr in das Kraftwerkssystem integrierbar sein würde. Das im Fachbeirat und der Projektsteuerungsgruppe festgelegte und durch das DEWI und ISET konkretisierte Szenario führt zu einer Situation in der die Erzeugung auf Basis von Technologien, die nicht oder nur unzureichend flexibel eingesetzt werden können und unter Berücksichtigung des derzeitigen Kenntnisstandes keinen oder nur einen unzureichenden Beitrag zur Systemstabilität leisten. Insbesondere die erforderliche Vorhaltung von negativer Regel- und Reserveleistung im Jahr 2020 wirkt sich Problem verschärfend aus. Die Vorhaltung negativer Regelleistung kann zum einen durch in Deutschland installierte Pumpspeicherkraftwerke (rund 8 GW) sowie durch thermische Kraftwerke im Erzeugungsmodus erfolgen, die ihre Produktion im Bedarfsfall auf ihre technische Mindestlast reduzieren. Folglich müssen thermische Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung der technischen Mindestteillast von Kraftwerken in Höhe von mindestens etwa 20 bis 30 GW zur Vorhaltung negativer Regelleistung ständig mit Nennleistung am Netz sein. Hinzuzurechnen sind noch must-run Kapazitäten, die in Folge von Primär- und Sekundärregelleistungsanforderungen in Betrieb sein müssen sowie wärmegeführte KWK-Anlagen, deren Betrieb zur Deckung der Wärmenachfrage erforderlich ist. Als Konsequenz

ergibt sich eine technisch bedingte und der Systemstabilität geschuldete Kraftwerksparkreuzung, die die zu deckende Netzlast nach Einspeisung der WEA (auch unter Berücksichtigung von Exporten und Pumpspeicherverbrauch) übersteigt. Die WEA-Stromerzeugung müsste also in diesen Perioden (bei hohem Windaufkommen und niedriger Last) beschränkt werden, um Raum für die notwendige Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zu schaffen.³⁵

Bis zum Jahr 2020 mögen neue Speichertechniken oder andere technische Lösungen entwickelt sein, die diese Beschränkungen reduzieren oder aufheben. Die technische Realisierbarkeit und die Kosten solcher Techniken sind heute noch nicht absehbar und erfordern einer detaillierten Analyse. Angesichts dieser Situation wird im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nur eine Analyse des Ausbaus der Windenergie bis zum Jahre 2015 betrachtet. Eine Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen bei einer möglichen weiteren Erhöhung der Windenergiekapazitäten nach 2015 und deren technische Realisierbarkeit bleiben weiteren Untersuchungen vorbehalten.

Eine Skizzierung von näher zu untersuchenden Möglichkeiten der Flexibilisierung des Elektrizitätssystems, die eine Integration von Windenergiemengen, die über das Szenario des Jahres 2015 hinausgehen, wird im Ausblick gegeben.

Auf der Grundlage des Ausbauszenarios der Windenergie bis 2015 werden folgende Auswirkungen des Windenergieausbaus untersucht:

Auswirkungen auf die installierten Kapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark

Gezeigt wird, welche Unterschiede sich innerhalb der im konventionellen Kraftwerkspark installierten Kapazität durch den Windenergieausbau ergeben, welche Kraftwerkstechnologien verdrängt und welche verstärkt zugebaut werden. (Abschnitt 14.3.1 – 14.3.3)

Auswirkungen auf die Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark

Die Auswirkungen auf die Stromerzeugung resultieren zum einen aus dem geänderten Kraftwerkspark, zum anderen aus einem veränderten Einsatz der jeweils installierten Kraftwerke. (Abschnitt 14.3.1 – 14.3.3)

Auswirkungen auf den Brennstoffverbrauch und die CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark

Diese Auswirkungen resultieren aus der veränderten Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark, den Wirkungsgraden der unterschiedlichen Kraftwerksklassen und ihrer Fahrweise sowie der CO₂-Intensität der Einsatzbrennstoffe. (Abschnitt 14.3.1 – 14.3.3)

³⁵ In wie weit die Möglichkeit der Bereitstellung von negativer Regel-/Reserveleistung durch WEA die Situation entschärfen könnten, muss in einer Folgeuntersuchung geklärt werden.

Kostenauswirkungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung

In diesem Teil werden die Vergütungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung sowie die direkten Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark ermittelt. Durch eine Gegenüberstellung der Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark (Brutto-Ersparnis) und der Kosten in Gestalt der bezahlten zusätzlichen Einspeisevergütungen (Bruttobelastung) wird die durch zusätzliche WEA-Einspeisung bedingte verbleibende Kostenbelastung (Nettobelastung) ermittelt. (Abschnitt 14.5.1)

CO₂-Minderung und CO₂-Vermeidungskosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung

Die Verdrängung konventioneller durch WEA-Stromerzeugung verringert die CO₂-Emissionen (in den 3 Szenarien in unterschiedlichem Ausmaß). Aus der CO₂-Minderung und den Mehrkosten der WEA-Stromerzeugung (Nettobelastung) werden die CO₂-Vermeidungskosten der WEA-Einspeisung ermittelt. (Abschnitt 14.5.2)

Strompreiserhöhungen für Endverbraucher

Aus den zusätzlichen Vergütungszahlungen für Windenergie sowie durch die Windenergie induzierte Strompreisveränderungen auf dem Wettbewerbsmarkt resultieren Veränderungen der Strompreise für Endverbraucher. Diese werden für den Endverbrauch, der unter die Härtefallregelung des EEG fällt, und für sog. nicht privilegierte Endverbraucher getrennt dargestellt. Eine indikative Abschätzung der Strompreiserhöhungen, die durch die Förderung der gesamten nach EEG geförderten erneuerbaren Energieträger anfallen, wird abschließend vorgenommen. (Abschnitt 14.5.3)

14.2 Annahmen zu wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen

Wettbewerbliche Rahmenbedingungen

Sowohl auf dem regulären Strommarkt als auch auf dem Regelenergiemarkt werden Wettbewerb und die Einbindung Deutschlands in den europäischen Strommarkt unterstellt. Dieses setzt voraus, dass insbesondere auf dem Regelenergiemarkt Rahmenbedingungen gelten, die die Transparenz sicherstellen sowie die Transaktions- und Informationskosten so sind, dass potentielle Anbieter von Regelenergie die Möglichkeit der Teilnahme an diesem Markt haben. Zusätzlich werden konkrete Vorgaben für die Mechanismen der Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs vorausgesetzt (Kapitel 13). Eine Abweichung von diesen Annahmen würde insbesondere über die Preise für Strom und Regelenergie zu einer Veränderung der Aufteilung der Kosten der Windenergie zwischen Netzbetreibern, Kraftwerksbetreibern und Endverbrauchern führen. In der Summe würden die Kosten und Auswirkungen der Windenergie allerdings ähnlich sein, so dass es sich im Wesentlichen um eine Verteilungsfrage handelt.

Stromnachfrage

Der Stromverbrauch (Endverbrauch einschließlich Netzverluste ohne Pumpspeicherverbrauch) in Deutschland wird in den kommenden Jahren nur noch mit geringen Wachstumsraten steigen. Bis 2010 wird eine durchschnittliche, jährliche Wachstumsrate von 0,2 % unterstellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch im Sommer um 0,4 % und im Herbst sowie Frühling um 0,2 % wächst. Im Winter wird ein Nullwachstum unterstellt. Diese nach Jahreszeiten differenzierten Wachstumsraten werden auch für die Entwicklung der saisonalen Höchstlast angenommen. Nach 2010 wird von keiner weiteren Nachfragesteigerung ausgegangen. Dieses ergibt folgende Werte für den Endverbrauch von Strom (aus dem öffentlichen Netz sowie Verbrauch aus industrieller Eigenerzeugung) inklusive Netzverluste³⁶ (ohne Verbrauch der Pumpspeicher):

Tabelle 14-2: Saisonaler Stromverbrauch inklusive Netzverluste für die Prognosejahre

	Frühjahr (Mär. - Apr.)	Sommer (Mai - Aug.)	Herbst (Sept. - Okt.)	Winter (Nov. - Feb.)	Jahr
	TWh				
2003	92,4	166,5	90,2	196,0	545,0
2007	93,1	169,2	90,9	196,0	549,2
2010	93,7	171,2	91,4	196,0	552,3
2015	93,7	171,2	91,4	196,0	552,3

³⁶ Die Erhöhung der Netzverluste durch den Ausbau der Windenergie sowie ein möglicher Rückgang der Stromnachfrage aufgrund der windbedingten Erhöhung der Strompreise wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht näher betrachtet.

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, Importsteinkohle und Rohöl) auf dem Weltmarkt. Hinzu kommen Aufschläge für Transportkosten (Erdgas und Steinkohle) bzw. die Raffinierung (Öl) sowie Steuern. Für den Preisunterschied zwischen Rohöl und leichtem bzw. schwerem Heizöl werden die historischen, relativen Preisverhältnisse unterstellt. Für Braunkohle existiert kein Marktpreis. Daher werden die Vollkosten der Förderung angesetzt. Transportkosten fallen bei Braunkohle nicht an, da die Kraftwerke in der Nähe der Gruben errichtet sind. Auf Basis dieser Annahmen wird von folgender Entwicklung für die realen³⁷ Brennstoffpreise frei Kraftwerk ausgegangen:

Tabelle 14-3: Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk 2003 - 2020 (Basisszenario)

	2003	2007	2010	2015	2020
	€ je MWh thermisch (NCV)				
Braunkohle	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Steinkohle	6,1	5,8	5,9	6,1	6,4
Erdgas	14,6	13,2	13,6	14,2	14,7
Heizöl EL	25,4	23,4	23,5	23,6	23,8
Heizöl S	15,4	12,6	12,6	13,6	14,2

CO₂-Zertifikatehandel

Mit Beginn des Jahres 2005 wird ein EU-weiter CO₂-Zertifikatehandel eingeführt. Zur Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise werden folgende Annahmen getroffen: Die CO₂-Zertifikatspreise steigen von 5 € je Tonne CO₂ in der Periode 2005 bis 2007 auf 10 € je Tonne CO₂ in der Periode 2008 bis 2012. Anschließend pendeln sie sich auf einem Niveau von 12,5 € je Tonne CO₂ ein (siehe Fußnote 37). Die Zuteilung der Zertifikate erfolgt auf Basis einer Auktionierung. In diesem Fall kann der CO₂-Zertifikatspreis wie eine CO₂-Steuer und entsprechend der CO₂-Faktoren der Brennstoffe als Brennstoffpreisaufschlag behandelt werden. Daraus ergeben sich folgende Preise unter Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreise:

Tabelle 14-4: Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk mit CO₂-Aufschlag 2003 – 2020 (Basisszenario mit CO₂-Aufschlag)

	2003	2007	2010	2015	2020
	€ je MWh thermisch (NCV)				
Braunkohle	3,0	5,0	7,1	8,1	8,1
Steinkohle	6,1	7,5	9,2	10,3	10,6
Erdgas	14,6	14,2	15,6	16,7	17,2
Heizöl EL	25,4	24,7	26,2	26,9	27,1
Heizöl S	15,4	14,0	15,4	17,2	17,8

³⁷ Sämtliche Preise sind im Geldwert des Jahres 2003 ausgedrückt (reale Preise). In einigen der folgenden Untersuchungsabschnitte werden aus Vergleichsgründen zukünftige Kosten und Preise auch nominal ausgewiesen. Bei der Umrechnung von realen in nominale Preise wird eine jährliche Inflationsrate von 1,5 % unterstellt.

Die Ausgestaltung der nationalen Allokationspläne in Deutschland und anderen europäischen Ländern ist nach wie vor für die kurzfristige Perspektive aber insbesondere in der mittleren Frist mit großen Unsicherheiten verbunden. Zudem enthalten die zurzeit vorliegenden Allokationspläne Regelungen, deren Auswirkungen im Rahmen dieser Studie nicht analysiert werden können. Daher werden zur Abdeckung der Bandbreite zwei Szenarien gerechnet, wobei das eine Szenario durch die Brennstoffpreise frei Kraftwerk mit CO₂-Aufschlag (*Basisszenario + CO₂*) und das andere Szenario durch die Brennstoffpreise frei Kraftwerk ohne CO₂-Aufschlag (*Basisszenario*) charakterisiert ist. Dadurch ist es möglich die Auswirkungen der unterschiedlichen Ausgestaltung des CO₂-Emissionshandels bezüglich der nationalen Allokationspläne (NAP) sowie der unterschiedlichen Höhe der CO₂-Zertifikatspreise auf die Ergebnisse abzuschätzen.³⁸

Alternativszenario „hoher Erdgaspreis“

Da die Ergebnisse sensitiv auf die Annahmen zu den Brennstoffpreisen reagieren, wird ein zusätzliches Szenario mit den in Tabelle 14-5 dargestellten Brennstoffpreisen gerechnet.

Tabelle 14-5: Reale Brennstoffpreise frei Kraftwerk mit CO₂-Aufschlag 2003 – 2020 (Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag)

	2003	2007	2010	2015	2020
	€ je MWh thermisch (NCV)				
Braunkohle	3,0	5,0	7,1	8,1	8,1
Steinkohle	6,1	7,5	9,2	10,3	10,6
Erdgas	14,6	15,5	17,7	19,4	20,4
Heizöl EL	25,4	24,7	27,9	30,6	32,3
Heizöl S	15,4	14,0	16,4	18,2	19,1

In diesem Szenario wird von einem ansteigenden Erdgas- und Ölpreis ausgegangen. Es wird eine Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise gemäß Basisszenario unterstellt.

Ökonomische und technische Parameter von Kraftwerken

Zubau-, Stilllegungs- und Einsatzentscheidungen von unterschiedlichen konventionellen Kraftwerkstechnologien hängen neben dem Preis für den eingesetzten Brennstoff von den technischen und ökonomischen Parametern der zukünftigen Technologien ab. Hierzu zählen u. a. die Investitionskosten, jährliche Reparatur-, Wartungs- und Instandhaltungs- und Personalkosten sowie erzeugungsabhängige Abnutzungs- und Betriebsmittelkosten (erzeugungsabhängige Nichtbrennstoffkosten). Tabelle 14-6 zeigt die in den Modellrechnungen verwendeten Werte. Für die Modellrechnungen wird ein realer Zinssatz von 10 % unterstellt mit der die Kapitalkosten für neue Kraftwerke über ihre Lebensdauer verzinst werden müssen.

³⁸ Zu den Wirkungsmechanismen der Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels auf die Stromerzeugung, den Kraftwerkspark und die Strompreise siehe z.B. Peek et al. (2004).

Tabelle 14-6: Kostenparameter von thermischen Kraftwerken

	Investitions- kosten in €/MW	Jährliche Fixkosten in €/MWa	Erzeugungsabhängige Nichtbrennstoff-Kosten in € je MWh
Gas-GuD-Anlagen	550.000	15.000	0,70
Steinkohlenkraftwerke	1.050.000	20.000	1,00
Braunkohlenkraftwerke	1.200.000	25.000	1,00
Gasturbinen	350.000	7.000	0,10

Für die technische Lebensdauer sowie den elektrischen Netto-Wirkungsgrad für neue Kraftwerke werden die Werte in Tabelle 14-7 angenommen. Die Wirkungsgrade der Bestandsanlagen wurden auf Grundlage der EWI-Kraftwerksdatenbank bestimmt. Der Stilllegungspfad für Bestandsanlagen basiert auf Angaben der Kraftwerksbetreiber.

Tabelle 14-7: Netto-Wirkungsgrad (elektrisch) sowie technische Lebensdauer von neuen Kraftwerken

	Netto-Wirkungsgrad		Technische Lebensdauer
	bis 2010	ab 2015	
Gas-GuD-Anlagen	58%	60%	30 Jahre
Steinkohlenkraftwerke	47%	48%	40 Jahre
Braunkohlenkraftwerke	44%	47%	40 Jahre
Gasturbinen	38%	39%	40 Jahre

Im Rahmen der Ermittlung der ökonomischen Auswirkungen der durch die Integration der Windenergie erhöhten Anforderungen bezüglich Regel- und Reserveenergie sind weitere technische und ökonomische Parameter der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien von Bedeutung. Unter anderem haben Wirkungsgradverluste im Teillastmodus und Anfahrkosten eine wesentliche Bedeutung für die fundamentale Ermittlung der Kosten der Regelleistungsvorhaltung und des Regelenergieabrufs. Die Annahmen zu diesen Parametern sind für thermische Kraftwerke (aktueller technischer Stand) in Tabelle 14-8 zusammengestellt.

Tabelle 14-8: Parameter zu Mindestteillastverhalten und Kosten bei Anfahrvorgängen bei thermischen Kraftwerken

	Mindestteil- last in % der Nenn- leistung	Wirkungsgrad- verluste bei Mindestteillast in %-Punkten	Brennstoff- verbrauch bei Kaltstart MWh _{thermisch} je MW	Abnutzungs- kosten bei Kaltstart EURO(2003) je MW
Gas-GuD-Anlagen	33%	11%	3,5	10,0
Steinkohlenkraftwerke	38%	6%	6,2	4,8
Braunkohlenkraftwerke	40%	5%	6,2	3,0
Kernkraftwerke	40%	5%	16,7	1,7
Gasturbinen	20%	22%	1,1	10,0

Zudem wurde eine empirische Abkühlfunktion der Kraftwerke unterstellt, die die Veränderung der Anfahrkosten von Kraftwerken in Abhängigkeit der Stillstandszeit approximiert und bei den Modellsimulationen berücksichtigt.

Kernenergieausstieg

In den Modellrechnungen werden der Beschluss zum Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie und die festgelegten Reststrommengen für die Kernkraftwerke in Deutschland zugrunde gelegt. In den anderen europäischen Ländern gelten die derzeitigen Vereinbarungen zur Kernenergie. Neubauten oder eine Verlängerung der Lebensdauer bestehender Kernkraftwerke sind in den Modellrechnungen in einigen Ländern, wie z.B. in Frankreich und Osteuropa zugelassen.

Kuppelleitungskapazitäten (NTC)

Es wird ein ausreichend dimensioniertes Übertragungsnetz für den innerdeutschen Stromhandel unterstellt. Regionale Netzengpässe in Deutschland, die ein regionales Erzeugungsmanagement von WEA-Anlagen und/oder konventionellen Kraftwerken erforderlich machen, werden in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt. Für den Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern werden die maximalen Übertragungskapazitäten auf die derzeitigen Werte gesetzt (auf Basis der *NTC-Werte* der ETSO und der vergebenen Kapazitäten in Auktionsverfahren). Ein Neubau von Kuppelleitungskapazitäten wird bis 2015 nicht erwartet.³⁹ Dieses bedeutet nicht, dass von einem konstanten Stromaustausch bis 2015 ausgegangen wird. Im Rahmen der vorhandenen Kuppelleitungskapazitäten wird der Stromaustausch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert, d.h. Arbitragemöglichkeiten zwischen den Ländern aufgrund von unterschiedlichen Kosten und Möglichkeiten der Stromerzeugung werden optimal ausgenutzt.

Lastdauerkurve und residuale Lastdauerkurve

Aus den Annahmen zum Windenergieausbau folgt eine erhebliche Veränderung der jährlichen Lastdauerkurve bis zum Jahr 2015, die durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Die residuale Lastdauerkurve stellt die stündlichen in einem Jahr vorkommenden Lasten (in GW), die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich Windenergie gedeckt werden müssen, in absteigender Reihenfolge dar. In den folgenden Abbildungen sind sie für die Prognosejahre dargestellt.⁴⁰

³⁹ Modernisierungsmaßnahmen und ein damit verbundenes Upgrading der Übertragungsleitungen von 220 kV auf 380 kV nach Osteuropa werden aufgrund der Unsicherheiten bezüglich des exakten Zeitpunktes und ihrer Auswirkungen auf die NTC-Werte nicht berücksichtigt.

⁴⁰ Aufgrund des unterschiedlichen Umfangs der Datenbasis sind die Lastdauerkurven mit stetigen Sprüngen behaftet, während die Lastdauerkurven abzüglich WEA-Einspeisung kontinuierlich erscheinen. Eine inhaltlich Bedeutung kommt diesem Daten bedingten Unterschied nicht zu.

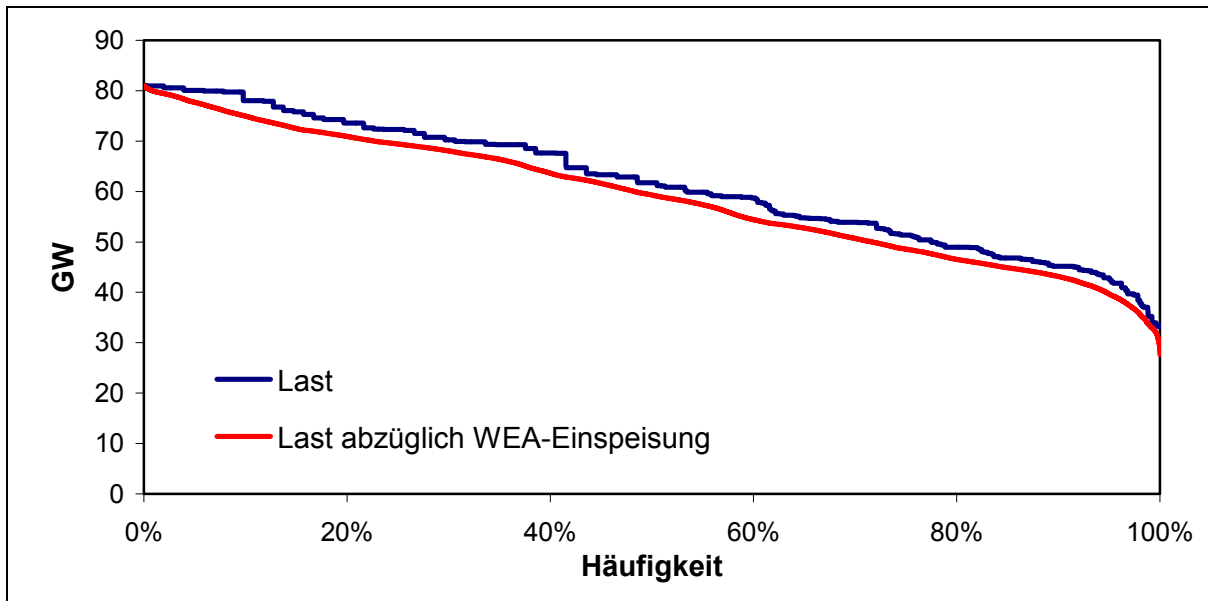
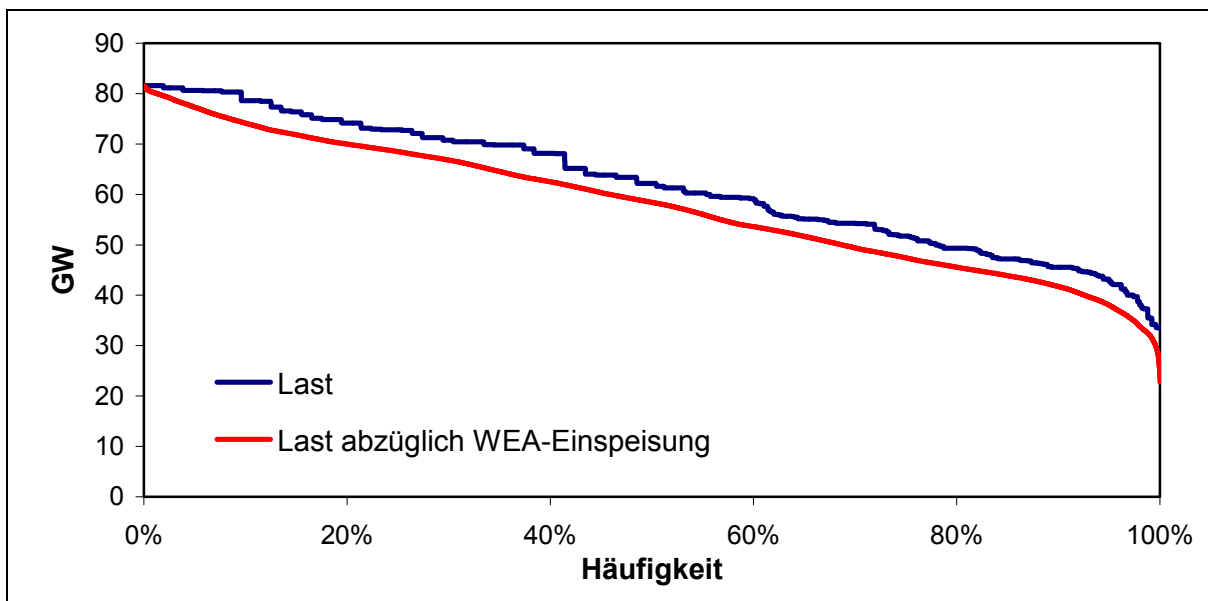
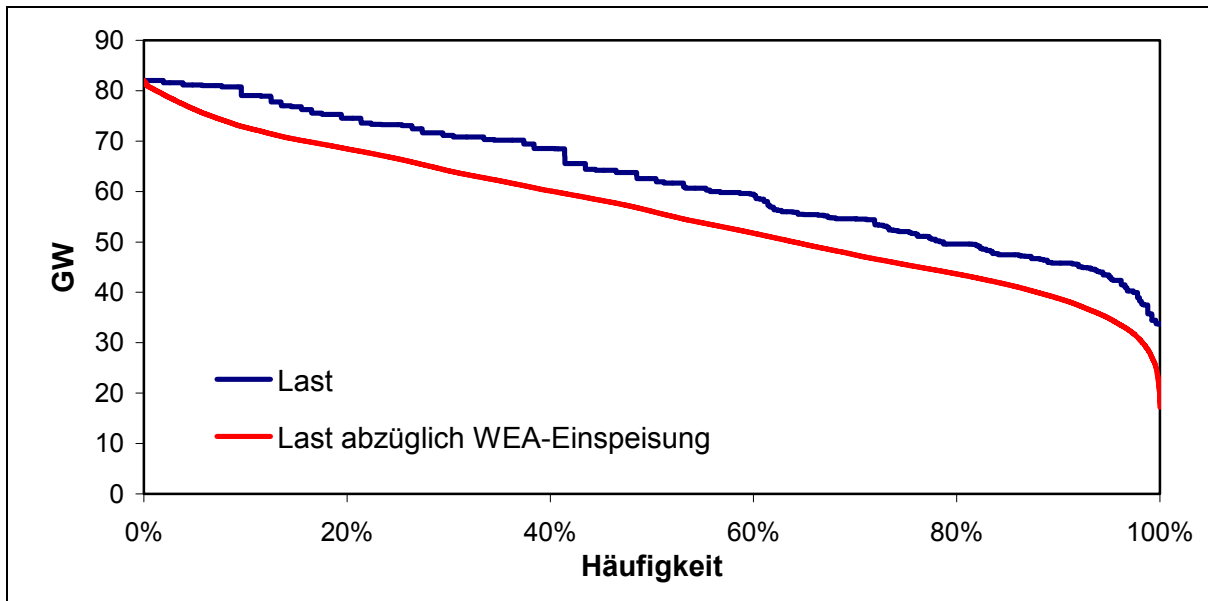
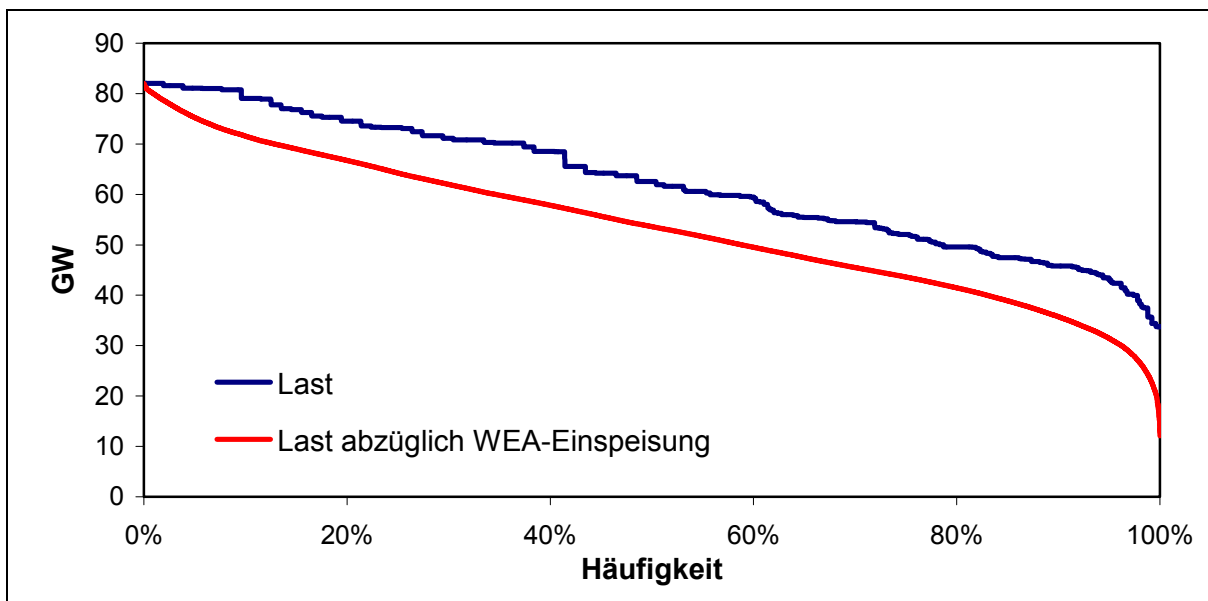
Abbildung 14-1: Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2003**Abbildung 14-2: Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2007**

Abbildung 14-3: Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2010**Abbildung 14-4: Lastdauerkurve und Lastdauerkurve abzügl. WEA-Einspeisung 2015**

14.3 Auswirkungen des WEA-Ausbaus auf Kraftwerkspark, Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen in Deutschland 2003 - 2015

Die ökonomischen Auswirkungen der Integration der Windenergie an Land und Offshore hängen von dem Elektrizitätserzeugungssystem ab, in das die Stromerzeugung aus Windenergie integriert wird.

Einerseits ist die Höhe der Kosten und Preise der Stromerzeugung in den wettbewerblich organisierten Stromerzeugungsmarkt ein wesentlicher Einflussfaktor bei der Ermittlung der Kosteneinsparungen in der konventionellen Stromerzeugung, die den EEG-Vergütungen der WEA-Einspeisung gegengerechnet werden können.

Auf der anderen Seite sind zusätzliche Kosten für eine höhere Flexibilität des Stromerzeugungssystems zu berücksichtigen, die aus der Integration der fluktuierenden und stochastischen WEA-Einspeisung resultieren. Dabei ist in Elektrizitätserzeugungssystemen, die einen hohen Anteil an flexiblen Speicher- und/oder Pumpspeicherkraftwerken haben, die fluktuierende und stochastische WEA-Einspeisung zu relativ geringeren Kosten zu integrieren als in Elektrizitätserzeugungssystemen, in denen die Stochastik und Fluktuation der WEA-Einspeisung über eine Anpassung der Fahrweise von thermischen Kraftwerken ausgeglichen werden müssen. Auch in Elektrizitätserzeugungssystemen mit überwiegend thermischen Kraftwerken gibt es Unterschiede bei den für die Integration der Windenergie anfallenden Zusatzkosten. Ist im Stromerzeugungssystem ein hoher Anteil flexibler Kraftwerke (Gas-GuD-Kraftwerke und Gasturbinen mit kurzen Anfahrzeiten, niedrigen Mindestleistungsbedingungen und geringen Teillastverlusten) aufgrund von anderen Spezifika des Elektrizitätserzeugungssystems vorhanden, sind die Kosten der Integration der Windenergie tendenziell niedriger als in Systemen mit einem hohen Anteil von Kraftwerken mit geringerer Flexibilität (Dampfkraftwerke und wärmegeführte KWK-Anlagen auf Basis Stein- und Braunkohle).

Die zukünftigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Elektrizitätserzeugung sind zum augenblicklichen Zeitpunkt mit großen Unsicherheiten verbunden. Zugleich sind in Deutschland bis zum Jahre 2020 Investitionsentscheidungen aufgrund des Ersatzbedarfs für Kernkraftwerke (bei dem unterstellten Kernenergieausstieg) und für mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke, die ihre technische Lebensdauer überschreiten, in Höhe von rund 40 GW zu tätigen. Die Ausgestaltung der zukünftigen politischen Rahmenbedingungen sowie die Entwicklung der Preise für fossile Energieträger werden die Zusammensetzung des Kraftwerksparks entscheidend beeinflussen und somit einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten der Integration der Windenergie haben.

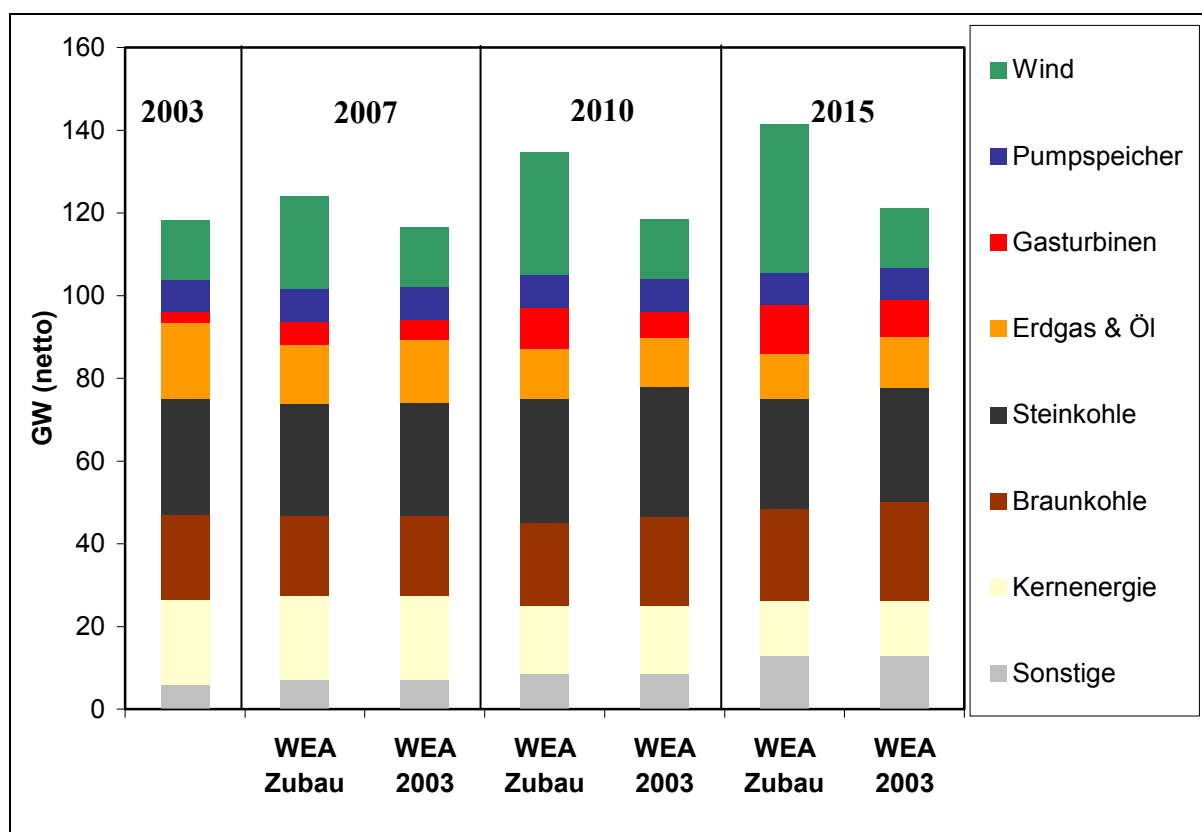
Insbesondere die Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels in der Europäischen Union und dessen konkrete Ausgestaltung werden Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien (Gas-GuD-Kraftwerke, Kohlekraftwerke) haben und somit die zukünftige Zusammensetzung des Kraftwerksparks entscheidend mitbestimmen. Während die Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels als gegeben angesehen werden kann, sind die resultierenden Marktpreise für CO₂-Zertifikate sowie die Ausstattung von Bestands- und Neuanlagen insbesondere für den Zeitraum nach 2012 mit Unsicherheiten verbunden.

Diesen Unsicherheiten wird durch die gewählten Szenarien Rechnung getragen.

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien, die jeweils mit den zuvor beschriebenen Annahmen zu wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sowie Annahmen zu den technischen und ökonomischen Parametern der Kraftwerke auf Basis der im „Anhang A: Modelle zur Prognose der Entwicklung der Elektrizitätserzeugung“ beschriebenen Modelle CEEM und GEMS sowie der Ergebnisse zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA und der erforderlichen Regelenergie ermittelt wurden, werden im Folgenden für die drei Szenarien dargestellt.

14.3.1 Basisszenario

Im Basisszenario nehmen die installierten Kapazitäten an Braunkohlenkraftwerken zu (siehe Abbildung 14-5). Ein wesentlicher Teil der bis 2015 stillgelegten Kernkraftwerke wird durch die zusätzliche Leistung der Braunkohlenkraftwerke substituiert. Steinkohle ist bei den unterstellten Annahmen zur Preisentwicklung (nur) im Bereich der wärmegeführten KWK wirtschaftlich. In diesen Anwendungsfällen findet bei einer hohen Auslastung der Anlagen ein Zubau der installierten elektrischen Leistung bis zum Jahre 2010 statt. Nach 2010 geht die installierte elektrische Leistung der Steinkohlenkraftwerke aufgrund von altersbedingten Stilllegungen von Steinkohle-Kondensationskraftwerken zurück. Obwohl keine zusätzliche Belastung durch den CO₂-Zertifikatehandel unterstellt wird, werden diese Kraftwerke, die heutzutage überwiegend in der Mittellast eingesetzt werden, nicht durch neue Steinkohlenkraftwerke ersetzt. In der oberen Mittellast werden sie durch Erdgas-GuD-Kraftwerke mit deutlich geringeren Investitionskosten und höheren Wirkungsgraden ersetzt, während sie in der unteren Mittellast sowie der Grundlast im Wettbewerb mit Braunkohlenkraftwerken stehen. Sowohl mit als auch ohne Ausbau der Windenergie erhöht sich die Leistung der installierten Gasturbinen, die fast ausschließlich für langfristige Reservezwecke vorgehalten und für die Bereitstellung von positiver Minutenreserve genutzt werden.

Abbildung 14-5: Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 – Basisszenario

Die Entwicklung spiegelt sich in den Unterschieden bei der installierten Leistung zwischen dem Basisszenario mit und ohne Ausbau der Windenergie wider. Durch die zusätzliche WEA-Einspeisung wird zum einen – bis zum Jahre 2010 – auf einen Teil des Zubaus von wärmegeführten Steinkohle-KWK-Anlagen verzichtet. Zum anderen verzögert sich der Ersatz eines Teils der aus Altersgründen stillgelegten Braunkohlenkraftwerke durch neue Braunkohlenkraftwerke. Nach 2010 wird durch die zusätzliche WEA-Einspeisung auf Leistung von Erdgas befeuerten KWK-Kraftwerken sowie Erdgas-GuD-Anlagen verzichtet. Neben der Leistung der installierten WEA ist die Leistung der Gasturbinen bei Ausbau der Windenergie in allen Jahren höher. Diese zusätzlichen Gasturbinen dienen langfristigen Reservezwecken sowie der Vorhaltung und Bereitstellung von Regelenergie im Falle eines Ausbaus der Windenergie auf das angenommene Niveau bis 2015.

Im Jahre 2007 verändert sich die insgesamt installierte Leistung im konventionellen Kraftwerkspark in diesem Szenario nur um 0,4 GW mit und ohne WEA-Ausbau (siehe Tabelle 14-9). Trotz einer zusätzlichen installierten WEA-Kapazität von 15,3 GW wird die konventionelle Kapazität im Jahre 2010 sogar um etwa 1 GW erhöht. Aus wirtschaftlichen Gründen werden zusätzliche Gasturbinen gebaut, die kostengünstig positive Minutenreserve vorhalten können. Da zugleich auf Leistung von Kraftwerken mit höheren Investitionskosten verzichtet werden kann, können durch die zusätzlichen Mengen an Windenergie allerdings trotzdem Kosten für Kraftwerksneubauten eingespart werden. Erst nach 2010 werden die installierten Kapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark bei Windenergie-Ausbau wieder geringfügig verringert. Im Jahr 2015 verändert sich die konventionelle Kraftwerksleistung um 1,2 GW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die erheblichen Mengen Windenergie, die beim Aus-

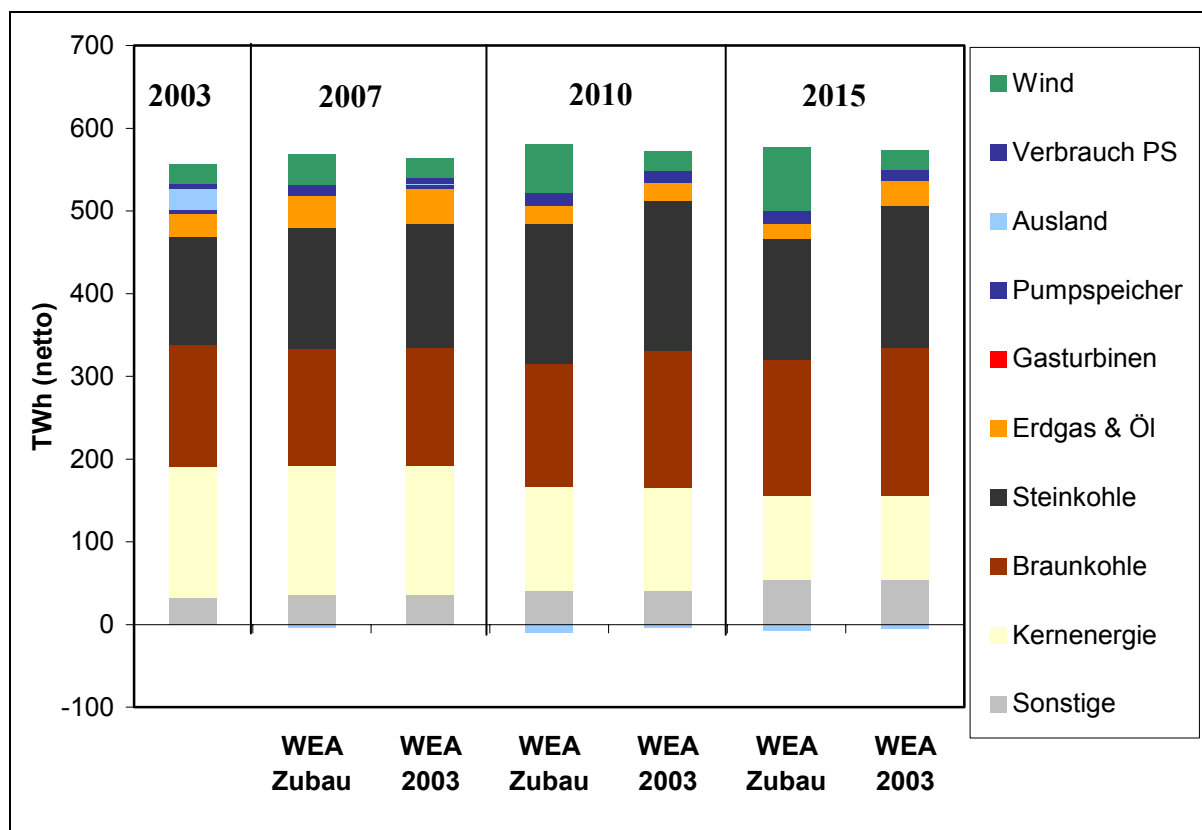
bauszenario zusätzlich erzeugt werden, Anpassungen im gesamten Kraftwerkspark erfolgen. Dieses wirkt sich auf die notwendigen insgesamt erforderlichen Revisionszeiten der Kraftwerke und die Höhe der installierten Leistung von wärmegeführten KWK-Anlagen aus. Dadurch hängt die Veränderung an konventioneller Kraftwerksleistung auch von diesen Entwicklungen, die nur indirekt durch die Windenergie induziert werden, ab. Somit berücksichtigen die Ergebnisse diese indirekten Auswirkungen, die aus ökonomischen Mechanismen resultieren und nicht direkt aus den Ergebnissen zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA-Anlagen folgen.

Tabelle 14-9: Veränderung der installierten Leistung bei Ausbau der Wind-energie – Basisszenario

	2007	2010	2015
	GW (netto)		
Wind	7,8	15,3	21,4
Braunkohle	0,0	-1,6	-1,5
Steinkohle	-0,1	-1,1	-1,1
Erdgas	-1,3	0,2	-1,5
Gasturbinen	0,9	3,6	2,9
Gesamt	7,4	16,3	20,2

Die Entwicklung der Stromerzeugung nach Brennstoffen folgt den Entwicklungen der installierten Kapazitäten. Es findet eine kontinuierliche Substitution der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken, die in Folge von Stilllegungen sinkt, durch Stromerzeugung in Braunkohlenkraftwerken statt (siehe Abbildung 14-6). Daneben steigt die Stromerzeugung auf Basis Steinkohle in Kraftwerken mit Wärmeauskopplung. Diese Entwicklung dreht sich erst nach 2010 wieder um, wenn Steinkohlekraftwerke zur reinen Stromerzeugung aus Altersgründen sukzessive stillgelegt und nicht durch neue Steinkohlekraftwerke ersetzt werden. Die Erhöhung der Erzeugung in Erdgas befeuerten Gas-GuD-Kraftwerken wird erst nach 2010 realisiert, da sie als Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung in diesem Szenario nur in der oberen Mittellast wirtschaftlich sind. Insgesamt geht die Stromerzeugung auf Basis Erdgas zunächst sogar deutlich zurück, da bei den unterstellten Brennstoffpreisen Kohle der wettbewerbsfähigere Energieträger in KWK-Anwendungsfällen mit hohen Auslastungsgraden ist. Somit dienen Erdgaskraftwerke als Gas-GuD-Kraftwerke im Wesentlichen zur Deckung der oberen Mittellast und der Spitzenlast.

Abbildung 14-6: Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Basisszenario



Welche Unterschiede sich in der Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie ergeben, hängt vom Zeithorizont ab. In einem bestehenden Kraftwerkspark wird im Wesentlichen Stromerzeugung von Kraftwerken verdrängt, die hohe variable Kosten (oberes Ende der Merit Order) haben. Daraus folgt, dass Stromerzeugung in Mittel- und Grundlastkraftwerken nur bei hohen spezifischen WEA-Einspeisungen verdrängt wird, die nur in relativ wenigen Stunden des Jahres vorkommen. Wird der Kraftwerkspark im Laufe der Zeit durch altersbedingte Stilllegungen angepasst, kann sich hingegen die Reduzierung der Volllaststunden auf die Wirtschaftlichkeit der Grund- und Mittellastkraftwerke auswirken und auf einen Ersatz durch gleichartige Kraftwerke verzichtet werden. Die Verringerung der installierten Kapazität der Mittel- und Grundlastkraftwerke reduziert die Stromerzeugung auch von diesen Kraftwerkstechnologien unter Umständen signifikant. Diese beiden Effekte lassen sich bei einer notwendigerweise simultanen Betrachtung nicht trennen. Zudem ergibt sich durch unterschiedliche Austauschaldi eine zusätzliche Anpassung bei der Stromerzeugung.

Die Konsequenzen dieser Effekte sind in Tabelle 14-10 dargestellt. Bis zum Jahr 2007 verringert sich die Stromerzeugung von Braunkohlenkraftwerken nur geringfügig. Im Wesentlichen wird die Stromerzeugung von Steinkohlenkraftwerken und Erdgaskraftwerken reduziert. Erst ab 2010 wird die Stromerzeugung in mit Braunkohlen befeuerten Kraftwerken sowie in Steinkohlen-KWK-Anlagen erheblich gesenkt. Bedingt durch die notwendige höhere Flexibilität und zusätzliche Regelenergieanforderungen erhöht sich bei Ausbau der Windenergie der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke leicht. In 2007 werden 13,2 TWh Windstrom zusätzlich erzeugt, während die konventionelle Erzeugung nur um 8,2 TWh reduziert wird. Einerseits wird ein Teil der WEA-Einspeisung exportiert. Auf der anderen Seite ist der gesamte Strom-

verbrauch bei WEA-Ausbau geringfügig höher als bei Konstanz der Stromerzeugung auf Basis Windkraft, da die Pumpspeicherkraftwerke zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie verstärkt eingesetzt werden und damit höhere Umwandlungsverluste entstehen.⁴¹

Tabelle 14-10: Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario

	2007	2010	2015
	TWh (netto)		
Wind	13,2	34,7	53,5
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	-0,2	-14,4	-13,1
Steinkohle	-4,2	-12,7	-26,6
Erdgas	-3,8	-0,7	-11,8
Gasturbinen	0,0	0,0	0,1
Auslandssaldo	-4,8	-6,8	-1,8
Pumpspeicher	0,4	0,4	1,0

Die Entwicklung des Brennstoffeinsatzes⁴² in der Stromerzeugung orientiert sich an der Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern (siehe Abbildung 14-7). Dabei sind allerdings Wirkungsgradsteigerung im Rahmen von Ersatzinvestitionen und die Entwicklung der Einsatzart (reine Stromerzeugung vs. KWK-Erzeugung) wesentliche Einflussfaktoren. Aufgrund des Kernenergieausstiegs steigt der fossile Brennstoffverbrauch trotz der Realisierung von Wirkungsgradsteigerungen und einer zunehmenden KWK-Erzeugung sowie eines Ausbaus der sonstigen regenerativen Stromerzeugung sowohl ohne Ausbau der Windenergie als auch mit Ausbau der Windenergie bis 2010 an. Im Falle eines Windenergieausbaus setzt sich diese Tendenz bis 2015 zunächst nicht fort.

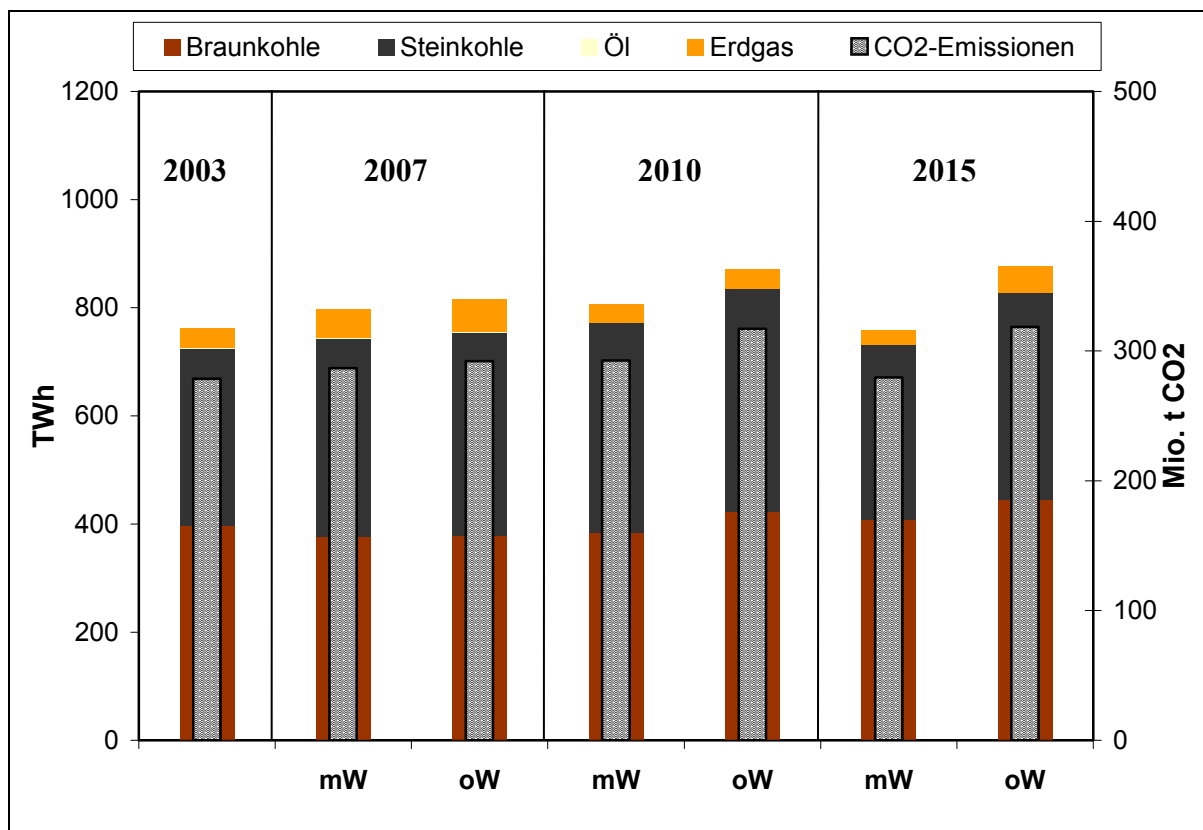
Durch die Substitution von CO₂-freiem Kernenergiestrom durch Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken nehmen die CO₂-Emissionen in der Elektrizitätserzeugung ohne zusätzlichen Ausbau der Windenergie bei diesem Brennstoffpreisszenario moderat zu. Die Wirkungsgradsteigerungen neuer Kraftwerke sowie die zunehmende KWK-Erzeugung können

⁴¹ Die in den Modellen berücksichtigte WEA-Einspeisung liegt in allen drei Brennstoffpreisszenarien geringfügig unter der im Jahr 2015 maximal möglichen Einspeisung von 53,7 TWh. Gemäß des modifizierten Beschlusses der Projektsteuerungsgruppe wurde in den Elektrizitätswirtschaftsmodellen die Möglichkeit der Reduktion der WEA-Einspeisung implementiert. Von dieser Möglichkeit wird unter Kostenminimierungsgesichtspunkten in wenigen Stunden des Jahres Gebrauch gemacht, da hierdurch z.B. Abfahrvorgänge von konventionellen Kraftwerken in Lasttälern mit entsprechenden Kosten beim Wiederanfahren vermieden werden. Da die Reduktion der WEA-Einspeisung im Jahr 2015 marginal sind, wurden weitergehende Untersuchungen mit der Frage, ob bereits 2015 ein WEA-Erzeugungsmanagement bei den gewählten Rahmenbedingungen aus technischen Gesichtspunkten notwendig ist bzw. welche sonstigen Möglichkeiten bestehen, im Detail nicht näher untersucht. Dieses muss weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

⁴² Bei der Darstellung der Ergebnisse zu den einzelnen Szenarien wird auf eine Bereinigung der unterschiedlichen Austauschaldi bzw. der Bewertung der Unterschiede zwischen den beiden Szenarien mit und ohne Windenergieausbau verzichtet. Daher unterscheiden sich diese Ergebnisse von anschließenden Ergebnisdarstellungen in den Abschnitten 14.5.1 und 14.5.2 um diese Bereinigung.

diese Entwicklung nicht umkehren. Für den Fall des Ausbaus der Windenergie bis 2015 lässt sich hingegen zumindest bis 2015 eine Stabilisierung auf dem Niveau 2003 erkennen.⁴³

Abbildung 14-7: Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Basisszenario



Brennstoffeinsparungen können in diesem Szenario bei Ausbau der Windenergie überwiegend bei Kohlen erzielt werden (siehe Tabelle 14-11). Durch die unterschiedlichen Auswirkungen des Zubaus der Windenergie auf Bestands- und Neuanlagen folgen die Einsparungen den Wirkungsmechanismen, die bei der Stromerzeugung dargestellt wurden.

Tabelle 14-11: Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario

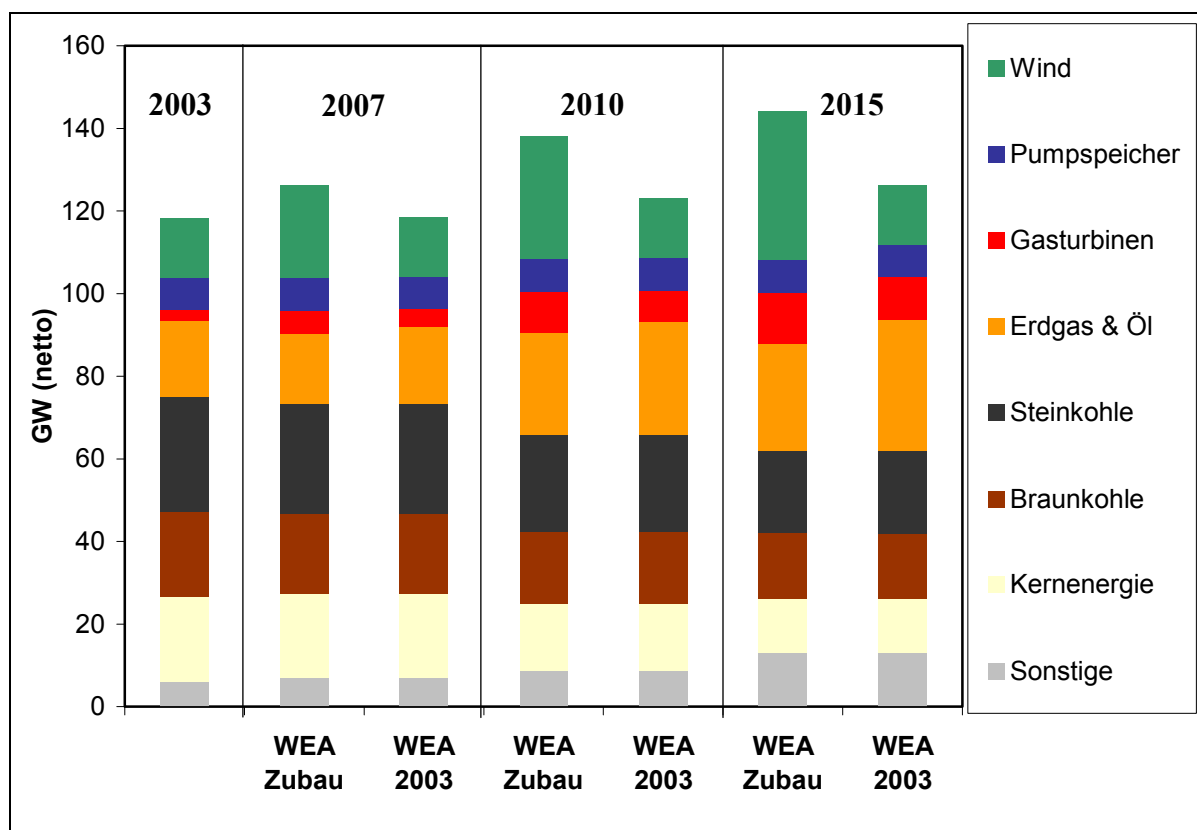
	2007	2010	2015
	TWh (thermisch;NCV)		
Braunkohle	-0,5	-39,3	-36,1
Steinkohle	-10,7	-23,8	-59,5
Öl	0,1	0,0	0,2
Erdgas	-7,7	-1,8	-22,2

⁴³ Bis 2015 fällt nur etwa 1/3 der CO₂-freien Stromerzeugung auf Basis Kernenergie weg. Daher ist davon auszugehen, dass diese Stabilisierung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung nach 2015 nur durch weitere Maßnahmen erreicht werden kann.

14.3.2 Basisszenario + CO₂

Die Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels auf Basis einer Auktionierung der Zertifikate oder eines ‚ex ante‘-Grandfatherings ohne zukünftige Anpassungen führt zu einer unterschiedlichen zusätzlichen Belastung der eingesetzten Brennstoffe entsprechend des CO₂-Faktors des jeweiligen Brennstoffs. Dieses reduziert die Wettbewerbsfähigkeit von Stein- und Braunkohlenkraftwerken mit hohen CO₂-Faktoren gegenüber Erdgas. Entsprechend verringert sich der Anteil der installierten Leistung von Stein- und Braunkohlenkraftwerken bis zum Jahre 2015 gegenüber dem Basisszenario (siehe Abbildung 14-8). Aus Altersgründen stillgelegte Kraftwerke werden vermehrt durch Erdgas befeuerte Kraftwerke ersetzt. Neben wärmegeführten Erdgas-KWK-Anlagen sind dieses hauptsächlich Erdgas-GuD-Kraftwerke. Wie im Basisszenario steigt die installierte Leistung der Gasturbinen, die langfristigen Reservezwecken dienen sowie für die Vorhaltung von positiver Minutenreserve genutzt werden.

Abbildung 14-8: Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 –Basisszenario + CO₂



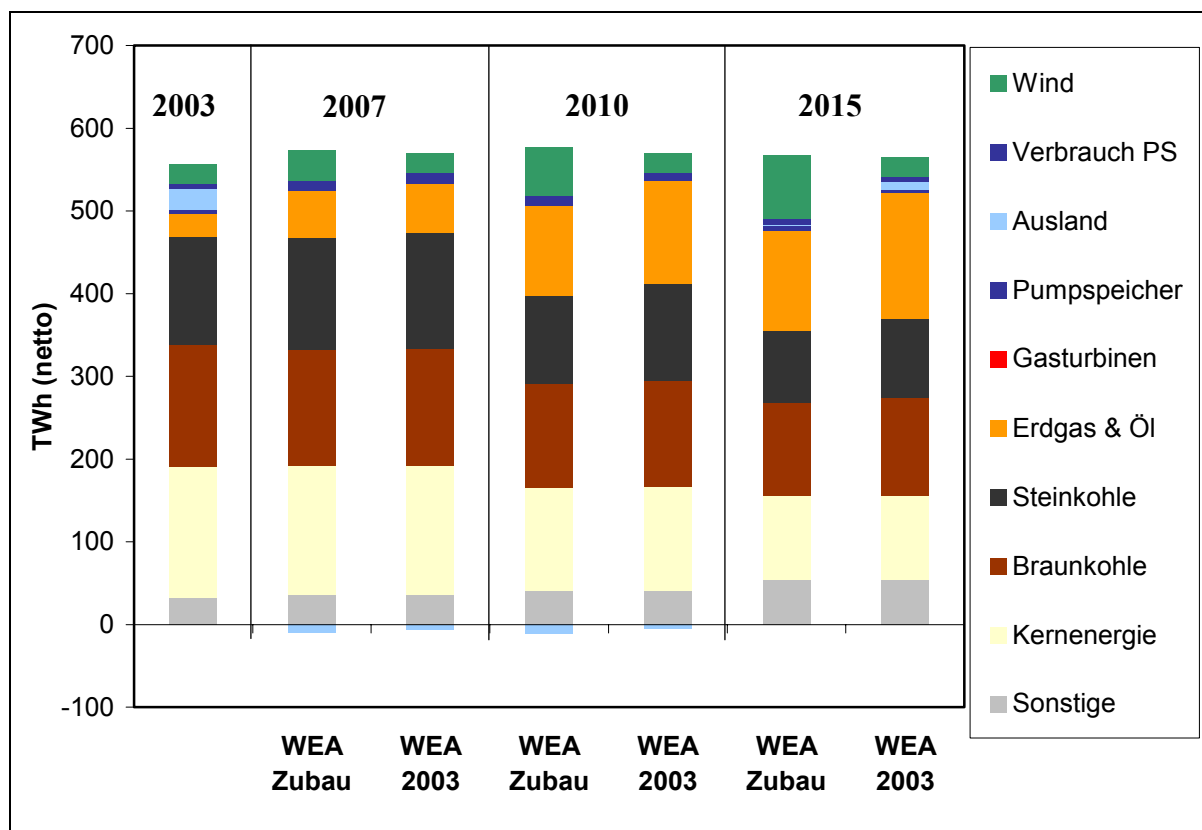
Da sich der Ersatz von stillgelegten Kraftwerken deutlich vom Basisszenario unterscheidet, werden bei WEA-Ausbau andere Kraftwerkskapazitäten als im Basisszenario verdrängt. Es wird bei Ausbau der Windenergie ausschließlich Leistung von Erdgas befeuerten Kraftwerken reduziert (siehe Tabelle 14-12). Wie im Basisszenario wird bei WEA-Ausbau die Leistung von Gasturbinen für langfristige Reservezwecke und Vorhaltung von positiver Regelenergie erhöht. Insgesamt führt der Ausbau der Windenergie zu Änderungen bei den Kapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark zwischen 0,3 GW (2007 und 2010) bis zu 3,8 GW im Jahr 2015. Wie im Basisszenario ist dabei zu berücksichtigen, dass durch die erheblichen Mengen Windenergie, die beim Ausbauszenario zusätzlich erzeugt werden, Anpassungen im gesamten Kraftwerkspark erfolgen. Diese wirken sich auf die notwendigen insgesamt erforderlichen

Revisionszeiten der Kraftwerke und die Höhe der installierten Leistung von wärmegeführten KWK-Anlagen aus. Dadurch hängt die Veränderung an konventioneller Kraftwerksleistung wiederum auch von diesen Entwicklungen ab, die zwar durch die Windenergie induziert werden, aber nicht direkt auf den Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA zurückzuführen sind. Somit berücksichtigen die Ergebnisse diese indirekten Auswirkungen, die aus ökonomischen Mechanismen resultieren.

Tabelle 14-12: Unterschied installierte Leistung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO₂

	2007	2010	2015
	GW (netto)		
Wind	7,8	15,3	21,4
Braunkohle	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0
Erdgas	-1,5	-2,6	-5,9
Gasturbinen	1,2	2,3	2,1
Gesamt	7,5	15,0	17,6

Die Entwicklung der Stromerzeugung folgt den Tendenzen bei der Umstrukturierung des Kraftwerksparks (siehe Abbildung 14-9). Die Erdgas befeuerten Kraftwerke werden in diesem Szenario nicht nur in der Spitzen- und oberen Mittellast eingesetzt, sondern dienen auch der Deckung der unteren Mittellast und teilweise der Grundlast. Zudem wird Erdgas in der KWK-Erzeugung als dominierender Brennstoff eingesetzt. Dadurch erhöht sich im Gegensatz zum Basisszenario die Stromerzeugung auf Basis Erdgas erheblich. Im Jahre 2015 wird fast ein Drittel des insgesamt erzeugten Stroms ohne Ausbau der Windenergie in Erdgaskraftwerken erzeugt.

Abbildung 14-9: Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Basisszenario + CO₂

Dieses hat zur Folge, dass die zusätzliche WEA-Einspeisung überwiegend Stromerzeugung auf Basis Erdgas verdrängt (siehe Tabelle 14-13). Nur in den Jahren 2007 und 2010 reduziert sich teilweise die Stromerzeugung aus bestehenden Steinkohlenkraftwerken noch erheblich. Durch die Erhöhung der Regelenergiemengen, die zusätzlich für den Ausgleich der Prognosefehler der WEA-Einspeisung erforderlich sind, nimmt die Erzeugung der Pumpspeicher – wie im Basisszenario – leicht zu. Der Außenhandelsaldo Deutschlands mit seinen Nachbarländern reduziert sich ebenfalls, so dass ein Teil der Windenergie exportiert wird.

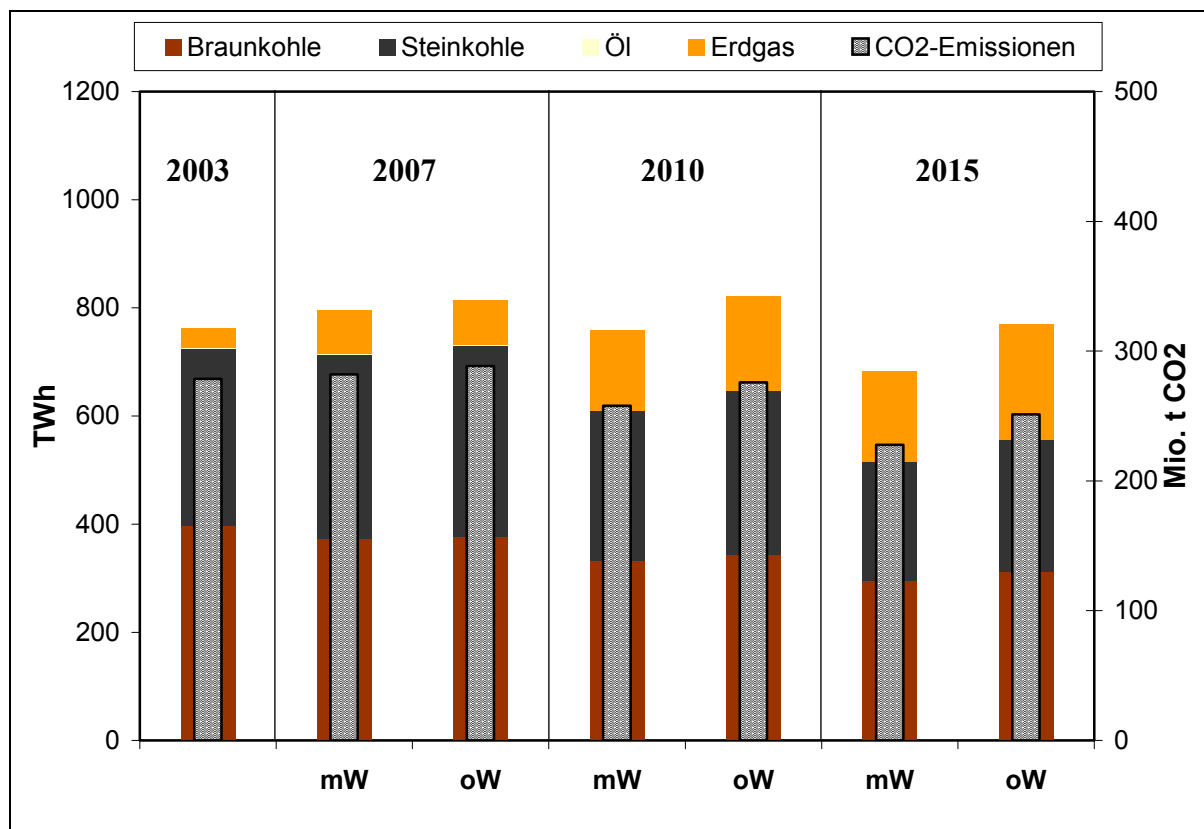
Tabelle 14-13: Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO₂

	2007	2010	2015
	TWh (netto)		
Wind	13,2	34,7	52,8
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	-0,9	-3,7	-6,0
Steinkohle	-5,5	-10,1	-9,3
Erdgas	-2,6	-15,0	-29,7
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Auslandssaldo	-4,0	-5,6	-7,5
Pumpspeicher	0,3	0,6	0,8

Der Brennstoffverbrauch ist von der Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung in Erdgas befeuerten Kraftwerken bestimmt (siehe Abbildung 14-10). Während der Einsatz von Stein- und Braunkohle deutlich abnimmt, erhöht sich der Einsatz von Erdgas massiv. Dieses führt zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen, obwohl die Substitution der CO₂-freien Stro-

merzeugung in Kernkraftwerken bis zum Jahre 2015 einen gegenläufigen Effekt hat. Dieses führt bis 2015 mit und ohne Ausbau der Windenergie zu einer kontinuierlichen Reduktion der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung.

Abbildung 14-10: Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Basisszenario + CO₂



Die Unterschiede im Brennstoffverbrauch in der Stromerzeugung mit und ohne WEA-Ausbau sind wiederum nur bedingt aussagekräftig, da der Stromaustausch mit dem Ausland steigt. Im Zeitverlauf verdrängt die zusätzliche Windenergie einen zunehmenden Anteil Erdgas, während 2007 und 2010 auch der Brennstoffverbrauch der Kohlen durch den Ausbau der Windenergie zurückgeht (siehe Tabelle 14-14).

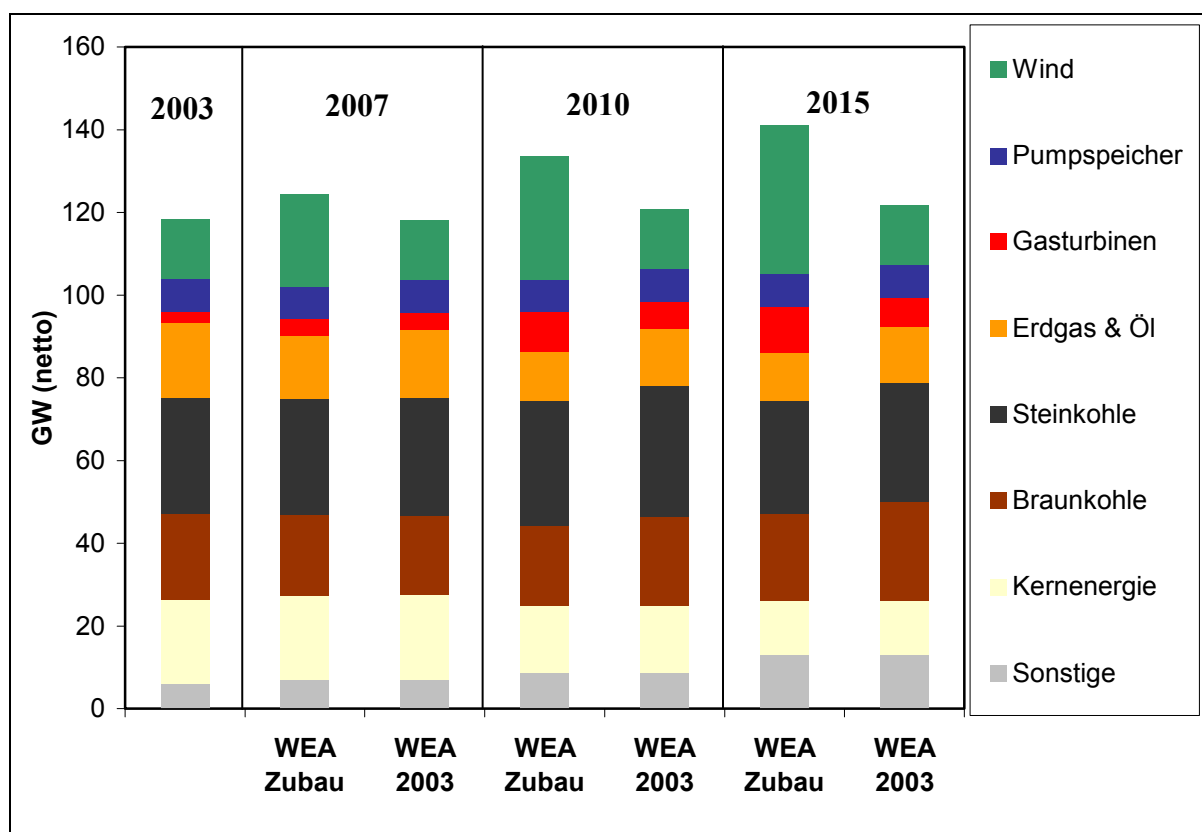
Tabelle 14-14: Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Basisszenario + CO₂

	2007	2010	2015
	TWh (thermisch;NCV)		
Braunkohle	-2,6	-10,7	-16,6
Steinkohle	-14,8	-26,1	-22,9
Öl	0,0	0,0	0,1
Erdgas	-2,9	-24,6	-45,8

14.3.3 Alternativszenario: „Hoher Erdgaspreis und CO₂-Brennstoffpreisaufschlag“

Im Alternativszenario mit erhöhtem Erdgaspreis und CO₂-Brennstoffpreisaufschlag lässt sich eine ähnliche Kraftwerksparkentwicklung beobachten wie im Basisszenario. Der Kostenvorteil, den Erdgas befeuerte Kraftwerke bei Einführung eines CO₂-Zertifikatsystems ceteris paribus haben, wird durch den hohen Erdgaspreis zum Teil kompensiert, so dass sowohl Braunkohlenkraftwerke als auch Steinkohlenkraftwerke in KWK-Anwendungen trotz des CO₂-Aufschlages wirtschaftlich sind. Stillgelegte Steinkohlekraftwerke zur reinen Stromerzeugung werden allerdings nicht mehr vollständig ersetzt, während sie einen zunehmenden Anteil an der steigenden KWK-Leistung⁴⁴ bekommen. Der Kernenergieausstieg wird langfristig z.T. durch Braunkohlekraftwerke und den Zubau von Erdgas-GuD-Anlagen kompensiert. Wie in allen Szenarien werden aus wirtschaftlichen Gründen Gasturbinen für die Minutenreservevorhaltung und als langfristige Reserve verstärkt zugebaut (siehe Abbildung 14-11).

Abbildung 14-11: Entwicklung des Kraftwerksparks 2003 bis 2015 – Alternativszenario



Wie Tabelle 14-15 zeigt, wirkt sich der Ausbau der Windenergie in diesem Szenario - wie im Basisszenario - auf Kraftwerkskapazitäten in allen Lastbereichen aus. Während Grund- und Mittellastkapazitäten weniger zugebaut werden, erhöht sich die installierte Leistung der Gasturbinen (ab 2010). Insgesamt verändert sich die konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 1,5 GW im Jahr 2007, 2,6 GW im Jahr 2010 und 2,1 GW im Jahr 2015. Wie in den

⁴⁴ Bei den hohen Brennstoffpreisen inklusive CO₂-Aufschlag in diesem Szenario hat die KWK-Erzeugung – wie auch im Basisszenario mit CO₂-Aufschlag – aufgrund der hohen Brennstoffausnutzungsgrade eine sehr gute Wettbewerbsposition und wird entsprechend ausgebaut.

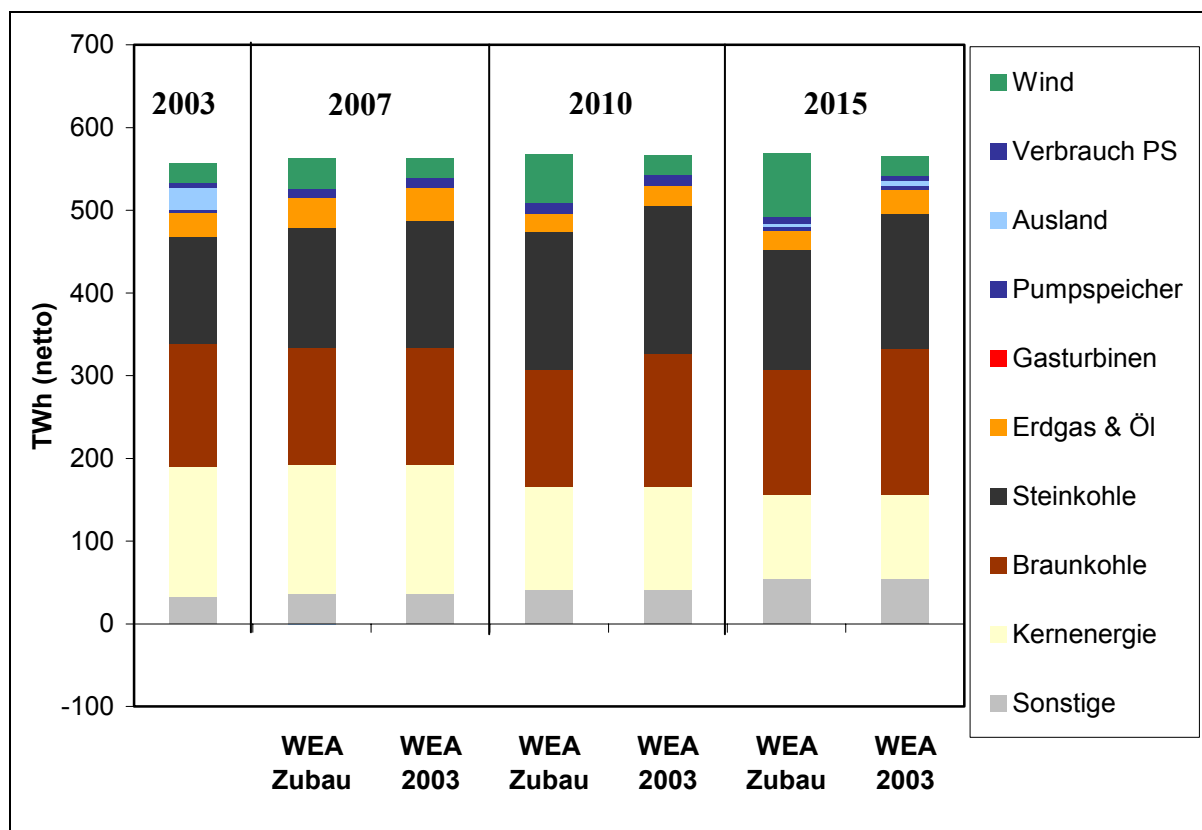
beiden anderen Szenarien werden durch die erheblichen Mengen an zusätzlicher Windenergie Veränderungen im gesamten Kraftwerkspark induziert. Dadurch hängen wiederum die Veränderungen an konventioneller Kraftwerksleistung auch von diesen Entwicklungen ab.

Tabelle 14-15: Unterschied installierte Leistung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario

	2007	2010	2015
	GW (netto)		
Wind	7,8	15,3	21,4
Braunkohle	0,1	-2,2	-3,0
Steinkohle	-0,3	-1,5	-1,5
Erdgas	-1,2	-1,8	-1,7
Gasturbinen	-0,2	2,9	4,1
Gesamt	6,3	12,7	19,3

Die Erzeugung aus Braunkohlenkraftwerken steigt in diesem Szenario trotz der - aufgrund des hohen CO₂-Faktors dieses Brennstoffs - hohen Brennstoffkosten an, um die Grundlaststromerzeugung der im Zeitverlauf stillgelegten Kernkraftwerke zu substituieren (siehe Abbildung 14-12). Aufgrund der typischerweise höheren Auslastung von Braunkohlen- und Steinkohlenkraftwerke im Vergleich zu Erdgas-GuD-Anlagen und Gasturbinen, deren Auslastung in Folge der höheren Erdgas- und Ölpreise in diesem Szenario im Vergleich zu den anderen Szenarien abnimmt, dominiert die Erzeugung auf Basis Kohle im Jahr 2015 die Stromerzeugung im Alternativszenario.

Abbildung 14-12: Stromerzeugung in Deutschland 2003 bis 2015 – Alternativszenario



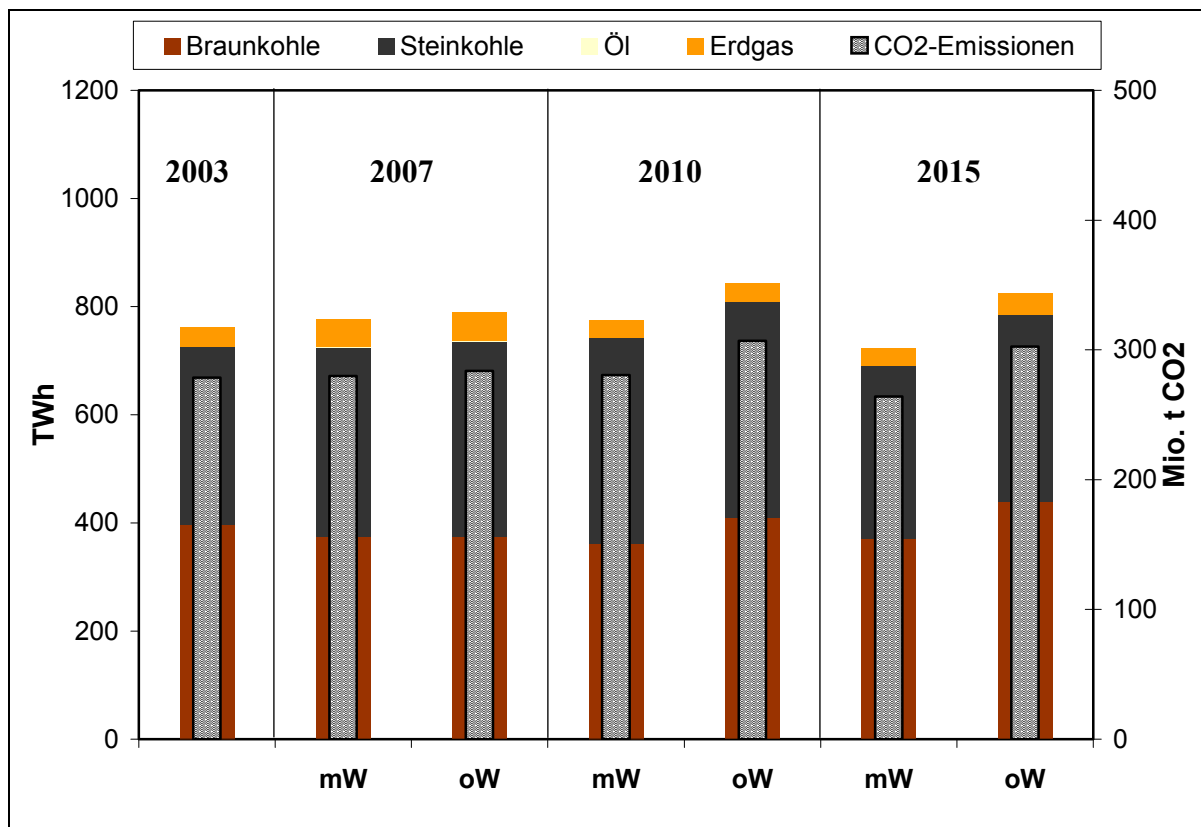
Durch den Ausbau der Windenergie wird in diesem Szenario im Wesentlichen Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken verdrängt, welche ab 2010 zunehmend eine dominierende Rolle in der konventionellen Stromerzeugung spielen wird. Wie ebenfalls in Tabelle 14-16 zu sehen ist, werden Pumpspeicherkraftwerke und angedrosselte thermische Kraftwerke zur Bereitstellung von durch den WEA-Ausbau bedingter, zusätzlich erforderlicher positiver Minutenreserve genutzt, um auf Erzeugung aus Gasturbinen mit hohen Brennstoffkosten verzichten zu können. Der Außenhandelsaldo nimmt moderat zu und der Einsatz der Pumpspeicher (2010 und 2015) erhöht sich zur Ausregelung der Schwankungen der Windenergie im Vergleich zum Fall ohne Windenergieausbau ebenfalls.

Tabelle 14-16: Unterschied Stromerzeugung mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario

	2007	2010	2015
	TWh (netto)		
Wind	13,2	34,7	53,3
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	-0,4	-18,5	-26,6
Steinkohle	-8,7	-12,3	-16,7
Erdgas	-2,8	-3,3	-7,1
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Auslandssaldo	-1,4	-0,4	-2,6
Pumpspeicher	-0,5	0,4	1,0

Die Dominanz der Stromerzeugung aus Kohle führt im Vergleich zum Basisszenario mit CO₂-Aufschlag zu keiner massiven Reduktion der CO₂-Emissionen, da die steuernde Wirkung des CO₂-Zertifikatesystems hin zur Verwendung eines emissionsärmeren Brennstoffmixes in der Stromerzeugung durch die Erhöhung des Erdgaspreises kompensiert wird (siehe Abbildung 14-13). Die Ausweitung der KWK-Erzeugung kann diesen Effekt nicht umdrehen. Während sich die CO₂-Emissionen ohne Zubau der Windenergie leicht erhöhen, können sie bis 2015 bei einem Ausbau der Windenergie in etwa stabilisiert werden. Korrespondierend zur Abnahme der Stromerzeugung auf Basis Erdgas nimmt auch der Erdgasverbrauch im Vergleich zu den anderen Szenarien ab, während sich der Brennstoffverbrauch von Stein- und Braunkohlen moderat erhöht.

Abbildung 14-13: Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland – Alternativszenario



Brennstoffeinsparungen durch den Ausbau der Windenergie werden in Folge der Entwicklung bei der Stromerzeugung fast ausschließlich bei Stein- und Braunkohlen erzielt (siehe Tabelle 14-17).

Tabelle 14-17: Unterschiede Brennstoffverbrauch mit und ohne Ausbau der Windenergie – Alternativszenario

	2007	2010	2015
	TWh (thermisch; NCV)		
Braunkohle	-2,1	-50,0	-68,8
Steinkohle	-8,6	-16,5	-26,4
Öl	0,0	-0,1	-0,1
Erdgas	-1,4	-1,8	-7,0

14.4 Kostenauswirkungen

14.4.1 Auswirkungen auf die Einspeisevergütungen für Strom aus Windkraft

Den Kosteneinsparungen, die aus der zusätzlichen WEA-Einspeisung bei Ausbau der Windenergie im konventionellen Kraftwerkspark resultieren, stehen Einspeisevergütungen für die zusätzlichen Mengen der Stromerzeugung aus Windkraft gegenüber.

In Deutschland muss die gesamte WEA-Einspeisung von den Netzbetreibern abgenommen und zu festen Sätzen vergütet werden. Die Regeln der Vergütung für Altanlagen (Anlagen mit Inbetriebnahme vor 01.04.2000) und für Anlagen, die vor dem 01.08.2004 in Betrieb genommen wurden, sind im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ vom 01.04.2000 (im Folgenden als EEGalt bezeichnet) festgelegt. Das EEGalt wurde am 01.08.04 durch das „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“ (im Folgenden als EEGneu bezeichnet) abgelöst. Das EEGneu regelt die Vergütung für WEA, die ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes neu in Betrieb genommen werden.

Die Regelungen des EEGalt und des EEGneu stellen die Grundlage der Ermittlung der Einspeisevergütungen dar. Im Folgenden werden die wesentlichen Regelungen, die bei den Berechnungen der Einspeisevergütungen für Strom aus Windkraft berücksichtigt wurden, in Kürze dargestellt.

WEA, deren Stromeinspeisung nach EEGalt und EEGneu vergütet wird, erhalten Mindestvergütungssätze für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres.

WEA-Onshore, die zwischen dem 01.04.2000 und dem 31.07.2004 in Betrieb genommen wurden bzw. werden, erhalten für die Dauer von 5 Jahren eine erhöhte Anfangsvergütung von 91 €/MWh. Anschließend erhalten diese WEA eine Mindestvergütung von 61,9 €/MWh. Beide Vergütungssätze wurden beginnend mit dem 1. Januar 2002 für neu in Betrieb genommene Anlagen um nominal 1,5 % p.a. abgesenkt und auf eine Stelle hinter dem Komma gerundet, wobei der jeweilige Vorjahreswert als Berechnungsgrundlage dient. Die Dauer der Vergütung mit dem Anfangsvergütungssatz verlängert sich um jeweils zwei Monate je 0,75 % des Referenzertrages, um den der Ertrag einer Anlage das 1,5-fache des Wertes der Referenzanlage unterschreitet.

Für WEA-Onshore, die vor dem 01.04.2000 in Betrieb genommen wurden (Altanlagen), wird die Dauer der Vergütung mit dem Anfangsvergütungssatz um die Hälfte der bis zum 01.04.2000 zurückgelegten Betriebszeit gekürzt. Ansonsten gelten die Regelungen für WEA, die zwischen dem 01.04.2000 und dem 31.07.2004 in Betrieb genommen wurden.

Für WEA-Onshore, die ab dem 01.08.2004 in Betrieb genommen werden, gelten die Regelungen des EEGneu. Sie erhalten eine erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 87 €/MWh für die Dauer von 5 Jahren. Anschließend werden sie mit einem Mindestvergütungssatz von 55 €/MWh gefördert. Beide Vergütungssätze unterliegen beginnend mit dem 01.01.2005 einer Degression von nominal 2 % p.a., wobei der jeweilige Vorjahreswert als Berechnungsgrundlage dient. Der Vergütungssatz wird auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet. Die Dauer der Vergütung mit dem Anfangsvergütungssatz verlängert sich um jeweils zwei Monate je 0,75 % des Referenzertrages, um den der Ertrag einer Anlage das 1,5-fache des Wertes der

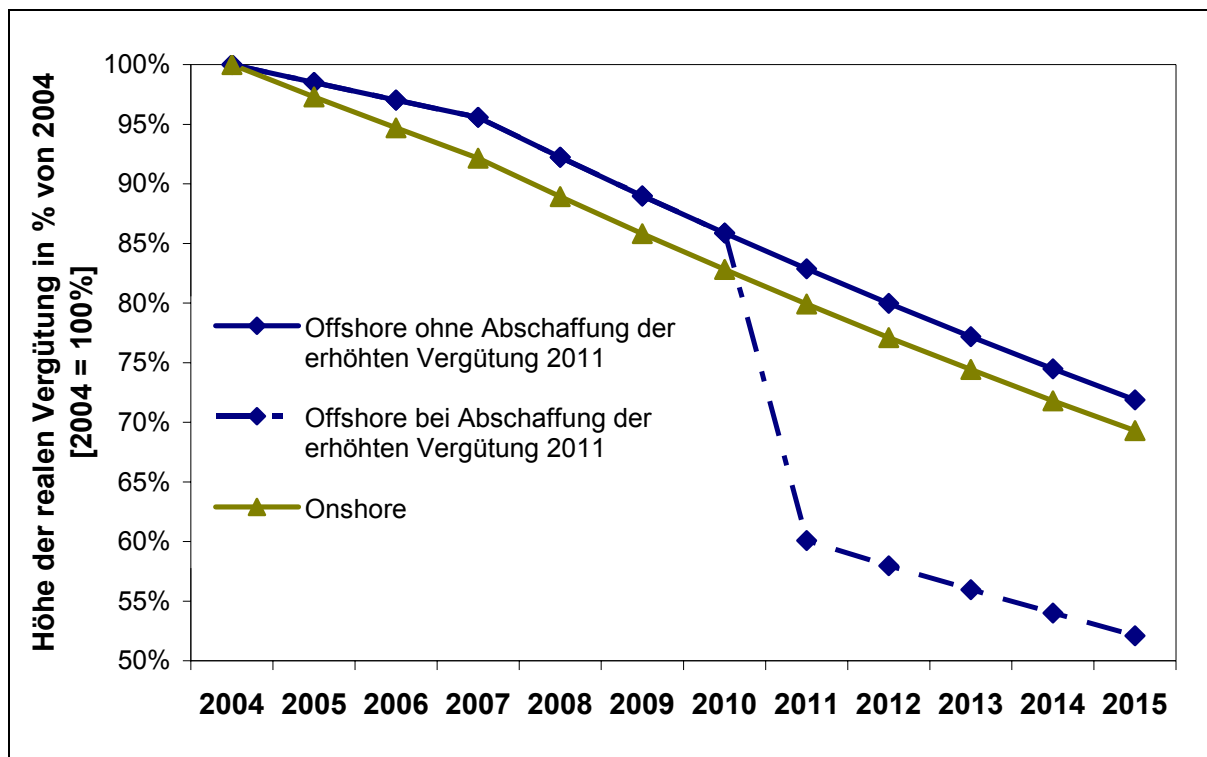
Referenzanlage unterschreitet. Abweichend von dieser Regelung erhalten Ersatzanlagen (Repowering) eine Verlängerung von jeweils zwei Monaten je 0,6 % des Referenzertrages, um den der Ertrag einer Anlage das 1,5-fache des Wertes der Referenzanlage unterschreitet.

Die Vergütung für WEA-Offshore ist durch das EEGneu geregelt. Als WEA-Offshore gelten ausschließlich solche Anlagen, die in mindestens drei Seemeilen Entfernung von der Küstenlinie errichtet werden. Sie erhalten eine Anfangsvergütung von 91 €/MWh und einen reduzierten Vergütungssatz von 61,9 €/MWh. Der Anfangsvergütungssatz wird für eine Dauer von 12 Jahren gezahlt, sofern die Anlagen vor dem 01.01.2011 in Betrieb genommen werden⁴⁵. Die Dauer der erhöhten Vergütung verlängert sich für diese Offshore-Anlagen um 0,5 Monate für jede über 12 Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung von der Küstenlinie sowie um 1,7 Monate für jeden vollen Meter Wassertiefe, der die Marke von 20 Metern übersteigt, für den Fall, dass beide Referenzwerte überschritten werden. Beginnend mit dem 01.01.2008 unterliegen beide Vergütungssätze einer Degression von nominal 2 % p.a., wobei der jeweilige Vorjahreswert als Berechnungsgrundlage dient. Der Vergütungssatz wird auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet.

Daraus folgt die in Abbildung 14-14 dargestellte Degression der Einspeisevergütungen für Neuanlagen (Verlauf des Barwertes der Einspeisevergütungen unter der Annahme eines Betriebs der Anlagen über 20 Jahre und eines realen Zinssatzes von 7 % sowie einer jährlichen Inflationsrate von 1,5 %).

⁴⁵ Für Anlagen die nach dem 01.01.2011 in Betrieb genommen werden, ist im EEGneu keine entsprechende Regelung enthalten. Gemäß Gesetzestext erhalten diese Anlagen nur den dann geltenden reduzierten Vergütungssatz. Es ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auszuschließen, dass bei Beibehaltung dieser Regelung ein weiterer Ausbau der WEA-Offshore bis 2020 möglich ist (siehe Teil 1 der Studie). Aus diesem Grund wird im Folgenden davon ausgegangen, dass auch nach 2010 eine jährliche Anpassung der Vergütungssätze für Neuanlagen von nominal 2 % p.a. bzw. real 3,5 % p.a. durch Kostendegressionen bei WEA-Offshoreanlagen möglich sein wird.

Abbildung 14-14: Reale Degression der Einspeisevergütungen bei Neuanlagen On- und Offshore-WEA bis zum Jahr 2015



Bei Ausbau der Windenergie an Land und Offshore steigt die eingespeiste Energiemenge von 23,5 TWh/a im Jahre 2003⁴⁶ auf 77,2 TWh/a im Jahre 2015 (Tabelle 14-18). Der Anteil der Einspeisung von WEA-Offshore an WEA-Gesamt steigt von ca. 5 % im Jahre 2007 auf ca. 42 % im Jahre 2015 an. Aus der Zunahme der WEA-Einspeisung resultiert eine Erhöhung der Einspeisevergütung für Strom aus Windkraft von 2,1 Mrd. €(2003)/a im Jahre 2003 auf 5,4 Mrd. €(2003)/a im Jahre 2015. Die Einspeisemengen steigen somit überproportional zu den Einspeisevergütungen. Dieses ergibt sich aus einer Absenkung der realen Vergütungssätze um 1,5 % (unterstellte Inflationsrate), der Degression der Vergütungssätze für neu in Betrieb genommene WEA-Onshore ab dem 01.01.2005 sowie für neu in Betrieb genommene WEA-Offshore ab dem 01.01.2008 um nominal 2 %. Hinzu kommt eine Absenkung der jährlichen Einspeisevergütung für WEA-Onshore, die im Jahre 2010 keine erhöhte Anfangsvergütung, sondern den Mindestvergütungssatz erhalten. Die durchschnittliche Einspeisevergütung sinkt durch diese Effekte von 83,3 €(2003)/MWh im Zeitverlauf auf 78,0 €(2003)/MWh im Jahre 2010. Unter Berücksichtigung der jährlichen Inflation und der Verminderung des Anteils der WEA, deren Einspeisung mit dem Anfangsvergütungssatz gefördert wird, sinkt der durchschnittliche reale Vergütungssatz bis zum Jahre 2015 auf 69,8 €(2003)/MWh.

⁴⁶ Sowohl die eingespeiste Menge an Windenergie als auch die Einspeisevergütung für Windenergie im Jahre 2003 unterscheiden sich von den Werten in der Realität, da zum Zwecke der Vergleichbarkeit mit den Prognosejahren 2007, 2010 und 2015 von einem Normwindjahr ausgegangen worden ist und angenommen worden ist, dass die am Ende des Jahres installierte Leistung bereits das ganze Jahr vorhanden war.

Tabelle 14-18: WEA-Einspeisung und reale Vergütung nach EEG

		2007	2010	2015
WEA- Onshore	Einspeisung in GWh	34.890	40.343	44.708
	Vergütung in Mio. €(2003)	2.901	3.132	3.092
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	83,2	77,6	69,2
WEA- Offshore	Einspeisung in GWh	1.919	18.010	32.510
	Vergütung in Mio. €(2003)	165	1.417	2.296
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	85,7	78,7	70,6
WEA (Gesamt)	Einspeisung in GWh	36.809	58.353	77.218
	Vergütung in Mio. €(2003)	3.066	4.550	5.388
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	83,3	78,0	69,8

Aus den oben beschriebenen Gründen würden die jährlichen Einspeisevergütungen bis zum Jahre 2015 auch bei einem konstanten Niveau der WEA-Einspeisung basierend auf der Stromerzeugung des Anlagenbestandes Ende 2003 erheblich abgesenkt. Die durchschnittliche Vergütung fällt von 90,4 €(2003)/MWh im Jahr 2003 auf 71,2 €(2003)/MWh im Jahr 2015 (Tabelle 14-19).

Tabelle 14-19: WEA-Einspeisung und reale Vergütung nach EEG bei konstanter WEA-Leistung (Stand Ende 2003)⁴⁷

		2003	2007	2010	2015
WEA-Onshore	Einspeisung in GWh	23.542	23.542	23.542	23.542
	Vergütung in Mio. €(2003)	2.129	1.992	1.879	1.676
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	90,4	84,6	79,8	71,2

Auf Basis der bisherigen Berechnungen lassen sich die zusätzlichen Vergütungen und die durchschnittlichen Vergütungssätze für die zusätzliche Stromerzeugung auf Basis Windkraft in den Jahren 2007, 2010 und 2015 ermitteln (Tabelle 14-20), die den Kosteneinsparungen, die durch die zusätzliche WEA-Einspeisung im konventionellen Kraftwerkspark erzielt werden können, gegen zu rechnen sind.

⁴⁷ Die Einspeisemengen und Vergütungen 2003 sind nicht direkt mit den tatsächlich realisierten Werten des Jahres 2003 vergleichbar, da vom Anlagenbestand Ende 2003 ausgegangen wurde und ein „Normalwindjahr“ unterstellt worden ist.

Tabelle 14-20: Zusätzliche WEA-Einspeisung und reale Vergütungen nach EEG

		2003	2007	2010	2015
Zusätzliche WEA-Einspeisung	Einspeisung in GWh	0	13.267	34.810	53.675
	Vergütung in Mio. €(2003)	0	1.074	2.670	3.712
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	0,0	81,0	76,7	69,2

14.5 Einspeisung und Vergütung sonstiger Erneuerbarer Energien

Zu den nach der Novellierung des EEG vom 21. Juli 2004 geförderten Erneuerbaren Energieträgern gehören neben Windkraft zusätzlich Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Fotovoltaik sowie Deponie-, Klär- und Grubengas. Da die EEG-Novelle auch der Umsetzung der Richtlinie der Europäischen Union zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strombereich vom September 2001⁴⁸ dient, werden alle Erneuerbaren Energien in den Anwendungsbereich des EEG aufgenommen. Durch die Anwendung des Ausschließlichkeitsprinzips im Rahmen des Vergütungsanspruchs wird allerdings lediglich derjenige Strom vergütet, welcher ausschließlich aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien kommt. Somit fällt der Strom aus der Mitverbrennung des biologisch abbaubaren Anteils des Abfalls bezüglich des Anspruchs auf Abnahme und Übertragung zwar in den Anwendungsbereich des EEG, allerdings besteht für diesen Strom kein Vergütungsanspruch nach dem EEG.

Mit Ausnahme der Windkraft wurden für die Erneuerbaren Energieträger in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage unterschiedliche Mindestvergütungssätze festgelegt. Die Höhe der Vergütung bestimmt sich dabei jeweils anteilig nach der Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert. Die Leistung der Anlagen berechnet sich für die Zuordnung zu den Schwellenwerten als Quotient der jährlichen eingespeisten Strommenge und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor Inbetriebnahme und nach endgültiger Stilllegung der Anlage.

Der Vergütungszeitraum ist bei den Erneuerbaren Energieträgern für 20 Jahre, bei Wasserkraftanlagen 15 bzw. 30 Jahre festgelegt, zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Für die während des Vergütungszeitraums zu zahlenden Mindestvergütungen sind die im Jahr der Inbetriebnahme der Anlage geltenden Mindestvergütungssätze maßgeblich. Diese Mindestvergütungssätze werden jeweils zum 1. Januar eines Jahres für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um einen festen Prozentsatz abgesenkt.⁴⁹ Mit Ausnahme der Geothermie- und Offshore-Windenergieanlagen werden die Mindestvergütungen erstmalig zum 1. Januar 2005 abgesenkt. Die in der Novellierung des EEG festgeschriebenen Erhöhungen der Mindestvergütungen (Bonuszahlungen) bspw. bei einem Einsatz bestimmter Stoffe oder technischer Verfahren unterliegen keiner Degression.

⁴⁸ Europäische Kommission (2001).

⁴⁹ Diese jährliche Degression der Vergütungssätze wird nicht auf die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 MW angewandt.

Mit der Novellierung des EEG wurden die Vergütungssätze für kleine Wasserkraftanlagen bis 500 kW Leistung auf 96,7 €/MWh erhöht. Ab 2008 erhalten diese Kraftwerke jedoch lediglich eine Vergütung, sofern sie an vorhandenen Staustufen, Wehren oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet werden. Kleine Wasserkraftanlagen bis 5 MW Leistung erhalten nach dem EEG eine Vergütung in Höhe von 66,5 €/MWh. Auf eine Degression der Vergütungssätze wird bei diesen beiden Anlagengrößen verzichtet. Zugleich beschränkt sich der Vergütungszeitraum auf 30 Jahre.

Strom aus Wasserkraftanlagen mit über 5 MW Leistung wird bis zu einer installierten elektrischen Leistung von bis zu 150 MW vergütet. Vergütet wird jeweils die Leistungserhöhung, sofern die Anlagen bis zum 31.12.2012 erneuert bzw. erweitert werden. Die Vergütungssätze liegen je nach Leistungserhöhung zwischen 76,7 €/MWh und 37,0 €/MWh und sinken jährlich um 1 %. Der Vergütungszeitraum beträgt 15 Jahre.

Die Vergütung für Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengas beträgt im Jahr 2004 bis 500 kW Leistung 76,7 €/MWh und bis 5 MW Leistung 66,5 €/MWh und verringert sich jährlich um 1,5 %. Grubengasanlagen werden auch oberhalb einer Leistung von 5 MW nach dem EEG gefördert. Die Mindestvergütung erhöht sich um 2 €/MWh, wenn der Strom mittels innovativer Verfahren⁵⁰ gewonnen wird.

Für Biomasse unterscheidet sich die Vergütungshöhe neben der Anlagengröße zusätzlich nach der Brennstoffart und der Kraftwerkstechnologie. Die Grundvergütung beträgt je nach Anlagengröße zwischen 115 €/MWh für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 150 kW und 84 €/MWh bis zu einer Anlagengröße bis 20 MW. Für neue Anlagen verringert sich der Vergütungssatz um jährlich 1,5 %. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre. Für den Fall, dass die Biomasse-Anlage Altholz der Altholzkategorien A III und A IV einsetzt und die Inbetriebnahme der Anlage nach dem 30.06.2006 erfolgt, verringert sich die Vergütung auf 39 €/MWh. Die Mindestvergütung erhöht sich bei Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen je nach Anlagengröße um 60 €/MWh bis einschließlich einer Leistung von 500 kW und um 40 €/MWh bis einschließlich einer Leistung von 5 MW. Abweichend davon erhöht sich die Vergütung für Anlagen mit einer Leistung von 500 kW bis 5 MW um 25 €/MWh, wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird. Die Mindestvergütungen erhöhen sich um jeweils weitere 20 €/MWh, wenn es sich um Strom aus KWK-Anlagen handelt oder mittels innovativer Technik hergestellt wurde.

Die Vergütungssätze für Strom aus Geothermie liegen je nach Anlagengröße zwischen 150 €/MWh für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 5 MW und 71,6 €/MWh für eine Anlagengröße von mehr als 20 MW. Die Vergütungssätze für neue Anlagen werden bis 2009 konstant gehalten und ab 2010 um jährlich 1 % gesenkt. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre.

⁵⁰ Unter innovativen Verfahren werden z.B. Brennstoffzellen, Gasturbinen, Organic-Rankine-Anlagen, Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren verstanden.

Auf Grund des Auslaufens des 100.000 Dächer-Solarstromprogramms wurden mit der Novelisierung des EEG die Vergütungssätze für Fotovoltaik-Anlagen angehoben. Wenn die Anlage ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht ist, beträgt die Vergütung je nach Anlagengröße zwischen 574 €/MWh für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 30 kW und 540 €/MWh für eine Anlagengröße ab 100 kW. Diese Vergütung erhöht sich um 50 €/MWh, wenn die Anlage an einer Fassade angebracht ist. Für Anlagen, die nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht sind, besteht nur dann ein Vergütungsanspruch, wenn die Anlagen auf bestimmten gesetzlich eingegrenzten Flächen aufgestellt werden. Die Vergütung für diese Anlagenart beträgt 457 €/MWh. Die Degression für neue Anlagen liegt ab 2005 generell bei 5 % p.a. Für Fotovoltaik-Anlagen, die nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht sind erhöht sich die Degression ab dem 01. Januar 2006 auf 6,5 % p.a. Die Vergütungsdauer für Solarstrom beträgt 20 Jahre.

In Tabelle 14-21 sind die Einspeisemengen sowie die realen Vergütungen der sonstigen Erneuerbaren Energien bis 2015 dargestellt. Demnach wird sich die nach dem EEG vergütete eingespeiste Strommenge (ohne WEA) von 13,5 TWh im Jahre 2007 auf rund 28,1 TWh im Jahre 2015 mehr als verdoppeln. Den größten Anteil an der Einspeisung haben die Biomasse sowie die Wasserkraft mit zusammen ca. 70 %. Die durch das EEG geförderte Stromerzeugung aus Wasserkraft steigt jedoch im Betrachtungszeitraum lediglich von ca. 5,3 TWh im Jahre 2007 auf ca. 6,9 TWh im Jahre 2015. Dieses ist der Tatsache geschuldet, dass die Potenziale der Stromerzeugung aus Wasserkraft bereits heute weitgehend erschlossen sind. Die eingespeiste Strommenge aus Biomasse steigt hingegen im gleichen Zeitraum um ca. 320 % auf 13,4 TWh im Jahre 2015. Somit entwickelt sich die Biomasse neben Wind- und Wasserkraft zum wichtigsten erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung. Da die Stromerzeugung aus Fotovoltaik in Deutschland erheblicher finanzieller Förderung bedarf, wird die Fotovoltaik auch zukünftig keine wesentliche Rolle in der Stromerzeugung spielen. Die eingespeiste Menge wird im Betrachtungszeitraum zwar etwa um den Faktor 4 steigen, allerdings wird die Stromerzeugung auf Basis von Fotovoltaik mit 3,4 TWh im Jahre 2015 im Vergleich zu Biomasse, Wind- und Wasserkraft relativ gering bleiben. Da sich die Stromerzeugung auf Basis von Geothermie in Deutschland noch in den Anfängen befindet, sind auch von dieser Technologie kurz- und mittelfristig keine nennenswerten Anteile an der Stromerzeugung zu erwarten. Vielmehr wird von einer Steigerung der Stromerzeugung auf Basis von Geothermie von 200 GWh im Jahre 2007 auf 1,6 TWh im Jahre 2015 ausgegangen. Für die Stromerzeugung auf Basis von Deponie-, Klär- und Grubengas wird innerhalb des Betrachtungszeitraums ein leichter Rückgang von 3,1 auf 2,9 TWh erwartet. Dies liegt vor allem an den sinkenden Gasmengen in Mülldeponien und Kohlegruben.⁵¹

Auf Grund der steigenden Einspeisemengen erhöhen sich die in Tabelle 14-21 dargestellten realen Einspeisevergütungen für Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne WEA) von ca.

⁵¹ Aufgrund der verringerten Förderleistung von Kohle sind die Methan-Emissionen (Grubengas) in deutschen Kohlegruben innerhalb der letzten Jahre gesunken. Dieser Trend wird sich auch zukünftig fortsetzen. Ebenso ist von einem Absinken der Deponiegasmengen auszugehen, da ein zunehmender Anteil an Abfall zukünftig

1,3 Mrd. €(2003) im Jahre 2007 auf rund 2,9 Mrd. €(2003) im Jahre 2015. Den größten Anteil daran hat die Fotovoltaik. Obwohl diese lediglich ca. 12 % Anteil an der gesamten Einspeisemenge der sonstigen Erneuerbaren Energien hat, beträgt der Anteil der Fotovoltaik an den gesamten Vergütungszahlungen der sonstigen Erneuerbaren Energien im Jahre 2015 ca. 41 %. Somit erhält die Fotovoltaik mit ca. 1,2 Mrd. € im Jahre 2015 neben der Windkraft die höchsten absoluten Vergütungen. Aus diesem Grund steigen die Einspeisemengen nicht überproportional zu den Einspeisevergütungen, wie das bei der Windkraft aufgrund der jährlichen Degression der Einspeisevergütungen der Fall ist. Durch die im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren Energien wesentlich höhere Vergütung für Fotovoltaik-Strom werden die Einsparungen aufgrund der Degression der Vergütungssätze und der Absenkung der realen Vergütungssätze um 1,5 % (unterstellte Inflationsrate) sogar überkompensiert.

Tabelle 14-21: Einspeisung sonstiger EE und reale Vergütung nach EEG bis 2015

		2007	2010	2015
Wasserkraft	Einspeisung in GWh	5.319	5.552	6.866
	Vergütung in Mio. €(2003)	368	370	409
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	69,2	66,7	59,6
Deponie-, Klär-, Grubengas	Einspeisung in GWh	3.080	3.070	2.930
	Vergütung in Mio. €(2003)	211	201	178
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	68,6	65,6	60,9
Biomasse	Einspeisung in GWh	4.150	5.230	13.350
	Vergütung in Mio. €(2003)	367	432	940
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	88,5	82,6	70,4
Geothermie	Einspeisung in GWh	240	520	1.640
	Vergütung in Mio. €(2003)	32	65	187
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	131,9	125,9	113,9
Fotovoltaik	Einspeisung in GWh	760	1.370	3.360
	Vergütung in Mio. €(2003)	368	598	1.196
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	483,8	436,7	356,0
sonstige EE (gesamt)	Einspeisung in GWh	13.549	15.742	28.146
	Vergütung in Mio. €(2003)	1.346	1.667	2.911
	Durchschnittsvergütung in €(2003)/MWh	99,4	105,9	103,4

nicht mehr deponiert werden darf. Bspw. ist ab dem 01.06.2005 die Deponierung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle nicht mehr zulässig.

Die durchschnittliche Einspeisevergütung der hier betrachteten Erneuerbaren Energieträger steigt zunächst von 99,4 €(2003)/MWh im Jahre 2007 auf 105,9 €(2003)/MWh im Jahre 2010 und sinkt anschließend auf 103,4 €(2003)/MWh im Jahre 2015. Aufgrund des steigenden Anteils der kostenintensiven Fotovoltaik-Stromerzeugung erhöhen sich die durchschnittlichen Vergütungen zwischen den Jahren 2007 und 2010 trotz der Degression der Vergütungssätze für neu in Betrieb genommene Anlagen. Anschließend sinken die durchschnittlichen Vergütungen vor allem aufgrund der starken Degression der Vergütungssätze der Fotovoltaik.

14.5.1 Kosteneinsparungen der zusätzlichen WEA-Einspeisung im konventionellen Kraftwerkspark

Die Kosteneinsparungen, die durch die zusätzliche Stromeinspeisung der WEA erzielt werden können, müssen um die Unterschiede beim Stromhandel mit dem Ausland bereinigt werden. Für die bereinigten Zahlen können die Kosteneinsparungen in Einsparungen von erzeugungsabhängigen Kosten (Brennstoffkosten und sonstige variable Kosten), Einsparungen von Kosten für Betriebsbereitschaft (jährliche Fixkosten für Reparatur, Wartung, Personal etc.) und Einsparungen von Kosten für Kraftwerksneubauten (annuitätische Kapitalkosten) unterteilt werden.

Tabelle 14-22: Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark und Mehrkosten der Windenergie bei Ausbau der Windenergie (gegenüber Stand WEA-Erzeugung Stand 2003)

	Basisszenario			Basisszenario + CO ₂			Alternativszenario		
	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	€(2003) je zusätzliche MWh WEA-Einspeisung								
Erzeugungsabhängige Kosten	13,2	9,0	15,5	13,2	21,0	22,6	8,3	16,9	19,6
Fixe Instandhaltungskosten	1,0	1,8	1,4	1,1	0,7	1,1	1,2	3,1	2,4
Kapitalkosten	3,3	6,0	8,7	3,2	3,0	6,6	6,4	13,8	17,3
Summe Kosteneinsparungen	17,6	16,8	25,7	17,5	24,7	30,3	15,9	33,8	39,3
Durchschnittliche Einspeisevergütung für die zusätzliche WEA-Einspeisung	81,0	76,7	69,2	81,0	76,7	69,2	81,0	76,7	69,2
Einspeisevergütungen minus Kosteneinsparungen	63,4	59,9	43,5	63,5	52,0	38,9	65,1	42,9	29,9
Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung in Mio. €(2003)	834	2079	2332	835	1806	2085	856	1489	1603

In allen drei Szenarien können überwiegend erzeugungsabhängige Kosten eingespart werden, wobei im Zeitverlauf die Höhe der eingesparten Kapitalkosten zunimmt. Die Einsparungen erhöhen sich von 2007 bis 2015 in allen Szenarien durch steigende Brennstoffkosten und im

Basisszenario + CO₂ und im **Alternativszenario** zusätzlich durch die steigenden CO₂-Zertifikatspreise sowie die zunehmenden Kapitalkosteneinsparungen. Entsprechend der Höhe der Brennstoffkosten (inklusive des Aufschlags für CO₂-Zertifikate) sind die Einsparungen an erzeugungsabhängigen Kosten im **Basisszenario** am geringsten und im **Basisszenario** + CO₂ am höchsten. Insbesondere in den Jahren 2007 und 2010 liegen sie im **Basisszenario** mit um die 10 €(2003) je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung auf einem geringen Niveau. Zusätzlich können aufgrund einer Veränderung der Struktur des Kraftwerksparks Kosten für Instandhaltung und Wartung sowie Kapitalkosten für Kraftwerkszubauten eingespart werden, die allerdings im Vergleich zu den Einsparungen bei den erzeugungsabhängigen Kosten erst im Zeitverlauf steigen.

Die Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark liegen in allen Szenarien deutlich unter den Vergütungen für die zusätzliche WEA-Einspeisung. Der Unterschied nimmt allerdings – einerseits durch die Erhöhung der Einsparungen, andererseits durch die Verminderung der durchschnittlichen Vergütungen für die zusätzlich eingespeisten Strommengen auf Basis Windkraft – von 2007 bis 2015 in allen Szenarien ab.

Im **Basisszenario** sinkt die Differenz von 63,4 €(2003) je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung im Jahre 2007 auf 43,5 €(2003). Durch die höheren Einsparungen im konventionellen Kraftwerkspark – insbesondere durch die höheren Einsparungen bei den Brennstoffkosten – in den anderen beiden Szenarien sind die spezifischen Mehr-Kosten der zusätzlichen WEA-Einsparungen geringer und liegen 2007 bei 63,4 bzw. 65,1 €(2003) und fallen bis 2015 auf etwa 38,9 bzw. 29,9 €(2003). Während die spezifischen Mehr-Kosten der WEA-Einspeisung im Zeitverlauf sinken, erhöhen sich die absoluten Kosten durch den Ausbau der Windenergie bis 2015 erheblich. Nur die nach dem Jahr 2003 errichteten WEA-Anlagen verursachen im Jahr 2015 eine Kostenerhöhung von - je nach Szenario – 1.604 bis 2.335 Mio. €(2003). Die Förderung der Bestandanlagen, die bis Ende 2003 errichtet wurden, sowie die Zusatzkosten der Förderung der anderen Erneuerbaren Energien ist in dieser Betrachtung noch nicht enthalten.⁵² Damit belaufen sich die über die Jahre summierten Netto-Zusatzkosten bei Ausbau der Windenergie bis 2015 für alle Jahre von 2004 bis einschließlich 2015 beim **Basisszenario** auf etwa 18 Mrd.€(2003), im **Basisszenario** + CO₂ auf etwa 16,5 Mrd.€(2003) und im **Alternativszenario** auf etwa 14 Mrd.€(2003), wobei Zusatzkosten für den Netzausbau in diesen Berechnungen noch nicht enthalten sind.

⁵² Der Anteil der installierten Kapazität der WEA Ende 2003 stellt fast 40 % der installierten WEA-Leistung 2015. Bezüglich der Stromerzeugung der Windenergie reduziert sich der Anteil auf rund 30 %. Im Rahmen dieser Studie ist es aufgrund der verwendeten Methodik der Szenarienrechnung nur möglich, die Kosten des weiteren Ausbaus der Windenergie nach 2003 genau zu quantifizieren.

14.5.2 Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und CO₂-Vermeidungskosten⁵³

Ein wesentliches Ziel des Ausbaus der Windenergie ist die Einsparung von CO₂-Emissionen in der Elektrizitätserzeugung. Tabelle 14-23 stellt die Verminderung der absoluten CO₂-Emissionen (unter Berücksichtigung des Stromaustauschs mit dem Ausland), die spezifischen CO₂-Einsparungen je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung sowie die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung dar. Dabei wurde eine Bereinigung um die Veränderungen des Stromaustausches mit dem Ausland mit und ohne WEA-Ausbau vorgenommen. Bei den Angaben zu den spezifischen CO₂-Vermeidungskosten im *Basisszenario* + CO₂ und *Alternativszenario* ist zu berücksichtigen, dass über die Internalisierung eines Teils der externen Kosten auf Basis von CO₂-Zertifikatspreisen, die damit verbundenen höheren variablen Stromerzeugungskosten bereits zu höheren Kostenvermeidungen im konventionellen Kraftwerkspark je zusätzlich eingespeister MWh Windenergie beitragen.

Tabelle 14-23: Verringerung der CO₂-Emissionen bei Ausbau der Windenergie (gegenüber WEA-Erzeugung Stand 2003)

		2007	2010	2015
Basisszenario	CO₂-Minderungen in Mio. t	8,0	28,3	39,5
	CO₂-Minderung in kg je zusätzl. MWh WEA-Einspeisung	605	817	738
	CO₂-Vermeidungskosten in € je t	104,7	73,4	58,9
Basisszenario + CO₂	CO₂-Minderungen in Mio. t	8,8	20,8	27,2
	CO₂-Minderung in kg je zusätzl. MWh WEA-Einspeisung	667	600	508
	CO₂-Vermeidungskosten in € je t	95,1	86,8	76,6
Alternativszenario	CO₂-Minderungen in Mio. t	5,1	26,3	39,4
	CO₂-Minderung in kg je zusätzl. MWh WEA-Einspeisung	387	758	735
	CO₂-Vermeidungskosten in € je t	168,0	56,6	40,6

Je nach Szenario und Prognosejahr können je MWh zusätzliche WEA-Einspeisung zwischen knapp 400 kg CO₂ und etwa 800 kg CO₂ eingespart werden. Diese hohen spezifischen CO₂-Einsparungen lassen sich auf zwei Effekte zurückführen. Zum einen wird ausschließlich Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken substituiert. Zum anderen begünstigt die Erhöhung der Windenergieerzeugung langfristig in allen Szenarien Kraftwerke mit geringeren Kapitalkosten, da die volatile Windstromeinspeisung die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks im Durchschnitt senkt. Somit wird in der Regel in allen Szenarien durch die Zunahme der WEA-Erzeugung die Erzeugung in Gas-GuD-Kraftwerken bei Neubauten wett-

⁵³ Wie im vorherigen Abschnitt sind bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten zusätzliche Kosten für den Netzausbau nicht berücksichtigt.

bewerbsfähiger. Dieses senkt die spezifischen CO₂-Emissionen je erzeugter Einheit Stromerzeugung auch im konventionellen Kraftwerkspark. Beide Effekte wirken sich am geringsten im Basisszenario + CO₂-Aufschlag aus, da sowohl die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung der konventionellen Stromerzeugung geringer als in den anderen beiden Szenarien sind, da bei Neubauten Gas-GuD-Kraftwerksprojekte einen zunehmenden Anteil an der konventionellen Stromerzeugung übernehmen, als auch der zweite Effekt aus diesem Grund nur eine geringe Rolle spielt. In den beiden anderen Szenarien sind diese Effekte deutlich ausgeprägter.

Die spezifischen Vermeidungskosten je t CO₂ liegen mit minimal 95,1 €(2003) und maximal rund 168 €(2003) im Vergleich zu anderen Einsparmöglichkeiten von CO₂-Emissionen, wie Kraftwerksmodernisierungen, Kraftwerksneubauten oder nachfrageseitigen Effizienzsteigerungen sowie den aktuellen Preisen für CO₂-Zertifikate, im Jahr 2007 außergewöhnlich hoch. Die berechneten CO₂-Vermeidungskosten ergeben sich dabei als Quotient der Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung (siehe Tabelle 14-22) und den (um das Ausland bereinigten) Einsparungen von CO₂-Emissionen bei dem jeweils unterstellten Ausbau der Windenergie. Im Zeitverlauf nehmen sie erheblich ab, insbesondere da die spezifischen Zusatzkosten der WEA-Einspeisung aufgrund der Absenkung der Vergütungssätze sowie der Erhöhungen der Einsparungen im konventionellen Kraftwerkspark bis 2015 real erheblich geringer sind. Dabei sind zwei gegenläufige Effekte zu berücksichtigen. Auf der einen Seite steigen die vermiedenen CO₂-Emissionen je mehr Stromerzeugung aus Kohle verdrängt wird (**Basisszenario**). Auf der anderen Seite sind die Einsparungen im konventionellen Kraftwerkspark umso größer je höher die Brennstoffkosten (inklusive CO₂-Kosten) der konventionellen Stromerzeugung sind (**Basisszenario + CO₂**). Im **Alternativszenario** sind beide Effekte relevant, da zugleich hohe Brennstoffkosten für Kohle unterstellt werden, als auch aufgrund der Annahme von äußerst hohen Gaspreisen die Stromerzeugung überwiegend auf Kohlebasis erfolgt. Daher resultieren in diesem Szenario sowohl hohe Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark als auch hohe spezifische CO₂-Einsparungen je zusätzlich eingespeister MWh Windenergie. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen mit maximal 76,6 und minimal 40,6 €(2003)/tCO₂ im Jahr 2015 auf einem immer noch hohen, aber im Vergleich deutlich niedrigeren Niveau als im Jahr 2007.

14.5.3 Erhöhung der Strombezugskosten für Endverbraucher

Während in Abschnitt 14.5.1 die Netto-Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung als Differenz zwischen den Vergütungszahlungen für zusätzliche WEA-Einspeisung abzüglich der Kosteneinsparungen (Brennstoffkosten, Kosten für Kraftwerkszubauten etc.) in der konventionellen Elektrizitätserzeugung berechnet wurden, werden im Folgenden die Auswirkungen dieser Netto-Kostenerhöhung auf die Strombezugskosten für Letztverbraucher ermittelt. Die Integration zusätzlicher Stromerzeugungsmengen auf Basis von Windenergie bis zum Jahre 2015 wirkt sich dabei durch drei unterschiedliche Mechanismen auf die Strombezugskosten für Letztverbraucher aus.

1. Die Integration bewirkt Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark und hat somit indirekte, langfristig erhöhende Effekte auf die Strompreise (reine Energiekomponente) im Wettbewerbsmarkt, da sich u.a. die Lastdauerlinie durch die Integration der Windenergie ‚verschlechtert‘. D.h. die durchschnittliche Auslastung der konventionellen Kraftwerke wird in den Ausbauszenarien ceteris paribus verringert und somit steigen die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten des konventionellen Kraftwerksparks.
2. Die Integration erhöht die notwendige positive und negative Regelleistungsvorhaltung und den Regelennergieabruf. Die notwendige höhere Flexibilität der verwendeten Kraftwerksleistung und der erforderlichen Leistungsvorhaltung führt zu höheren Preise auf dem Regelenenergiemarkt im Vergleich zum regulären Strommarkt. Als Folge steigen die durchschnittlich zu zahlenden Strompreise auf dem Wettbewerbsmarkt.
3. Die Vergütungen für die zusätzlichen WEA-Einspeisemengen (sowie des WEA-Bestandes Ende 2003 und der sonstigen Erneuerbaren Energien) führen zu einer direkten Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher (reine Energiekomponente), da die Vergütungssätze über dem Durchschnittspreis auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt liegen.

Für die Preise auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt und auf dem Regelenenergiemarkt wird von einer (System-)Grenzkostenpreisbildung ausgegangen, die einen wettbewerblichen Marktmechanismus voraussetzt und Knappheitssignale durch entsprechende Preise widerspiegelt. Für einen wettbewerblich organisierten Großhandelsmarkt, wie er in der EU durch die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes für Strom existiert, ist dieses die adäquate Preisbildungsannahme.⁵⁴ Im Gegensatz zum tatsächlichen deutschen Stromerzeugungsmarkt wird im Rahmen dieser Untersuchung implizit von einem Kapazitätsmarkt ausgegangen (siehe Modellbeschreibung im Anhang A des Teil 3), um ein konstantes Niveau der Versorgungssicherheit simulieren zu können. Dieses ist bei der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt zu berücksichtigen. Im Falle eines Kapazitätsmarktes erhalten alle Kraftwerke, die ihre Leistung (für einen festgelegten Zeitraum) als verfügbar anbieten, einen Kapazitätspreis, der sich aus

⁵⁴ Zur Methodik einer Systemgrenzkostenbildung in einem vereinfachten Beispiel unter Berücksichtigung von Interdependenzen zwischen dem Regelenenergiemarkt und dem regulären Strommarkt siehe z.B. Kirshen, D.S. / Strbac, G. (2004), Chapter 5.

dem Knappheitssignal bezüglich der vorhandenen Kapazitäten ergibt. Insgesamt bedeutet eine (System-)Grenzkostenpreissetzung, dass Kraftwerksbetreiber (von Kraftwerksneubauten) entsprechend ihrer Investitions-, Finanzierungs- und Brennstoffkosten Erlöse auf den Märkten erzielen können, die diese Kosten über den Abschreibungszeitraum decken.

In Deutschland erhalten Kraftwerke nur einen Leistungspreis auf dem Regelenergiemarkt. Um die modellgestützt ermittelten Preise mit den heutigen Preisen vergleichbar zu machen, wurden die Erlöse auf dem Kapazitätsmarkt auf die Preise auf dem Großhandelsmarkt, auf dem ausschließlich Energie bezahlt wird, und die Preise auf dem Regelenergiemarkt umgerechnet. Während dieses die Kostenaufteilung zwischen dem Regelenergiemarkt und dem regulären Stromgroßhandelsmarkt verzerren kann, sind die Auswirkungen auf die von den Verbrauchern insgesamt zu zahlenden durchschnittlichen Preise identisch.

Wie bei den Kostenbetrachtungen werden auch in diesem Abschnitt die Auswirkungen der zusätzlichen WEA-Einspeisemengen ermittelt. Zur Berechnung der Erhöhung werden die Unterschiede der jeweiligen Strombezugskosten für Letztverbraucher für den Fall des weiteren Ausbaus der Windenergie und einer konstanten WEA-Einspeisung auf Basis des Anlagenbestandes 2003 ermittelt. Die WEA-Einspeisemengen auf Basis des Anlagenbestands 2003 sowie die Einspeisung auf Basis anderer Erneuerbarer Energien, die gemäß EEG feste Einspeisevergütungen erhalten, führen ebenfalls zu Erhöhungen der Strombezugskosten für Letztverbraucher, da die jeweiligen Einspeisevergütungen deutlich über den Strompreisen auf dem Wettbewerbsmarkt liegen. Eine exakte Quantifizierung ist auf Basis der angewendeten Methodik (Szenarienrechnungen mit und ohne weiteren Ausbau der Windenergie) nicht möglich, da in beiden Szenarien – sowohl mit als auch ohne Ausbau der Windenergie – von einem Ausbau der anderen Erneuerbaren Energien ausgegangen wird. Um eine Indikation für die Gesamtkosten der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erhalten, wird ergänzend eine Abschätzung der insgesamt durch die Stromverbraucher zu zahlenden Kosten der Förderung der zusätzlichen WEA-Einspeisung, des WEA-Bestandes und der anderen Erneuerbaren Energien durch einen Vergleich des durchschnittlichen Strompreises auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt und der spezifischen Strombezugskosten unter Berücksichtigung der Förderung der Erneuerbaren Energien ermittelt. Strompreiserhöhungen die aus einem notwendigen Netzausbau sowie zusätzlichen Netzverlusten bei Ausbau der Windenergie resultieren, werden bei den Berechnungen der Erhöhung der Strombezugskosten nicht berücksichtigt.

Für die Prognosejahre 2007, 2010 und 2015 ergeben sich die in Tabelle 14-24 dargestellten Großhandelspreise für die drei Brennstoffpreisszenarien jeweils mit und ohne Ausbau der Windenergie.

Die Preise liegen im Jahr 2007 je nach Brennstoffpreisszenario zwischen ca. 31 und 34,5 €(2003) je MWh und steigen bis 2015 auf etwa 35 bis 45 €(2003) je MWh. Während die Preise entscheidend von den Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffpreise (inklusive CO₂-Zertifikatskosten) abhängen, ist zugleich festzustellen, dass der Ausbau der Windenergie ebenfalls zu einer Preiserhöhung (gegenüber einer konstanten WEA-Einspeisung auf Basis der WEA Ende des Jahres 2003) führt. Die Preise liegen bei Ausbau der Windenergie im Jahre 2015 zwischen 0,6 und 0,8 €(2003) je MWh höher.

Tabelle 14-24: Durchschnittliche Preise auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt*; 2007 – 2015 in €(2003)/MWh

	Durchschnittliche Strompreise auf dem Wettbewerbsmarkt					
	2007		2010		2015	
	WEA-Zubau	WEA 2003	WEA-Zubau	WEA 2003	WEA-Zubau	WEA 2003
Basisszenario	31,0	30,9	33,1	32,1	35,9	35,3
Basisszenario + CO₂	34,8	34,7	39,7	39,5	42,3	41,6
Alternativszenario	34,5	34,5	42,2	41,4	45,4	44,6

* Mengengewichteter Durchschnittspreis auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt unter Berücksichtigung von Regelenergiekosten ohne Berücksichtigung von Netzentgelten, Vertriebsmargen, Strom- und Mehrwertsteuer etc.

Diese Großhandelspreise müssen für Strombezug vom wettbewerblichen Großhandelsmarkt gezahlt werden. Für EEG-Strom ist die jeweilige durchschnittliche Einspeisevergütung zu zahlen.

Tabelle 14-25: Durchschnittliche EEG-Einspeisevergütungen mit und ohne Ausbau der Windenergie; 2007 - 2015 in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015
mit weiterem Ausbau der Windenergie	87,6	83,9	78,8
ohne weiteren Ausbau der Windenergie	90,0	90,3	88,7

Sowohl mit einem Ausbau der Windenergie als auch ohne Ausbau der Windenergie sinken die durchschnittlichen Einspeisevergütungen für EEG-Strom. Da die Windenergie im Vergleich zum Durchschnitt der anderen Erneuerbaren Energien nach dem EEG mit einem geringeren Vergütungssatz gefördert wird, liegen die durchschnittlichen Einspeisevergütungen im Ausbauszenario gegenüber dem Szenario ohne WEA-Ausbau bereits 2007 um mehr als 2 €(2003)/MWh niedriger. Im Jahr 2015 steigt dieser Unterschied bis auf fast 10 €(2003)/MWh.

Unter Berücksichtigung der jeweils durch Kraftwerke auf dem wettbewerblichen Strommarkt, durch WEA und durch andere EEG-geförderten Erneuerbaren Energien erzeugten Strommengen wurde für die Prognosejahre 2007, 2010 und 2015 für alle Szenarien die gesamten Bezugskosten [Produkt aus Preis und Menge] für Strom (Energiekomponenten ohne Netzentgelte, Steuern, Konzessionsabgabe, Vertriebsmargen etc.) ermittelt, die sich aus den absoluten Bezugskosten von Strom für Endverbraucher auf dem Wettbewerbsmarkt (regulärer Strommarkt einschließlich Regelenergiemarkt) als Produkt von bezogener Strommenge vom und durchschnittlichen Preis auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt, den Kosten der Förderung sonstiger Erneuerbaren Energien und den Kosten der Förderung der WEA-Einspeisung zusammensetzen (Tabelle 14-26).

Tabelle 14-26: Absolute Strombezugskosten (reine Energiekomponente) in den Szenarien – Angaben in Mio. €(2003)

	Basisszenario								
	2007			2010			2015		
	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz
Kosten auf dem Großhandelsmarkt	15456	15834	-379	15813	16452	-639	16005	17642	-1637
Kosten der Förderung von sonstige EE	1346	1346	0	1667	1667	0	2911	2911	0
Kosten der Förderung der Windenergie	3066	1992	1075	4550	1879	2671	5388	1676	3712
Gesamt	19868	19172	696	22030	19998	2032	24304	22229	2075
	Basisszenario + CO2								
	2007			2010			2015		
	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz
Kosten auf dem Großhandelsmarkt	17347	17766	-418	18996	20249	-1253	18874	20804	-1930
Kosten der Förderung von sonstige EE	1346	1346	0	1667	1667	0	2911	2911	0
Kosten der Förderung der Windenergie	3066	1992	1075	4550	1879	2671	5388	1676	3712
Gesamt	21759	21103	656	25213	23795	1418	27173	25391	1782
	Alternativszenario								
	2007			2010			2015		
	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz
Kosten auf dem Großhandelsmarkt	17198	17663	-465	20191	21238	-1048	20252	22288	-2036
Kosten der Förderung von sonstige EE	1346	1346	0	1667	1667	0	2911	2911	0
Kosten der Förderung der Windenergie	3066	1992	1075	4550	1879	2671	5388	1676	3712
Gesamt	21610	21001	609	26408	24784	1624	28551	26875	1676

Während die Bezugskosten vom wettbewerblichen Großhandelsmarkt bei Ausbau der Windkraft sinken, da die Strombezugsmengen vom Wettbewerbsmarkt entsprechend der Erhöhung der WEA-Einspeisung abnehmen, wird diese durch die höheren Vergütungen für Erneuerbare Energien bei Ausbau der Windenergie in allen Szenarien überkompensiert. Die Erhöhung der Strombezugskosten bei Ausbau der Windenergie für Letztverbraucher nimmt im Zeitverlauf in allen Szenarien deutlich zu, da einerseits die Vergütungen der zusätzlichen Windstrommenge steigen, zum anderen die Auswirkungen der Integration der volatilen und stochastischen Windstromeinspeisung einen Anstieg des durchschnittlichen Strompreis auf dem Wettbewerbsmarkt verursachen. Je nach Szenario liegen die absoluten Strombezugskosten bei einem weiteren Ausbau der Windenergie im Jahr 2007 zwischen rund 600 und knapp

700 Mio.€(2003) über den Strombezugskosten im Fall eines Ausbauendes 2003. Bis 2015 steigt dieser Wert auf knapp 1.700 Mio.€(2003) im *Alternativszenario* und bis auf über 2.000 Mio.€(2003) im *Basisszenario*.

Nach den Regelungen des EEG werden ausschließlich Letztverbraucher, die Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung beziehen, mit den Mehrkosten, die aus der Förderung der Erneuerbaren Energien resultieren, belastet. Im Jahre 2003 betrug diese Bezugsgröße 478 TWh, was rund 88 % des gesamten Endverbrauchs an Strom einschließlich Netzverlusten entsprach. Für die Zukunft wird dieser Anteil fortgeschrieben, so dass sich der in Tabelle 14-27 dargestellte Letztverbrauch aus dem Netz der öffentlichen Versorgung ergibt.

Tabelle 14-27: Letztverbrauch aus dem Netz der öffentlichen Versorgung; 2007 – 2015 in TWh

	2007	2010	2015
	in TWh		
Gesamter Endstromverbrauch inklusive Netzverluste	549,2	552,3	552,3
Letztverbrauch (öffentliche Versorgung)	481,7	484,5	484,5
	nach Herkunft des Stroms im WEA-Ausbauszenario		
davon Strombezug vom wettbewerblichen Großhandelsmarkt	431,3	410,4	379,1
davon EEG Strom	50,4	74,1	105,4
	nach Verbrauchergruppen		
Strombezug der privilegierten Verbraucher	57,7	58,1	58,1
davon privilegierter Verbrauch	56,1	56,4	56,4
Strombezug der nicht privilegierten Verbraucher	425,6	428,0	428,0

Durchschnittliche Erhöhung der Strombezugskosten durch Ausbau der Windenergie

Unter Berücksichtigung der bezogenen Strommengen vom Wettbewerbsmarkt und der EEG-Mengen sowie der Strompreise auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt und der durchschnittlichen Einspeisevergütungen mit und ohne Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Windkraft ergeben sich die in Tabelle 14-28 dargestellten durchschnittlichen Strombezugskosten (reine Energiekomponente) für Letztverbraucher (öffentliche Versorgung) in den drei Brennstoffpreisszenarien.

Tabelle 14-28: Durchschnittliche Strombezugskosten* (reine Energiekomponente) für Letztverbraucher (öffentliche Versorgung) in €(2003)/MWh

	2007		2010		2015	
	WEA-Zubau	WEA 2003	WEA-Zubau	WEA 2003	WEA-Zubau	WEA 2003
Basisszenario	36,9	35,5	40,8	36,8	45,2	41,0
Basisszenario + CO₂	40,3	38,9	46,5	43,6	50,2	46,6
Alternativszenario	40,0	38,8	48,6	45,4	52,6	49,3

* Die durchschnittliche Strombezugskosten sind hier als Kosten des Bezugs der reinen Energie(komponente) für Letztverbraucher je MWh ohne Berücksichtigung von Netzentgelten, Vertriebsmargen, Strom- und Mehrwertsteuer etc. definiert. Sie ergeben sich als mit den jeweiligen Bezugsmengen gewichteten Strompreisen auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt und den durchschnittlichen EEG-Einspeisevergütungen.

Der Unterschied zwischen den jeweiligen Bezugskosten mit Ausbau der Windenergie (WEA-Zubau) und einer konstanten WEA-Einspeisung auf Basis des WEA-Bestandes 2003 (WEA 2003) entspricht den ausschließlich durch den Ausbau der Windenergie induzierten durchschnittlichen Erhöhungen der Strombezugskosten für Letztverbraucher. Diese liegen im Jahr 2007 bei einer zusätzlichen WEA-Einspeisung von ca. 13 TWh bei etwa 1,3 €(2003) je MWh und steigen bis zum Jahr 2015 bei einer zusätzlichen WEA-Einspeisung von rund 54 TWh je nach Brennstoffpreisentwicklung auf 3,3 bis 4,2 €(2003) je MWh (Tabelle 14-29).

Tabelle 14-29: Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher (öffentliche Versorgung) durch Ausbau der Windenergie in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015
Basisszenario	1,4	4,1	4,2
Basisszenario + CO₂	1,3	2,9	3,6
Alternativszenario	1,3	3,2	3,3

Unter Berücksichtigung von § 16 EEG (sogenannte Härtefallregelung) haben Letztverbraucher mit einem Stromverbrauch von über 10 GWh/a und einem Anteil der Stromkosten an der Brutto-Wertschöpfung von über 15 % (sog. privilegierte Verbraucher) nur einen begrenzten Teil der Strompreiserhöhungen, die sich durch die Förderung Erneuerbarer Energien ergeben, zu tragen. Nach Auskunft des VDN wird der Stromverbrauch von privilegierten Letztverbrauchern 2005 etwa 57,7 TWh betragen. Davon sind 56,1 TWh sog. privilegierter Verbrauch⁵⁵,

⁵⁵ Nach § 16 Abs.4 Satz 3 wird bei privilegierten Stromverbrauchern mit einem Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh/a oder einem Anteil der Strombezugskosten an der Brutto-Wertschöpfung von 15 % bis 20 % nur 90 % des Stromverbrauchs durch die Härtefallregelung entlastet.

der unter Berücksichtigung von § 16 Abs.4 Satz 3 durch die EEG-bedingten Erhöhungen der Strombezugskosten geringer zu belasten ist.

Nach § 16 Abs. 4 Satz 1 und 2 wird an die privilegierten Letztverbraucher eine EEG-Strommenge weitergereicht, so dass diese mit 0,5 €/MWh belastet werden. Dieses gilt allerdings nur, wenn die Förderkosten (durchschnittliche Einspeisevergütungen mal Einspeisemenge), die die übrigen Letztverbraucher zu zahlen haben, durch diese Regelung nicht um mehr als 10 % steigen. Da dieses bei den unterstellten Mengen an privilegiertem Letztverbrauch und den EEG-Einspeisevergütungen der Fall ist, müssen die privilegierten Verbraucher eine Kostenbelastung übernehmen, so dass die Steigerung der Kostenübernahme durch die Härtefallregelung für die nicht privilegierten Verbraucher exakt 10 % beträgt.

Auf Basis dieser Regelungen werden die nicht privilegierten und die privilegierten Verbraucher durch die zusätzliche WEA-Einspeisung, wie in Tabelle 14-30 dargestellt, belastet.

Tabelle 14-30: Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher durch Ausbau der Windenergie in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	nicht privilegierte Verbraucher			privilegierte Verbraucher		
Basisszenario	1,6	4,4	4,6	0,4	1,8	1,5
Basisszenario + CO₂	1,5	3,2	3,9	0,4	1,0	1,5
Alternativszenario	1,4	3,5	3,6	0,3	1,5	1,5

Die Härtefallregelung führt dazu, dass die Erhöhungen der Belastungen für nicht privilegierten Verbraucher durch die zusätzlichen WEA-Einspeisung mit ca. 0,2 €(2003) je MWh im Jahr 2007 und mit rund 0,3 €(2003) je MWh im Jahre 2015 moderat steigen. Die Übernahme von Förderkosten für die zusätzliche WEA-Einspeisung durch privilegierte Verbraucher nimmt im Vergleich zu der durchschnittlichen Belastung über alle Letztverbraucher hingegen deutlich ab.

Durchschnittliche Erhöhung der Strombezugskosten durch gesamte Förderung der Erneuerbaren Energien

Als Indikator für die Steigerung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher auf Grund des gesamten Fördervolumens der Erneuerbaren Energien in den Prognosejahren kann der Unterschied zwischen den durchschnittlichen Strompreisen auf dem Wettbewerbsmarkt (ohne WEA-Ausbau) und den durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher (mit WEA-Ausbau) herangezogen werden. Dieses stellt den unteren Rand der Erhöhungen dar, da die indirekten Kosten, die aus der Förderung der anderen erneuerbaren Energien und der Windenergie des Anlagenbestandes Ende 2003 im konventionellen Kraftwerkspark resultieren, nicht berücksichtigt sind. Strompreissteigerungen auf dem wettbewerblichen Großhandelsmarkt im Szenario ‚WEA 2003‘, die z.B. bereits aus zusätzlichen Regenergiekosten und einer Kostenerhöhung durch eine weitere Verschlechterung der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden, residualen Lastdauerkurve resultieren, sind folglich nicht enthalten. Vielmehr werden den Einspeisevergütungen der Stromerzeugung des

WEA-Bestandes Ende 2003 und der anderen Erneuerbaren Energien der durchschnittliche Preis auf dem wettbewerblichen Großhandelspreis entgegengerechnet. Die aus der gesamten Förderung der Erneuerbaren Energien resultierenden Erhöhungen der durchschnittlichen Strombezugskosten liegen im Durchschnitt über alle Letztverbraucher bei 5,5 bis 6 €(2003) je MWh für Letztverbraucher im Jahre 2007 bei einer EEG-Stromerzeugungsmenge von 65 TWh und steigen bis 2015 je nach Brennstoffpreisszenario auf etwa 8 bis 10 €(2003) je MWh bei einer EEG-Stromerzeugungsmenge von fast 120 TWh (Tabelle 14-31).

Tabelle 14-31: Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für Letztverbraucher durch gesamte Förderung Erneuerbarer Energien [bei Ausbau der Windenergie] in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015
Basisszenario	6,0	8,8	9,9
Basisszenario + CO₂	5,6	7,0	8,6
Alternativszenario	5,5	7,2	8,1

Die Belastungen der privilegierten Letztverbraucher liegt durch die Härtefallregelung deutlich unter den durchschnittlichen – durch die gesamte Förderung der Erneuerbaren Energien induzierten – Preiserhöhungen der Letztverbraucher. Da der sog. 10 %-Deckel überschritten wird liegt die verbleibende Belastung allerdings höher als 0,5 €/MWh. Die durch die Förderung der Erneuerbaren Energien verursachten Preiserhöhungen für privilegierte Letztverbraucher liegen bei ca. 1,6 €(2003)/MWh im Jahr 2007 und damit deutlich unter der durchschnittlichen Belastung. Dieser Wert steigt bis 2015 allerdings auf immerhin etwa 3 €(2003)/MWh an und beträgt dann etwa einem Drittel der durchschnittlichen Belastung von Letztverbrauchern (Tabelle 14-32).

Tabelle 14-32: Erhöhung der durchschnittlichen Strombezugskosten für privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher durch gesamte Förderung Erneuerbarer Energien [bei Ausbau der Windenergie] in €(2003)/MWh

	2007	2010	2015	2007	2010	2015
	nicht privilegierte Verbraucher			privilegierte Verbraucher		
Basisszenario	6,6	9,6	10,8	1,6	3,1	3,1
Basisszenario + CO₂	6,2	7,7	9,4	1,6	2,0	2,8
Alternativszenario	6,1	7,8	8,8	1,5	2,5	2,7

15 Ausblick

Der Ausbau der Windenergie bis zum Jahre 2015, der im Rahmen dieser Studie untersucht wurde, hat erhebliche Auswirkungen auf die Anforderungen an das Elektrizitätserzeugungssystem in Deutschland. Die entsprechenden energiewirtschaftlichen Auswirkungen wurden in den bisherigen Abschnitten detailliert dargestellt.

Das ursprünglich zu untersuchende Ausbauszenario der Windenergie bis zum Jahr 2020 (siehe Teil 1 der Studie) mit einer installierten WEA-Leistung von mehr als 48 GW hat sich unter den gegebenen Randbedingungen aus technischen Gründen als nicht realisierbar herausgestellt, da sich bei hohen Einspeiseniveaus der Windenergie Situationen ergeben in denen die Netzlast in Deutschland geringer als die Windenergieeinspeisung wäre. Auch unter Berücksichtigung der derzeitigen Möglichkeiten des Exports und der Verbrauchsmöglichkeiten der Pumpspeicher wäre in zahlreichen Stunden des Jahres nicht ausreichend konventionelle Kraftwerksleistung am Netz, die negative Regelleistung bereitstellen kann. Daher kann unter der Annahme eines konstanten Niveaus der Versorgungssicherheit und den Annahmen zu sonstigen Randbedingungen eine WEA-Leistung von 48 GW nicht in das deutsche Elektrizitätssystem integriert werden.⁵⁶

Die zunehmenden Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland durch den weiteren Ausbau der Windenergie könnten grundsätzlich einerseits durch eine Verstärkung der Übertragungsmöglichkeiten zu den Nachbarländern⁵⁷ und zum anderen durch gegenläufige Entwicklungen in Deutschland zum Teil kompensiert werden.⁵⁸ Lastmanagement, neue Speichertechnologien und das Konzept des virtuellen Kraftwerks können einen Beitrag zur Integration der Stromerzeugung von Erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen in das Elektrizitätssystem leisten.⁵⁹ Abgesehen von wenigen stromintensiven Industrien, die inzwischen direkt auf Strompreisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt mit einer zeitlichen Optimierung ihres Strombezugs reagieren, ist die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage bisher äußerst gering. D. h. die Stromverbraucher passen ihren Verbrauch nicht den Knappheitssignalen auf dem Großhandelsmarkt an. Systemdienstleistungen, wie Regelleistung, werden ebenfalls nur von einigen wenigen Verbrauchern angeboten.

⁵⁶ Zur Problematik einer solch hohen installierten WEA-Leistung auf die Netzstabilität siehe Teil 2 dieser Studie.

⁵⁷ Die Möglichkeit der Nutzung eines Ausbaus der Übertragungsmöglichkeiten zu den Nachbarländern ist mit dem Problem verbunden, dass auch in den anderen Ländern ein Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, die Anforderungen an die jeweiligen Elektrizitätssysteme erhöht. Inwieweit somit Flexibilitäten in ausländischen Elektrizitätssystemen für eine Integration der Windenergie in Deutschland genutzt werden könnte, würde eine umfangreiche Betrachtung des gesamten europäischen Elektrizitätserzeugungssystems erforderlich machen. Daher beziehen sich die folgenden Ausführungen auf Möglichkeiten, die in Deutschland zur Verfügung stehen.

⁵⁸ Die Ausführungen gelten sowohl für den Fall eines weiteren Ausbaus der Windenergie als auch bei einem Ausbauende. Da die Anforderungen bei einem weiteren Ausbau zusätzlich steigen, erhöht sich die Notwendigkeit Flexibilitäten zum Ausgleich der volatilen und stochastischen Windenergieerzeugung außerhalb des konventionellen Kraftwerksparks zu integrieren. Dieses führt ceteris paribus zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der im Folgenden beschriebenen Optionen bei Ausbau der Windenergie.

Eine Erhöhung der kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage bei einem Teil der Verbraucher kann potentiell zu Kosteneinsparungen in der Stromerzeugung führen und die Integration eines hohen Anteils Windenergie an der Stromerzeugung erleichtern. Die installierte Leistung des Kraftwerksparks müsste zukünftig nicht mehr auf die ohne Nachfragereaktionen zu erwartende Jahreshöchstlast (bei besonders kalten Temperaturen und einer starken Konjunktur) ausgelegt werden. Die Preisreaktion der Nachfrage würde in diesen Fällen, in denen zugleich die Preise auf dem Großhandelsmarkt auf einem hohen Niveau sind, zu einer entsprechenden Lastsenkung führen.

Eine Erhöhung der kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage kann in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt nur durch entsprechende Anreize erreicht werden. Viele Verbraucher, insbesondere Haushaltskunden, haben zurzeit keine wirtschaftlichen Anreize, auf hohe Strompreise auf den Großhandelsmärkten zu reagieren, da sie einen zeitunabhängigen Preis für ihren Strombezug bezahlen. Nur wenige große industrielle Verbraucher haben in Deutschland zeitabhängige Tarife⁶⁰ (sog. „time of use tariffs“), die zwar unterschiedliche Preise in Abhängigkeit der Tageszeit und/oder des Wochentags beinhalten, allerdings keine direkte Kopplung an die tatsächlichen Preise und somit Knappheitssignale am Stromgroßhandelsmarkt garantieren. Eine Echtzeitbepreisung (sog. „real time pricing“) ist in Deutschland auch bei großen industriellen Stromverbrauchern bisher nicht weit verbreitet. Nur wenige stromintensive Industrien beziehen ihren Strom direkt vom Großhandelsmarkt. Eine Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage setzt folglich einen zunehmenden Anteil von Verbrauchern voraus, deren Strompreis direkt an den Großhandelspreis gekoppelt ist.⁶¹

Die Schaffung von entsprechenden Anreizen setzt Mess-, Informations- und Kommunikationsmöglichkeiten voraus. Dieses ist mit Investitionskosten verbunden, die insbesondere für Verbraucher mit einer geringen Abnahmemenge prohibitiv sein können. Zudem ist gerade im Bereich der privaten Haushalte Elektrizität ein ‚low interest product‘, so dass mögliche Kostenreduktionen nur einen geringen Anreiz bieten. Daher wird auch in Zukunft die Erhöhung der (kurzfristigen) Preiselastizität der Nachfrage im Wesentlichen durch industrielle und gewerbliche Stromabnehmer bestimmt sein, die durch eine Verbesserung der Mess-, Kommunikations- und Informationsmethoden aktiv in den Strommarkt einbezogen werden können. Auch in diesen Bereichen sind allerdings die Möglichkeiten von kurzfristigen Lastabsenkungen und Lasterhöhungen begrenzt, da Elektrizität als Produktionsfaktor an Nutzungen gebunden ist, die massiv von den alltäglichen Gewohnheiten und von der Tageszeit, vom Wochentag und von der Jahreszeit abhängen.⁶² Eine Erhöhung der Reaktion der Nachfrage ist daher

⁵⁹ Siehe z.B. Schmid, J. (2001).

⁶⁰ Eine weitere Ausnahme sind Nachttarife für Heizstrom, der allerdings aufgrund der insgesamt schlechten Energieausnutzung und hohen Kosten an Bedeutung verliert.

⁶¹ Kirschen, D.S. (2003): Demand-Side View of Electricity Markets; in: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2.

⁶² So wird in der Regel die Nutzung von Elektrizität zur Beleuchtung von der Tageszeit, zu Heizzwecken von der Außentemperatur und zum Betrieb von elektrischen Geräten und Maschinen in der Industrie von den Arbeitszeiten der Unternehmen abhängen.

von gewissen Möglichkeiten der Speicherung abhängig. Diese können insbesondere beim Einsatz von Strom zu Heiz- und Kühlzwecken vorhanden sein, bei denen über kurze Zeiträume eine gewisse Trägheit bei der Anpassung der Temperatur an die Außentemperatur vorhanden ist.

Neben der kurzfristigen Anpassung der Nachfrage als Reaktion auf Großhandelspreise kann die Nachfrageseite grundsätzlich im Bereich der Systemdienstleistungen, insbesondere der Vorhaltung von positiver und negativer Regelenergie, aktiv genutzt werden. Die wirtschaftlichen Vorteile bieten sich primär Großverbrauchern, die über kurze Zeiträume einen Teil ihrer Bezugsleistung verringern können, bzw. in der Lage sind kurzfristig einen höheren Strombezug wirtschaftlich zu verwerten.

Lastmanagement kann somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zu einer Vergleichmäßigung der zyklischen Stromnachfrage sowie zur Versorgungsqualität leisten. Dieses kann sowohl zu Effizienzgewinnen im Elektrizitätsmarkt führen als auch als Möglichkeit genutzt werden, eine steigende Volatilität der durch den konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden, residualen Last und die Erhöhung der Regel- und Reserveenergieanforderungen, die durch eine zunehmende Integration von sog. ‚non dispatchable‘- Technologien verursacht werden, abzufedern.

Als eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der zukünftigen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark kommen neue Speichertechnologien in Betracht. Stromspeicherung ist eine ökonomische Entscheidung. Verfügbare Speichertechnologien können je nach Anwendungsform diverse Nutzen für das Elektrizitätssystem erbringen (Tabelle 15-1).

Tabelle 15-1: Anwendungsmöglichkeiten von Speichertechnologien

Anwendungsmöglichkeiten	Zentrale Lösung	Insellösung
Intertemporale Arbitrage ("peak shaver")	x	
Verringerung von Übertragungsverlusten	x	
Vermeidung von Netzausbauten	x	
Reservekapazität	x	x
Spannungs- und Frequenzhaltung (Systemdienstleistung)	x	
Saisonale/Tägliche Speicherung von Strom aus dargebotsabhängiger Erzeugung	x	x
Unterbrechungsfreie Stromversorgung	x	x
"Power Quality Management"	x	

Neben den bereits „etablierten“ Pumpspeicherwasserkraftwerken sind heute auch weitere Speichertechnologien, wie Batterien, Schwungräder („Flywheels“), Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage), sog. Supercapacitors oder auch eine Kombination aus Wasserstoff und Brennstoffzelle, technisch verfügbar. Batterien, Supercapacitors und Schwungräder sind ausschließlich für geringe Speichermengen und Schwungräder zusätzlich nur für kürzere Speicherzeiten geeignet und verhältnismäßig teuer.⁶³ Die heute noch wirt-

⁶³ Eine Übersicht von unterschiedlichen Speichertechnologien geben Makansi, J./Abboud, J. (2002).

schaftlichste Form der Stromspeicherung ist die Speicherung von Strom mittels Pumpspeicherkraftwerken. Auf Grund des hohen Flächenbedarfs, der Anforderungen an geeignete Standorte in Bezug auf Höhenprofil und Bodenbeschaffenheit und aufgrund der immensen Auswirkungen auf Umwelt und Natur sind die Möglichkeiten des Ausbaus von Pumpspeicherkapazitäten begrenzt. In Deutschland ist ein Neubau von Pumpspeicherkraftwerken nicht zu erwarten, da geeignete Standorte bereits ausgenutzt sind. Das Neubauprojekt Goldisthal, das noch in den Zeiten vor der Wiedervereinigung geplant worden war und in 2004 mit voller Leistung ans Netz gegangen ist, ist als Ausnahme zu betrachten.

Gegenstand der Forschung sind heute vor allem sowohl diabate als auch adiabate (ohne externe Zufeuerung) Druckluftspeicher sowie die Speicherung mittels Wasserstoff. Während die Speicherung mittels Wasserstoff und die anschließende Umwandlung des Wasserstoffs in Endenergie mit Hilfe von Brennstoffzellen noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt ist, können Druckluftspeicheranlagen bereits heute wirtschaftlich betrieben werden.⁶⁴ Bei Druckluftspeicheranlagen wird Luft in Schwachlastzeiten mit Hilfe eines strombetriebenen Kompressors verdichtet und in eine unterirdische (Salz)-Kaverne eingelagert. Zu Spitzenlastzeiten wird die komprimierte Luft einer Turbine zugeführt und somit bei diabaten Systemen rund 2/3 des Brennstoffes, der sonst zur Kompression benötigt wird, eingespart. Bei adiabaten Systemen mit Luft- und Wärmespeicher kann vollständig auf eine Zufeuerung verzichtet werden, wobei ein Wirkungsgrad von etwa 70 % erreicht wird. Dank des guten Teillastverhaltens und der Flexibilität von Druckluftspeichern kann auf Basis dieser Speichertechnologien zusätzlich Regel- und Reserveenergie bereitgestellt werden. Weitere Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit können von Druckluftspeicherkraftwerken erbracht werden.⁶⁵

Luftspeicherkraftwerke erfordern für den wirtschaftlichen Betrieb eine gewisse Mindestgröße. Grundsätzlich ist eine zentrale Lösung bei Speichertechnologien immer einer dezentralen Lösung vorzuziehen, da so unterschiedliche Schwankungen – wie Schwankungen der Last, Schwankungen der Windenergieerzeugung – ausgeglichen werden können. Dezentrale Lösungen, wie z. B. Speicher zum Ausgleich der Stromeinspeisung eines einzelnen Windparks, können hingegen eine deutlich geringere Auslastung erreichen. Mit der Anlagengröße können zudem in der Regel Skaleneffekte erzielt werden, die zu erheblichen Kostensenkungen führen. Die häufig zitierte Kombination aus Windpark und dezentraler Speicheranlage ist also nur in Ausnahmefällen, z. B. zur Vermeidung von Netzausbaukosten, wirtschaftlich attraktiv.

Trotz zu erwartender Kostenreduktionen und technologischen Verbesserungen ist die wirtschaftliche Anwendbarkeit von Speichertechnologien begrenzt. Hohen Investitionskosten stehen Erlöse gegenüber, die sich ausschließlich aus den Preisunterschieden für Strom über den Tag, die Woche und bei Langzeitspeichern über den Monat und das Jahr ergeben. Dabei sind zudem Wirkungsgradverluste zu berücksichtigen.

⁶⁴ Seit 1978 wird im niedersächsischen Huntorf ein Luftspeicherkraftwerk betrieben. In den USA ist momentan eine Anlage mit einer Leistung von 2700 MW im Bau. Weitere Projekte befinden sich in Planung.

⁶⁵ Zur Technik und Wirtschaftlichkeit von Luftspeicherkraftwerken (CAES-Anlagen) siehe Gatzert (2004).

Die aktive Einbeziehung sämtlicher Stromerzeugungsanlagen in den Strommarkt wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen.⁶⁶ Aufgrund der noch geringen Nutzung von dezentralen Erzeugungsoptionen und Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien werden dezentrale Erzeugungsanlagen⁶⁷ – Wind-, Fotovoltaik-, Brennstoffzellen-, Biomasse- oder Blockheizkraftwerke – überwiegend ohne eine Anbindung an den wettbewerblichen Großhandelsmarkt und die Märkte für Systemdienstleistungen betrieben.

Das Konzept des virtuellen Kraftwerks⁶⁸ zielt auf eine Einbeziehung dieser Stromerzeugungsanlagen in den wettbewerblichen Strommarkt und die Märkte für Systemdienstleistungen durch einen zentralen Steuerungsmechanismus ab. Zu diesem Zweck müssen ähnlich wie beim Lastmanagement entsprechende Mess-, Informations- und Kommunikationstechniken vorhanden sein.

Die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen ist nicht unbegrenzt möglich, da die Fahrweise dieser Anlagen in der Regel von anderen Faktoren, wie der Wärmenachfrage oder Witterungsbedingungen, abhängig ist. Für den Fall ausreichender Stromerzeugungsmöglichkeiten durch konventionelle Kraftwerke ist eine flexible Anpassung bei diesen Kraftwerken, die auf die Fahrweise im Lastfolgebetrieb und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen explizit ausgelegt sind, deutlich günstiger. In Situationen in denen sich nicht genügend konventionelle Kraftwerke am Netz befinden, kann das Konzept des virtuellen Kraftwerks hingegen einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität sowie zur Spitzenlastdeckung leisten. Allerdings müssen entsprechende Mess-, Informations- und Kommunikationstechniken zunächst in Fällen erst noch implementiert werden.

Insbesondere für Anlagen mit geringen variablen Kosten und einem hohen Fixkostenanteil ist eine Steuerung der Anlagen in der Regel nicht wirtschaftlich. So sind die Einsparungen der variablen Erzeugungskosten bei Windenergie, die durch eine Reduzierung der Einspeisung erreicht werden können, marginal. Bestehen keine technischen Beschränkungen, ist die Drosselung von anderen Kraftwerken wirtschaftlicher, da Brennstoffkosteneinsparungen etc. möglich sind. Gleiches gilt für die Bereitstellung von positiver Regelleistung. Zur Bereitstellung von positiver Regelleistung durch WEA müssten diese ständig angedrosselt betrieben werden, um im Bedarfsfall entsprechende Energie bereitzustellen. Während bei anderen Kraftwerken Brennstoffkosteneinsparungen möglich wären, verzichten die WEA dadurch auf Stromerzeugung und haben nur marginale Kosteneinsparungen. Zusätzlich besteht die Schwierigkeit, dass im Bedarfsfall tatsächlich ausreichend Wind vorhanden sein muss, um die Erzeugung entsprechend zu erhöhen. Im Fall der negativen Regelleistungsvorhaltung kann ein Beitrag der Windkraftanlagen sinnvoll sein, da der tatsächliche Abruf nur mit einer geringen Wahr-

⁶⁶ Wuppertal Institut (2002), S. 36 f.

⁶⁷ Gleiches gilt für wärmegeführte KWK-Anlagen in der Industrie und Fernwärmeversorgung, die z. T. aufgrund von technischen Restriktionen (nicht flexible Gegendruck-KWK-Anlagen) ausschließlich auf die Deckung der Wärmenachfrage ausgelegt sind.

scheinlichkeit erfolgt und somit nur in wenigen Stunden eine Drosselung auch vorgenommen wird. Grundsätzlich gilt aber auch hier, dass für konventionelle Kraftwerke im Gegensatz zu WEA Brennstoffkosteneinsparungen möglich sind. Daher wird aus wirtschaftlichen Gründen in einem Wettbewerbsmarkt auch negative Regelenergie nur – in Fällen in denen nicht genügend konventionelle Kraftwerke aufgrund einer hohen Einspeisung an Windenergie am Netz sind – aus WEA vorgehalten und abgerufen. Während zumindest bis nach 2010 bei einer Ausstattung der mit entsprechenden Kommunikations-, Mess- und Steuerungsmechanismen die technische Möglichkeit einer Steuerung der Windenergie als möglich angesehen werden kann, ist diese Möglichkeit aus ökonomischer Perspektive nur sinnvoll, wenn nicht ausreichend anderweitige Flexibilitäten im Kraftwerkspark oder auf der Verbrauchsseite vorhanden sind.

Die Beantwortung der Frage, inwieweit die zuvor beschriebenen Optionen die Integration der Windenergie erleichtern bzw. die Integration hoher Anteile Windenergie überhaupt erst ermöglichen, muss weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben. Dieses erfordert detaillierte Untersuchungen zu den Potentialen dieser Alternativen und die damit verbundenen Kosten, die nicht Gegenstand dieser Untersuchung sind. Mit hoher Wahrscheinlichkeit dürften viele dieser Optionen erst nach 2015 in bedeutendem Umfang und zu Kosten verfügbar sein, so dass die Beeinflussung der Ergebnisse im Rahmen dieser Untersuchung nicht erheblich sein dürfte.

⁶⁸ In der Literatur existieren unterschiedliche Definitionen des virtuellen Kraftwerks. Die Reichweite geht von einer zentralen Steuerung mehrerer Brennstoffzellen („virtuelles Brennstoffzellenkraftwerk“) bis zur gemeinsamen zentralen Steuerung von flexiblen Lasten, Elektrizitätsspeichern und dezentralen Erzeugungsanlagen.

Literaturverzeichnis

BfN (2003): Gebietsvorschläge für Meeresschutzgebiete des Bundesamtes für Naturschutz (BfN), veröffentlicht im Internet unter: www.HabitatMareNatura2000.de, Juni 2003.

Bouillon, H. / Machate, R.-D. / Tetzlaff, G. (1989): Leistungseffekt von Windkraftanlagen. Elektrizitätswirtschaft Heft 24; S. 1752-1759.

Boxer-Infodienst (2003): „Pfleiderer trennt sich von Offshore-Aktivitäten“, Tagesmeldung des BOXER-Infodienstes Regenerative Energie vom 16.12.2003.

BTM 2004: „International Wind Energy Development – World Market Update 2003, Forecast 2004-2008“, Hrsg.: BTM Consult ApS, Ringkøbing (Dänemark), März 2004.

Dany, G. / Haubrich, H.-J. / Luther, M. / Berger, F. / von Sengbusch, K. (2003): Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber. Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 9; S. 562-566.

Dany, Gundolf (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Aachener Beiträge zur Energieversorgung Band 71. Klingenberg Verlag.

DEWI (1995): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.1994 - in DEWI-Magazin Nr. 6; Hrsg.: Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Februar 1995, S. 12 ff.].

DEWI (2002): Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2006, 2010 und 2030; Studie des Deutschen Windenergie-Instituts im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH, März 2002.

DEWI (2004): Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2003 - in DEWI-Magazin Nr. 24; Hrsg.: Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Februar 2004.

DEWI (2004a): Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2008, 2012 und 2030; Studie des Deutschen Windenergie-Instituts im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH, März 2004.

DLR/IFEU/WI (2004): „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“, Studie der Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR, Stuttgart), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU, Heidelberg) und Wuppertal Institut (WI, Wuppertal) im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Langfassung, März 2004.

EEG (2000): „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“ vom 29.03.2000 (zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2003), Bundesgesetzblatt (2000) Teil I, S. 305.

EEG-Novelle (2004): „Gesetz zur Neuregelung des rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“ vom 21.07.2004, Bundesgesetzblatt (2004) Teil I, S. 1918.

Erneuerbare Energien (2003): Die Zukunft der Onshore-Standorte in Deutschland? Artikel von J. Millhoff/F. Wigger in: Erneuerbare Energien 11/2003, S. 38 ff.

Erneuerbare Energien (2004): Technik und Marktkonsolidierung, Artikel von B. Johnsen in: Erneuerbare Energien 01/2004, S. 12.

Matzen, C. (2004): Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsanalyse innovativer Speichertechnologien am Beispiel eines adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES). Tagungsband: 8. Symposium Energieinnovation „Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse.“

- ISSET (2005): Zeitreihen der Windeinspeisung und deren statistische Analyse; Sonderuntersuchung im Rahmen der dena-Netzstudie.
- Hartkopf, Th. / Hagenkort, B. (1998): Kapazitätseffekt der Windkraftanlagen in Hessen.
- Hoster, Frank (1996): Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 49. R. Oldenbourg Verlag München.
- Kirschen, D.S. (2003): Demand-Side View of Electricity Markets; in: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2.
- Kirschen, D.S. / Strbac, G. (2004): Fundamentals of Power System Economics; John Wileys & Sons.
- Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2001): Genehmigungsstatus stromproduzierender Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein; Studie der Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE), Juli 2001.
- Makansi, J./Abboud, J. (2002): Energy Storage – The Missing Link in the Electricity Value Chain. Energy Storage Council White Paper.
- Molly, J.P. (1990): Windenergie – Theorie, Anwendung, Messung; Verlag C.F. Müller, Karlsruhe 1990.
- Neue Energie (2003a): Neue Abstandsregelung ein Rückschritt, in: Neue Energie 12/2003, S. 108.
- Neue Energie (2003b): „Eine Frage der Prioritäten – Was geht vor, Schweinswale oder Klimaschutz? Ein Streitgespräch zwischen Sven Teske (Greenpeace) und Frank Musiol (NABU) zum Offshore-Bürgerwindpark Butendiek“, in: „Neue Energie 07/2003“, S. 28ff.
- Neue Energie (2004a): Niedersachsen geht deutlich auf Distanz zur Windkraft, in Neue Energie 01+02/2004, S. 101.
- Neue Energie (2004b): Eine arrangierte Ehe, Artikel von R. Köpke, in: Neue Energie 01+02/2004, S. 68 ff.
- Peek, M./Bartels, M./Gatzen, C. (2004): Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO₂-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2004.
- OFC (2003): Versicherung und Finanzierung von Offshore-Projekten, Kongressbeitrag des Offshore Finance Circle im Rahmen der Fachmesse „Husum Wind 2003“, September 2003.
- Rohrig, K. (2001): Prognoseverfahren zur optimalen Nutzung erneuerbarer Energien, aus: FVS Themen 2001, S. 64-71, ISET, Kassel.
- Schmid, J (2001): Energie und Kommunikation; FVS Themen 2001
- SeeAnIV (1997): „Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung – SeeAnIV)“ vom 23. Januar 1997 (zuletzt geändert durch Gesetz vom 25.03.2002), Bundesgesetzblatt (1997) Teil I, S. 57.
- Staiß, F. (2003): Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03, Hrsg.: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Biebrich-Fachbuchverlag, Radebeul 2003.
- Starrmann, Frank (2000): Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Analyse und Simulation, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2/2000, S. 69-102.

Starrmann, Frank (2001): Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 56. Oldenbourg Industrieverlag.

SW&W (2003): Repowering für den Offshore-Einsatz, Interview mit H. Albers, in: Sonne Wind & Wärme 2/2003, S. 64 ff.

VDEW (2003): Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., VDEW-Presseinfo vom 29.09.2003.

VDEW (2004): Regionale Verteilung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien – Stand 2002, Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., persönliche Mitteilung von T. Böhmer, VDEW Berlin, März 2004.

VDN (2002): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland; VDN, Berlin.

VDN (2003): TransmissionCode 2003, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

WPM (2003): Practice makes perfect in Baltic Sea, Artikel von J. Jackson in: Windpower Monthly, September 2003, S. 75 ff.

Wuppertal Institut (2002): Die technische Entwicklung von Strom- und Gasmärkten.