

4 Oberschwingungsberechnungen Ostsee

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.

Die Impedanz wird für wichtige Schaltanlagen bis zu einer Frequenz von 2500 Hz ausgegeben.

4.1 Voraussetzungen für die Oberschwingungsberechnungen

Die Netzdaten werden um folgende Angaben erweitert:

- Frequenzabhängige Nachbildung des 380-kV-Netzes.
- Frequenzabhängige Modellierung mit Exponentialfunktionen für Freileitungen und Transformatoren.

4.2 Untersuchte Betriebszustände

Entsprechend der durchgeführten Lastflussstudien werden auch die Oberschwingungsberechnungen für folgende Netzzustände untersucht:

5. Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung
 Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,4 \text{ GVA}$; $R/X = 0,097$.
 Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,0 \text{ GVA}$; $R/X = 0,103$.
6. Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung
 Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 12,7 \text{ GVA}$; $R/X = 0,073$.
 Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 11,2 \text{ GVA}$; $R/X = 0,087$.
7. Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung
 Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 8,5 \text{ GVA}$; $R/X = 0,097$.
 Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 7,9 \text{ GVA}$; $R/X = 0,102$.
8. Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung
 Lubmin 380 kV: $S_{kQ}'' = 15,6 \text{ GVA}$; $R/X = 0,059$.
 Bentwisch 380 kV: $S_{kQ}'' = 11,1 \text{ GVA}$; $R/X = 0,086$.

Entscheidend für die Oberschwingungsberechnungen ist nicht der aktuelle Lastzustand, sondern die Topologie des Netzes und die in Betrieb befindlichen Betriebsmittel.

Für die Netzzustände wird der Betrieb aller Windgeneratoren vorausgesetzt. Alle Kompensationsanlagen – einschließlich der beiden AC-Filter in Bentwisch – sind in Betrieb.

4.3 Modellierung der Freileitungen und Transformatoren

Mit Hilfe des Oberschwingungsmoduls des Programmsystems NEPLAN[®] können die Impedanzen an den verschiedenen Knoten des Netzes berechnet werden.

Die Netzdaten, die den Berechnungen zugrunde liegen, entsprechen den Daten für Kurzschlussstromberechnung und Lastflussberechnung.

Die einzelnen Betriebsmittel und Lasten des Netzes werden durch ihre Ersatz-Induktivitäten, -Kapazitäten und -Widerstände repräsentiert. Für Freileitungen werden die Leitungsgleichungen zu Grunde gelegt.

Im Allgemeinen sind alle Widerstände und Induktivitäten der einzelnen Betriebsmittel des Netzes frequenzabhängig. NEPLAN[®] ermöglicht die Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit in Form von Exponentialgleichungen:

$$R(f) = R_n \cdot \left(1 + A_r \cdot \left(\frac{f}{f_n} - 1 \right)^{Br} \right) \quad \text{Gl. 5.1}$$

$$L(f) = L_n \cdot A_l \cdot \left(\frac{f}{f_n} \right)^{Bl} \quad \text{Gl. 5.2}$$

mit

R(f), L(f):	Widerstand, Induktivität bei der Frequenz f
R _n , L _n :	nomineller Wert des Widerstandes, der Induktivität bei nomineller Frequenz des Netzes
A _r , B _r , A _l , B _l :	Faktoren
f:	Frequenz
f _n :	nominelle Frequenz des Netzes

Die Faktoren A_r, B_r, A_l und B_l sind dem Bericht¹ entnommen.

¹ G. Funk, T. Hantel Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel von Drehstromnetzen
etzArchiv, Bd. 9 (1987) H. 11

Tabelle A-4: Faktoren A_r , B_r , A_l and B_l für die Frequenzabhängigkeit der Betriebsmittel

Betriebsmittel	R (f)		L (f)	
	A_r	B_r	A_l	B_l
Transformatoren				
400 kV/150 kV	0.2	1.6	1	0.00
150 kV/33 kV	0.2	1.5	1	-0.03
33 kV/0.695 kV	0.2	1.4	1	-0.02
Freileitungen				
400 kV	0.08	1.1	1	0.00

Für die Windgeneratoren und für die 150-kV-Kabel wird keine Frequenzabhängigkeit berücksichtigt, da für beide Betriebsmittel keine gesicherten Parameter verfügbar waren.

Eine Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der 150-kV-Seekabel wirkt sich dämpfend auf die Oberschwingungsimpedanz. Die vorliegenden Berechnungen sind damit worst case Betrachtungen.

4.4 Netzeinspeisung VE-T

VE-T hat für die Oberschwingungsberechnungen eine Ersatznetzdarstellung für das 380-kV-Netz zur Verfügung gestellt, siehe Abbildung A-72.

Zusätzlich zu der aufgeführten Erweiterung des 380-kV-Netzes werden die AC-Filter und eine zusätzliche Kompensationsspule der HGÜ in Bentwisch in den Netzplan eingefügt. Es handelt sich um zwei identische Filter und eine Drossel, Abbildung A-73.

4.5 Impedanzberechnung ohne Offshore Windparks

Die sich ergebenden Impedanzen der 380-kV-Knoten Bentwisch und Lubmin – ohne Einfluss der Windparks – sind in Abbildung A-74bis Abbildung A-81 für die einzelnen Netzzustände dargestellt.

In den Diagrammen ist auf der y-Achse die Impedanz in Ω , auf der x-Achse die Frequenz von 50 Hz bis 2500 Hz dargestellt.

- Da keine Lasten in der Ersatznetznachbildung enthalten sind, weisen die Impedanzverläufe kaum Dämpfungen auf.
- Es existieren zwei niedrige Parallelresonanzen in der Nähe von $f = 250$ Hz und $f = 350$ Hz für die Knoten Bentwisch und Lubmin. Diese werden vornehmlich durch die Freileitungen, die hohen Kurzschlussbeiträge in Krümmel, Neuenhagen und Wol-

mirstedt und die AC-Filter bestimmt. Damit sind diese Resonanzen relativ unabhängig von dem jeweiligen Netzzustand.

- Der Unterschied zwischen der minimalen und maximalen Kurzschlussleistung des Jahres 2010 ist für Lubmin vornehmlich in der Dämpfung zu finden. Dies gilt auf Grund der großen Änderung des Kurzschlussbeitrages am Knoten Lubmin nicht für das Jahr 2020.
- In den Impedanzverläufen des 380-kV-Knotens Bentwisch ist deutlich die Wirkung der AC-Filter zu erkennen: Die Parallelresonanzen werden ab einer Frequenz von ca. 500 Hz stark gedämpft.

Abbildung A-72: Ersatznetznachbildung 380-kV-Netz

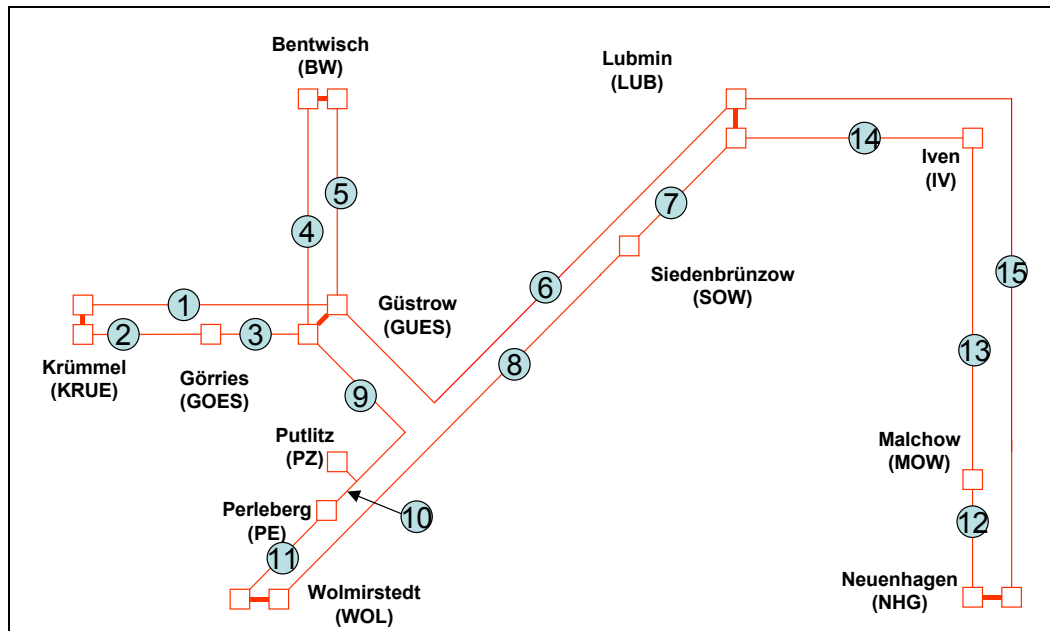


Abbildung A-73: AC Filter in Bentwisch 380 kV

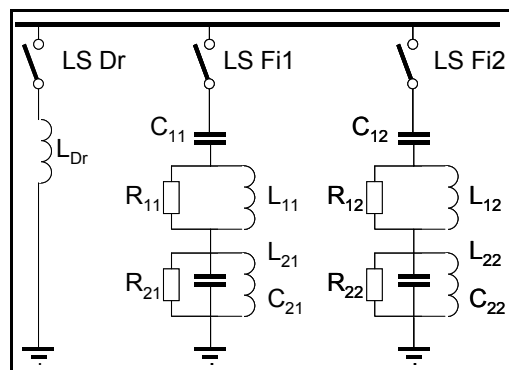


Abbildung A-74: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – min. Kurzschlussleistung 2010

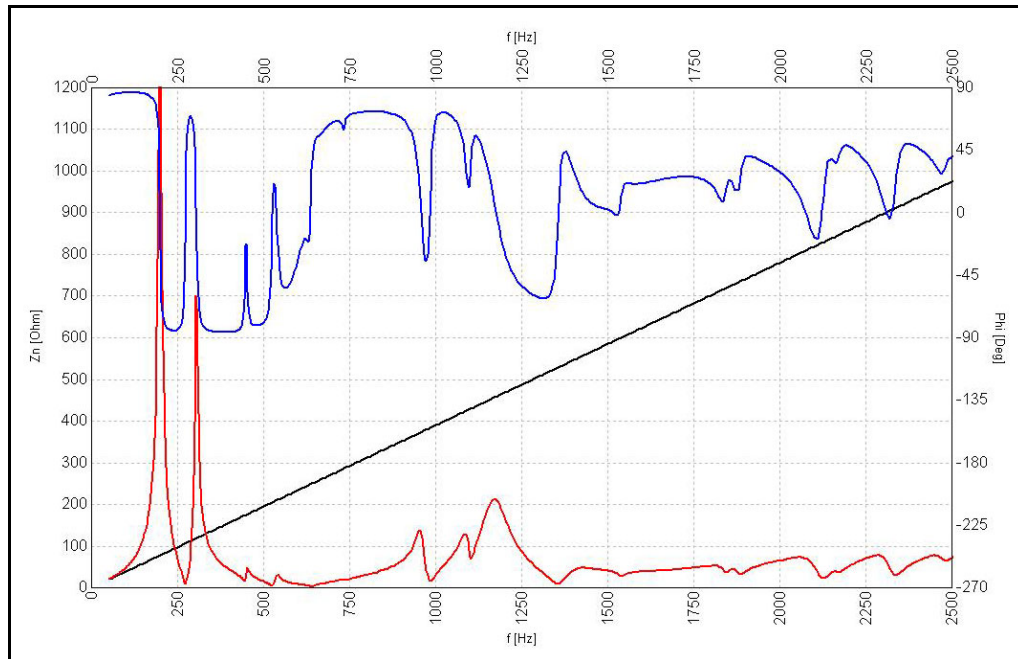


Abbildung A-75: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – max. Kurzschlussleistung 2010

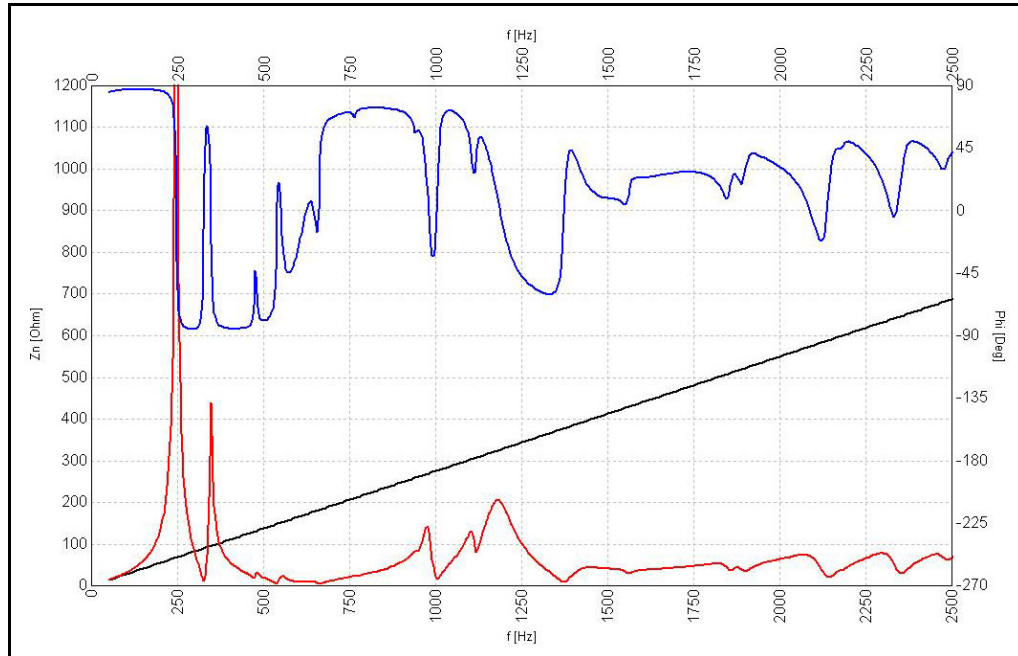


Abbildung A-76: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – min. Kurzschlussleistung 2020

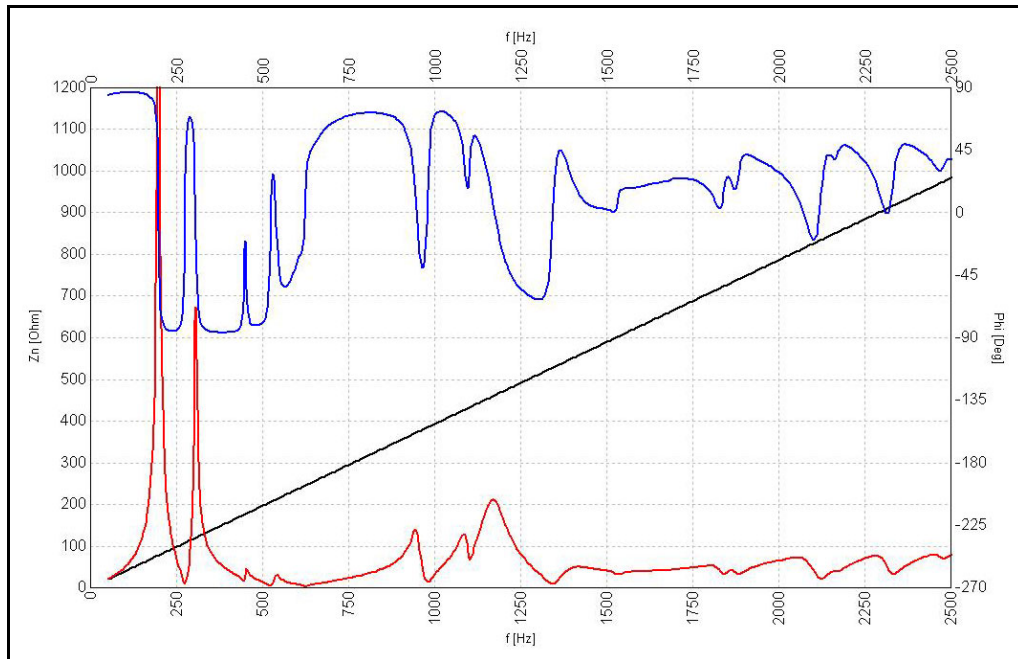


Abbildung A-77: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – max. Kurzschlussleistung 2020

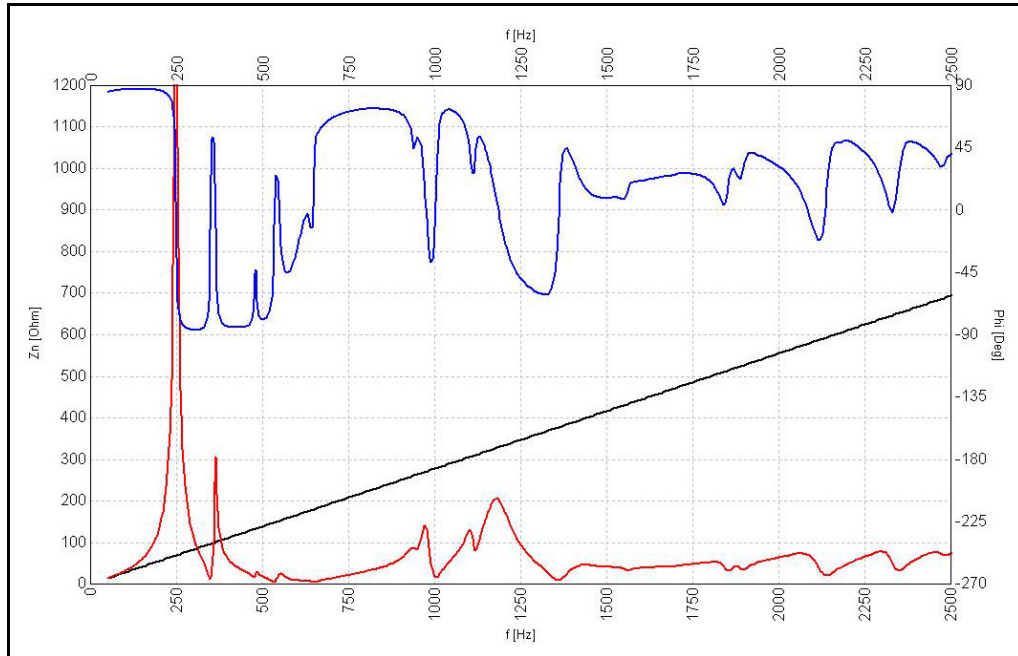


Abbildung A-78: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – min. Kurzschlussleistung 2010

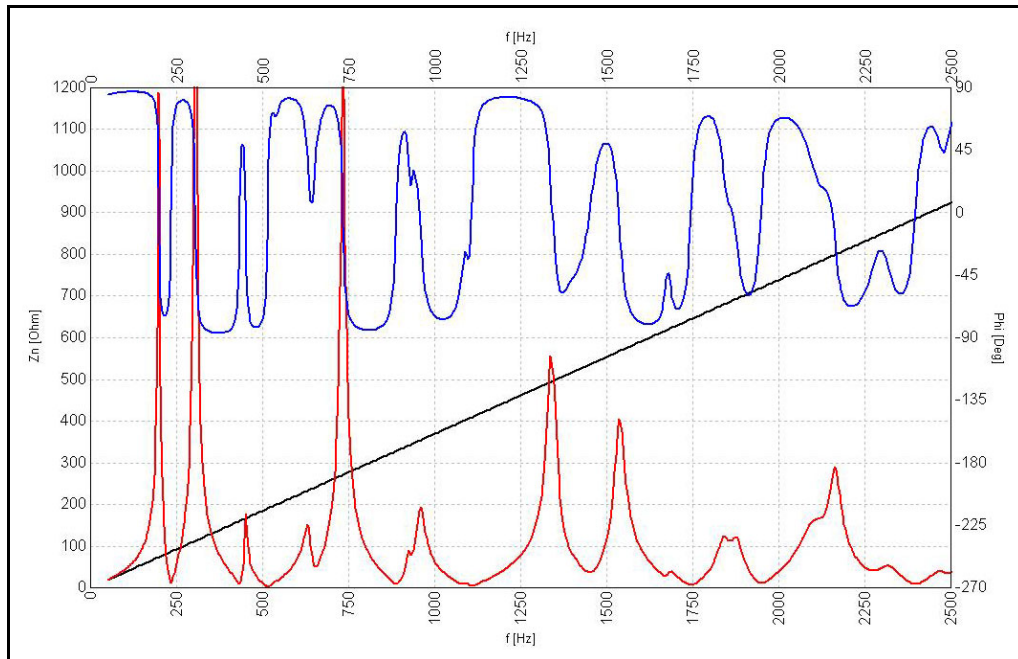


Abbildung A-79: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – max. Kurzschlussleistung 2010

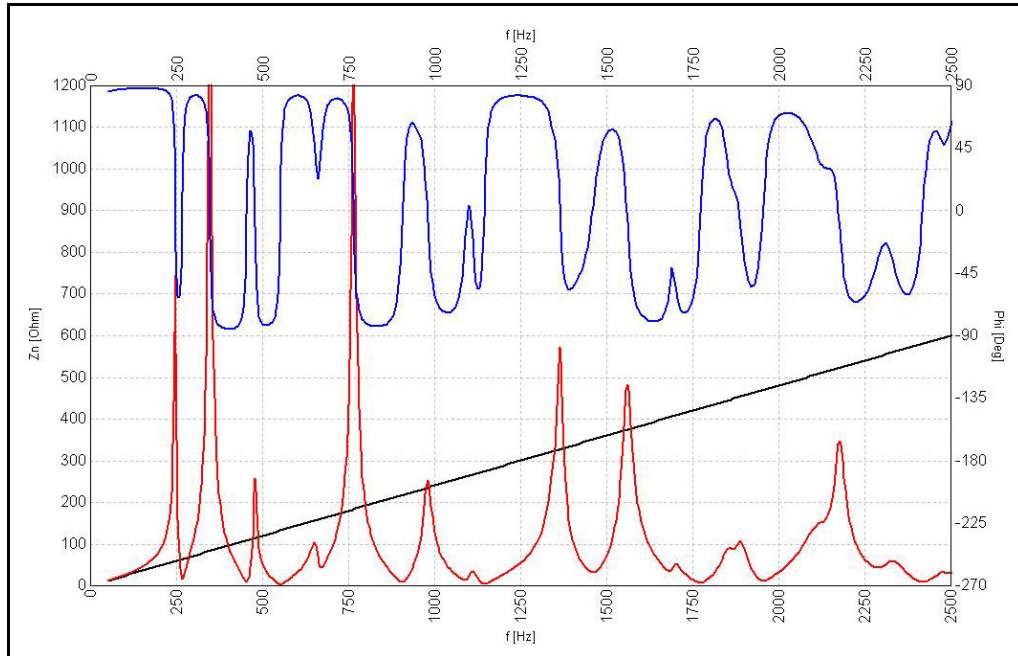


Abbildung A-80: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – min. Kurzschlussleistung 2020

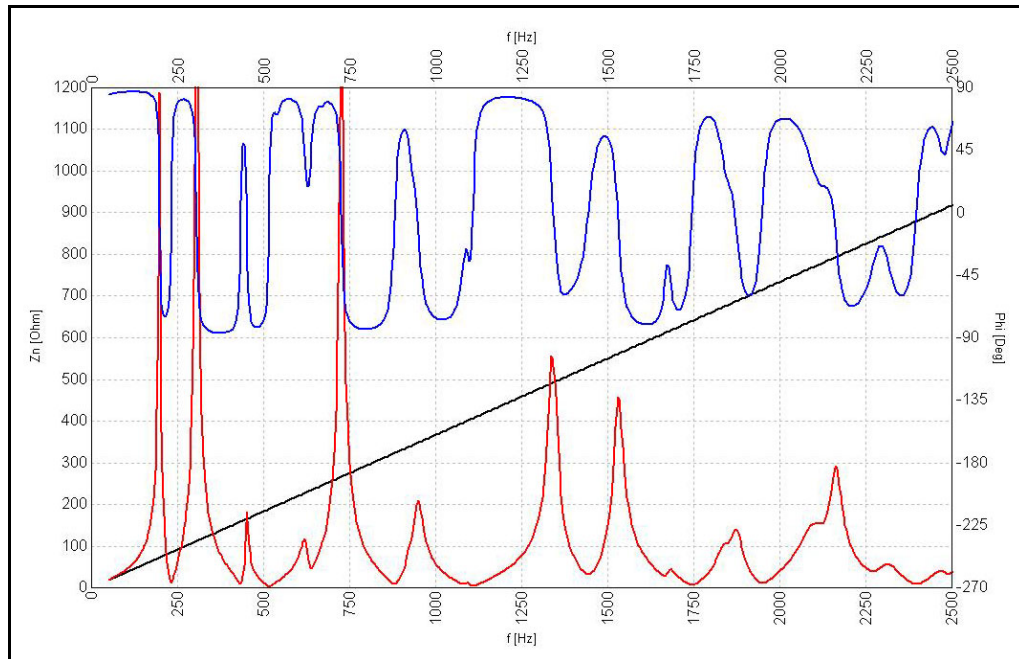
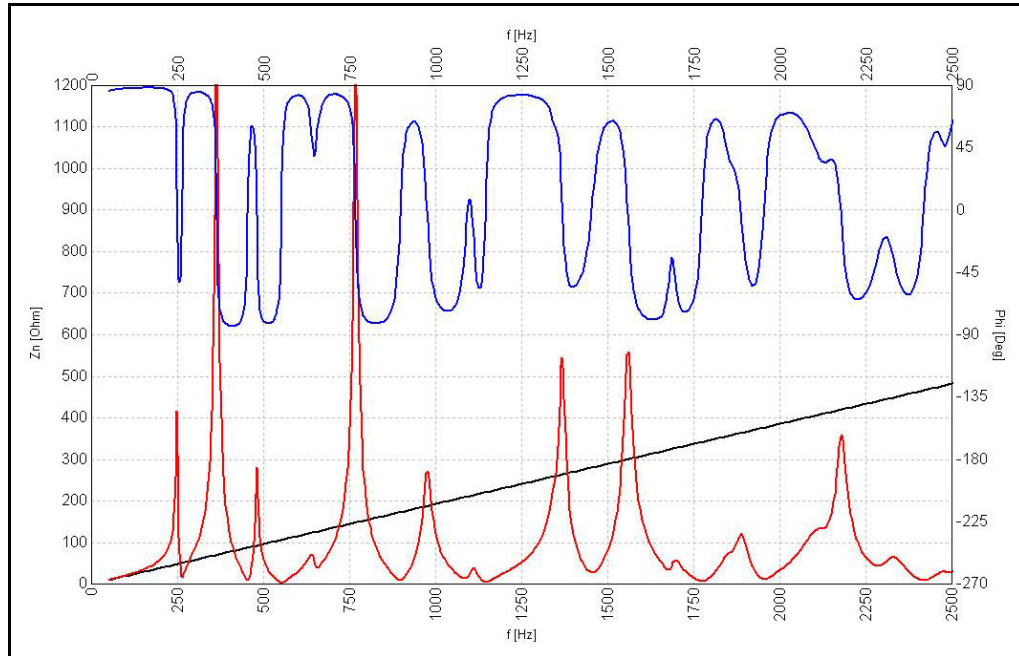


Abbildung A-81: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – max. Kurzschlussleistung 2020



4.6 Impedanzberechnung mit Offshore-Windparks

4.6.1 Netzzustand 2010

Minimale Kurzschlussleistung

Die Impedanzverläufe der einzelnen Knoten 380 kV, 150 kV und 33 kV sind für den Netzzustand 2010 – minimale Kurzschlussleistung - in Abbildung A-82bis Abbildung A-89 dargestellt.

Bentwisch 380 kV - Abbildung A-82; Lubmin 380 kV -Abbildung A-83:

Der Anschluss der Offshore-Windparks wirkt sich vornehmlich auf den Frequenzbereich $f = 130 \text{ Hz}$ bis $f = 350 \text{ Hz}$ aus. Man erkennt, dass jeder Anschluss eines Windparks über einen 400-kV-/150-kV-Transformator eine zusätzliche Parallelresonanz verursacht. Somit ergeben sich für beide Knoten Bentwisch und Lubmin fünf Parallelresonanzen in diesem Frequenzbereich. Dabei kann man die einzelnen Parallelresonanzen entsprechend der Länge der 150-kV-Kabel zuordnen: Je länger das Kabel (verlegte Länge – nicht Abstand), desto tiefer die Resonanzfrequenz. Die Dämpfung der einzelnen Parallelresonanzen gibt Aufschluss darüber an welchem der beiden Knoten der Windpark angeschlossen ist: Hohe Dämpfung der Parallelresonanz: Anschluss am jeweils nicht betrachteten Knoten, niedrige Dämpfung: Anschluss am betrachteten Knoten.

Onshore Bentwisch 150 kV - Abbildung A-84; Lubmin 380 kV -Abbildung A-85:

Die Impedanzverläufe der 150-kV-Onshore-Knoten Bentwisch und Lubmin der einzelnen Windparks zeigen vornehmlich den Frequenzverlauf der langen 150-kV-Kabel, dabei ist im unteren Frequenzbereich der Einfluss der Parallelresonanzen des 380-kV-Netzes zu erkennen. Je länger das Seekabel des einzelnen Windparks, desto niedriger sind die Resonanzfrequenzen und desto mehr Resonanzfrequenzen treten in dem betrachteten Frequenzbereich auf.

Offshore Bentwisch 150 kV -Abbildung A-86; Lubmin 380 kV - Abbildung A-87:

Die Impedanzverläufe am Ende der 150-kV-Seekabel entsprechen den Verläufen am Anfang der 150-kV-Landkabel.

Offshore Bentwisch 33 kV - Abbildung A-88; Lubmin 33 kV - Abbildung A-89:

Die Impedanzverläufe der 33-kV-Netze werden vornehmlich durch die Betriebsmittel der 33-kV-Netze bestimmt. Es ergeben sich Parallelresonanzen im Bereich $f = 1700 \text{ Hz}$ bis $f = 1850 \text{ Hz}$. Wird das 33-kV-Netz über einen Dreiwicklungstransformator mit dem 150-kV-Netz verbunden, erkennt man eine weitere gut gedämpfte Parallelresonanz unterhalb der eben beschriebenen Resonanz.

Maximale Kurzschlussleistung

Für den Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung sind lediglich die Impedanzverläufe der 380-kV-Knoten Bentwisch und Lubmin dargestellt, da keine prinzipiellen Unterschiede zu den Verläufen mit minimaler Kurzschlussleistung auftreten, Abbildung A-90, Abbildung A-91. Unterschiede sind lediglich in der Dämpfung der einzelnen Resonanzen zu erkennen.

4.6.2 Netzzustand 2020

Minimale Kurzschlussleistung

Auch für den Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung, sind lediglich die Impedanzverläufe der 380-kV-Knoten Bentwisch und Lubmin dargestellt, da keine prinzipiellen Unterschiede auftreten, Abbildung A-92, Abbildung A-93. Die zusätzlichen Windparks L, M des Netzzustandes 2020 verursachen wiederum Parallelresonanzen im unteren Frequenzbereich. Diese sind jedoch auf Grund der bereits vorhandenen Serienresonanzen in diesem Frequenzbereich nicht mehr stark ausgeprägt.

Maximale Kurzschlussleistung

Auch für den Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung, sind die Impedanzverläufe der 380-kV-Knoten Bentwisch und Lubmin dargestellt, Abbildung A-94, Abbildung A-95. Es treten keine prinzipiellen Unterschiede zu den Verläufen mit minimaler Kurzschlussleistung auf.

4.7 Schlussfolgerungen

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.

Abbildung A-82: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung

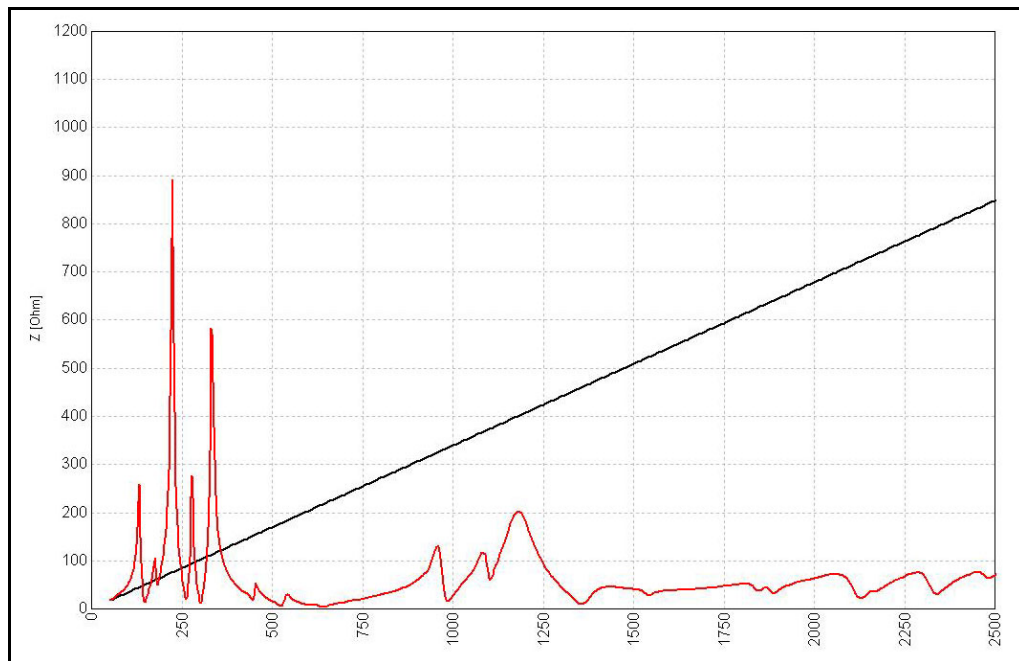


Abbildung A-83: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung

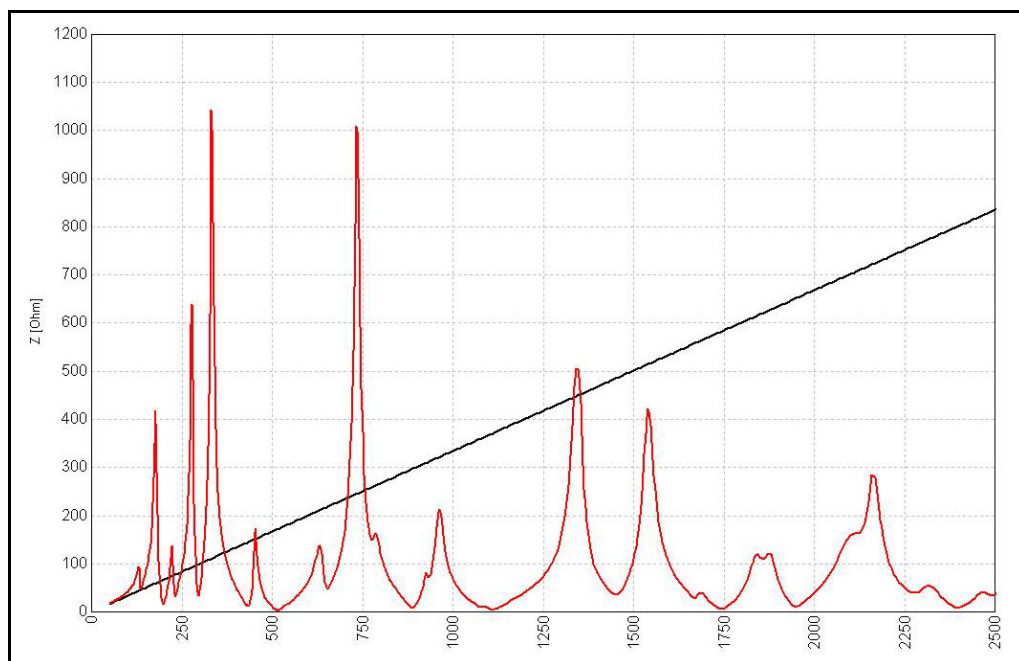
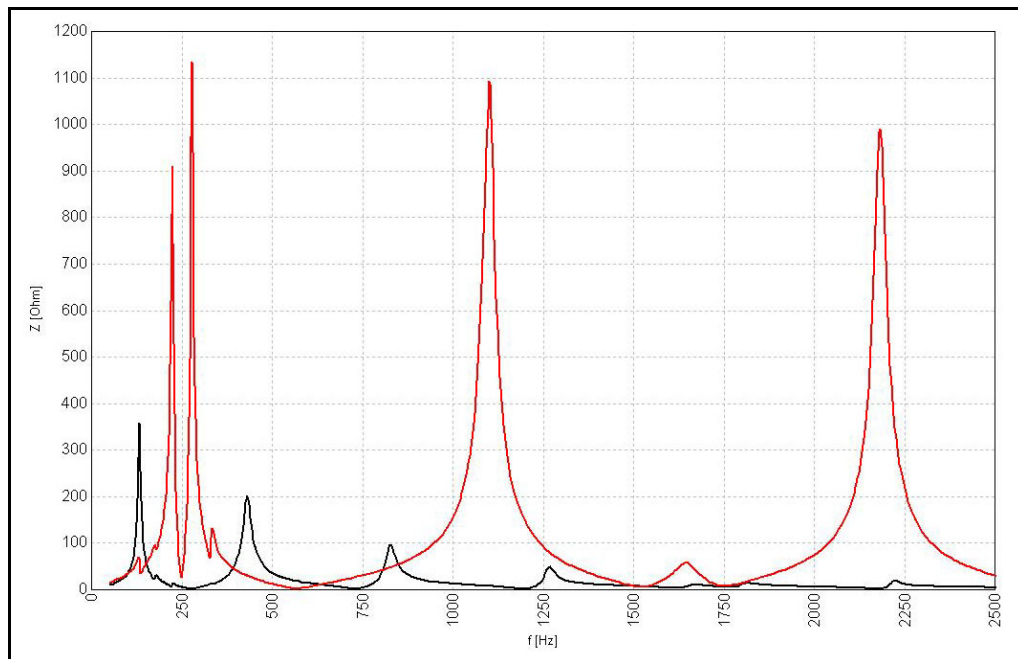
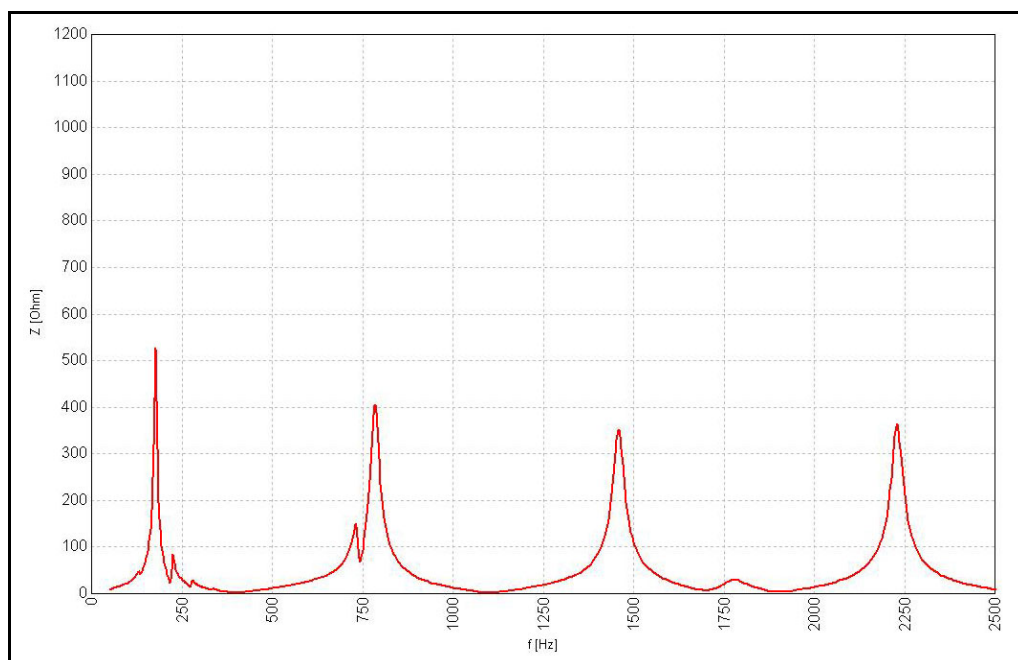


Abbildung A-84: Impedanz an den 150-kV-Onshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



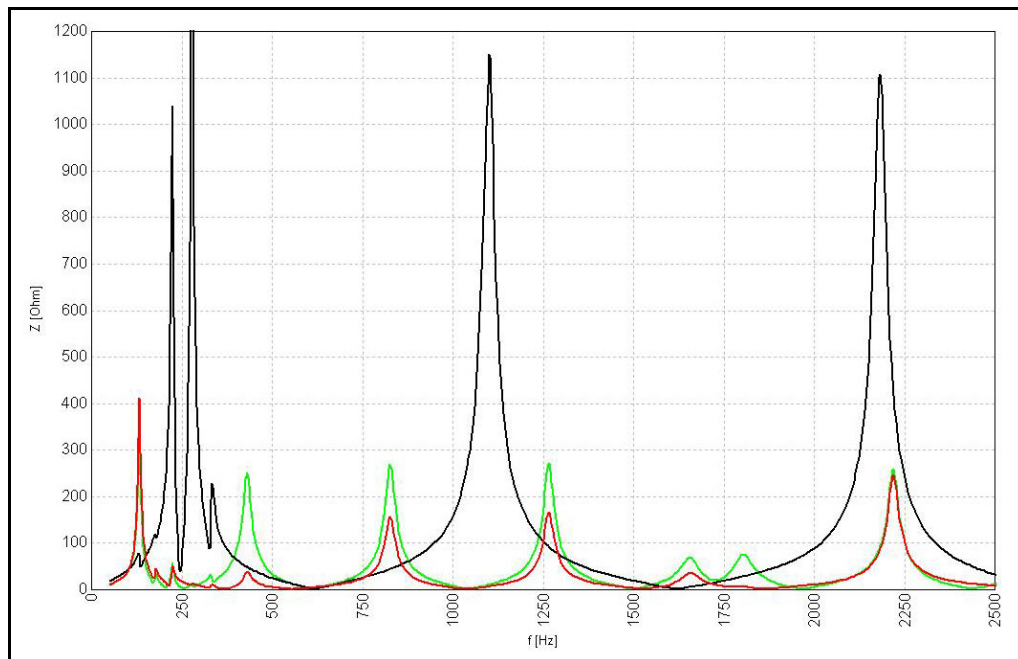
rot – SS 1, schwarz – SS 2

Abbildung A-85: Impedanz an den 150-kV-Onshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



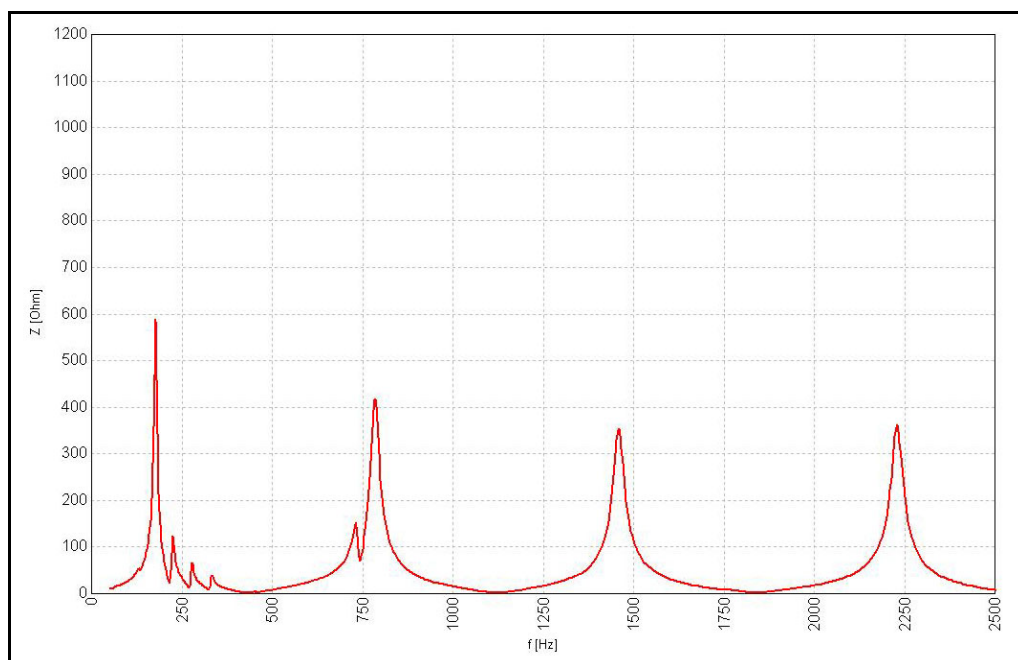
rot – SS 1

Abbildung A-86: Impedanz an den 150-kV-Offshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



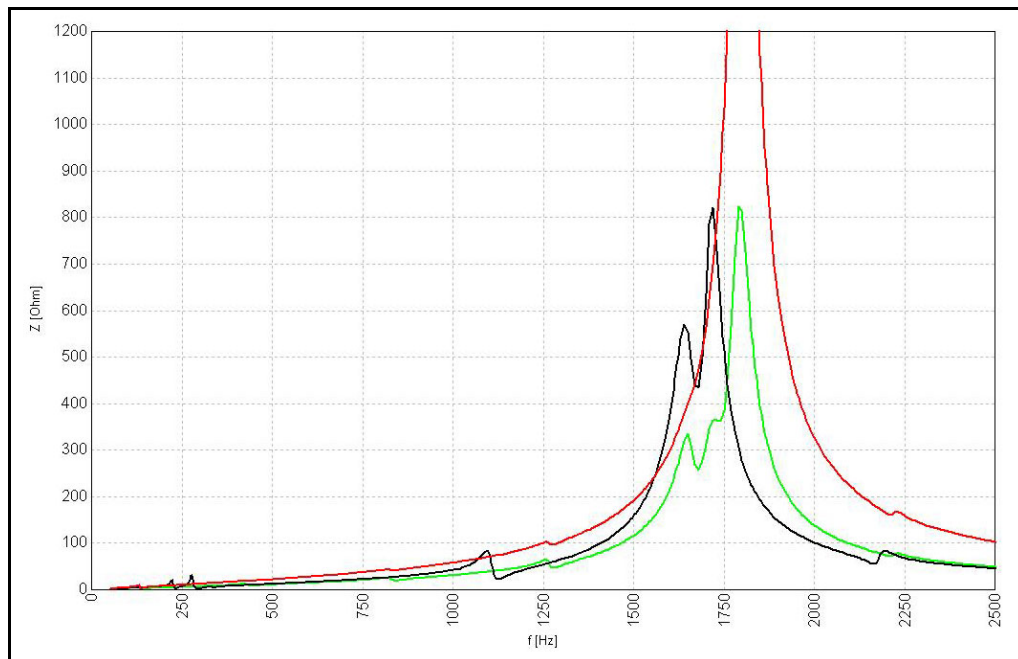
rot – OWP H, schwarz – OWP I, grün – OWP J

Abbildung A-87: Impedanz an den 150-kV-Offshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



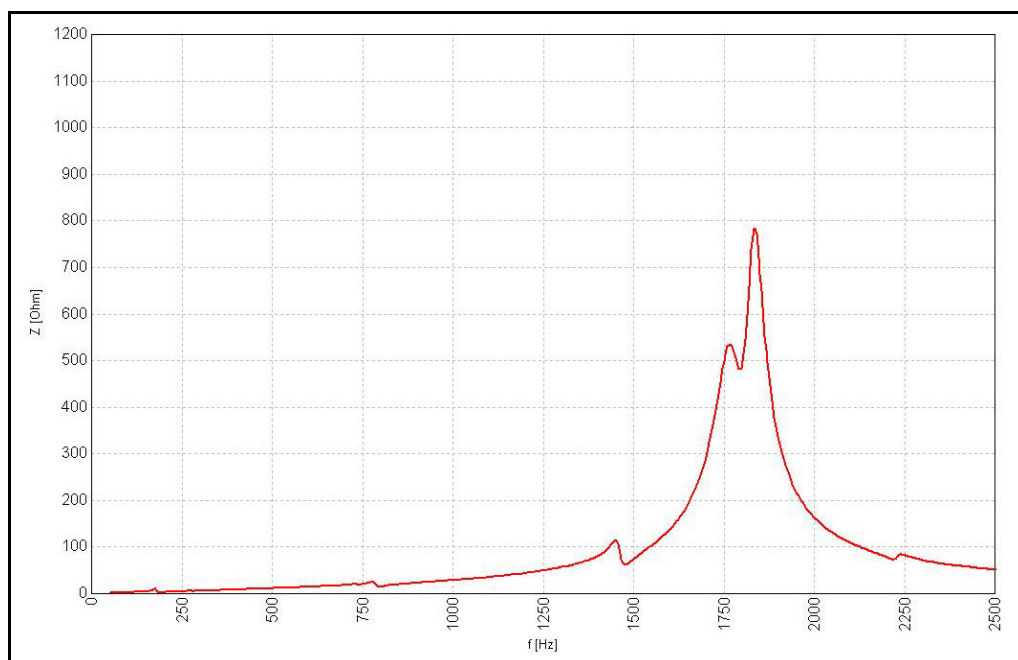
rot – OWP K

Abbildung A-88: Impedanz an den 33-kV-Offshore-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



rot – OWP H, schwarz – OWP I, grün – OWP J

Abbildung A-89: Impedanz an den 33-kV-Offshore-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, minimale Kurzschlussleistung



rot – OWP K

Abbildung A-90: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung

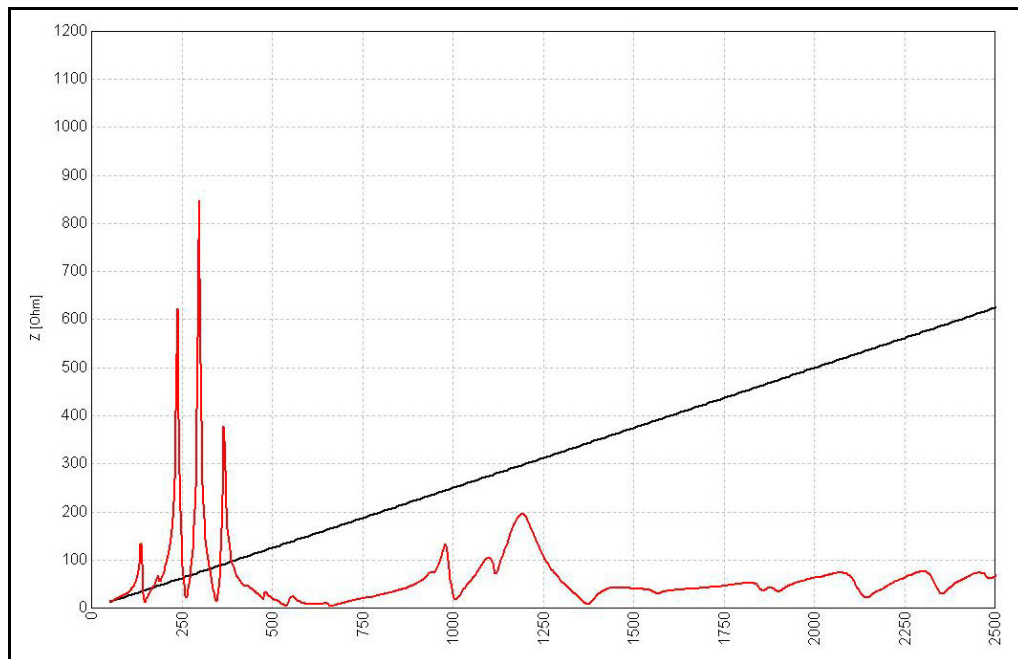


Abbildung A-91: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2010, maximale Kurzschlussleistung

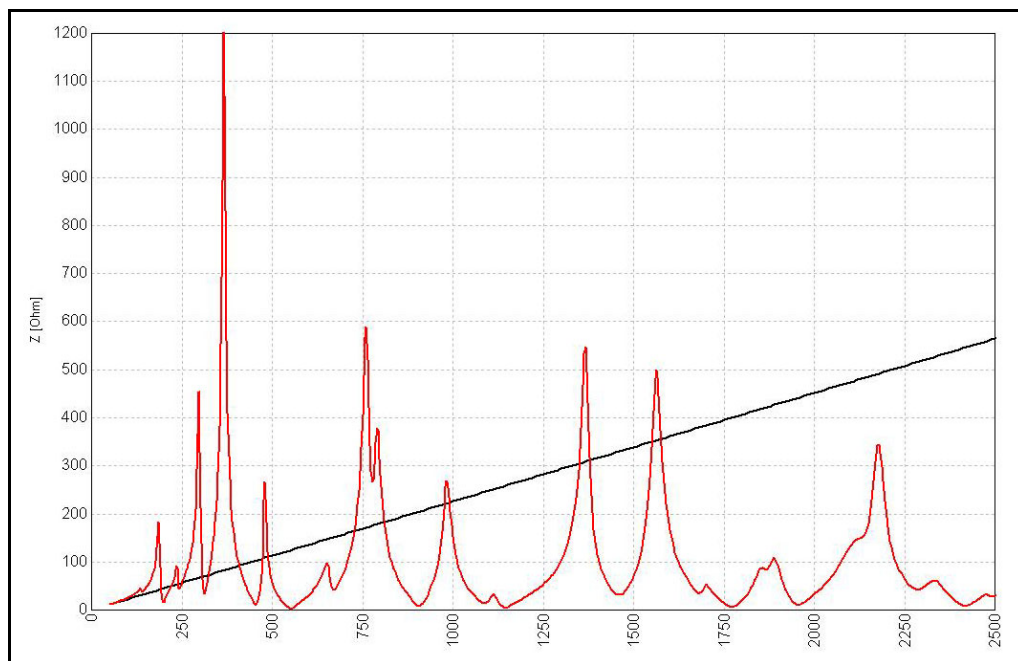


Abbildung A-92: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung

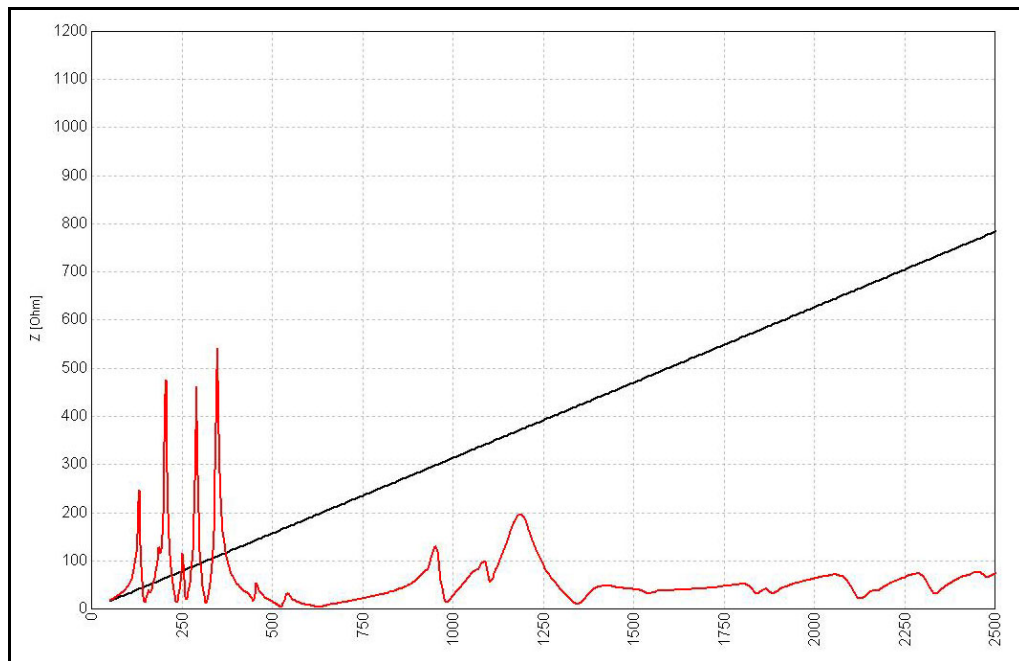


Abbildung A-93: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2020, minimale Kurzschlussleistung

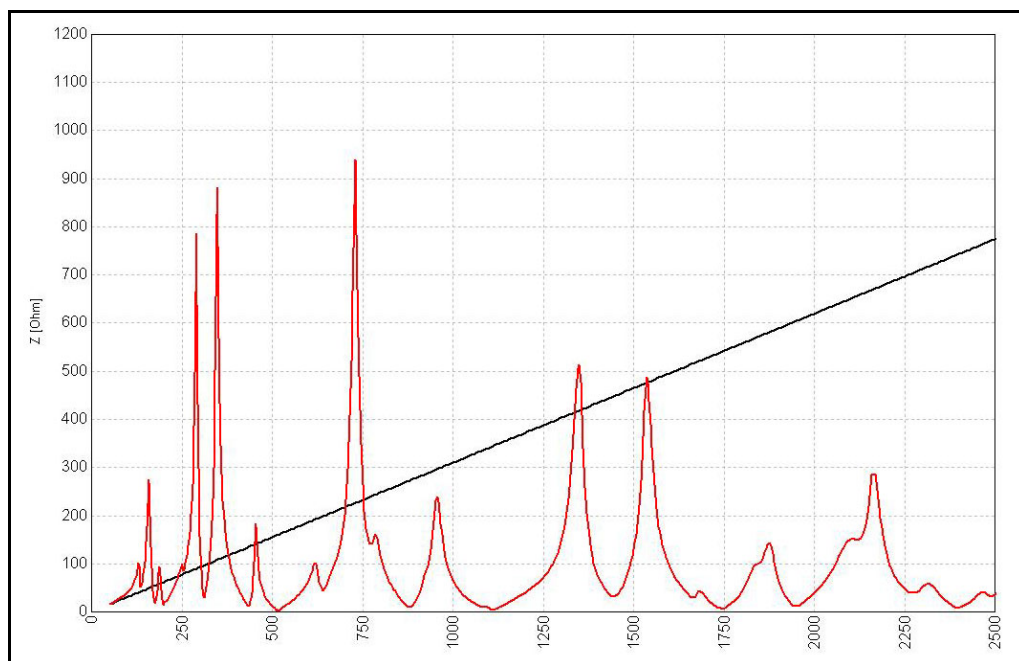


Abbildung A-94: Impedanz am 380-kV-Knoten Bentwisch – Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung

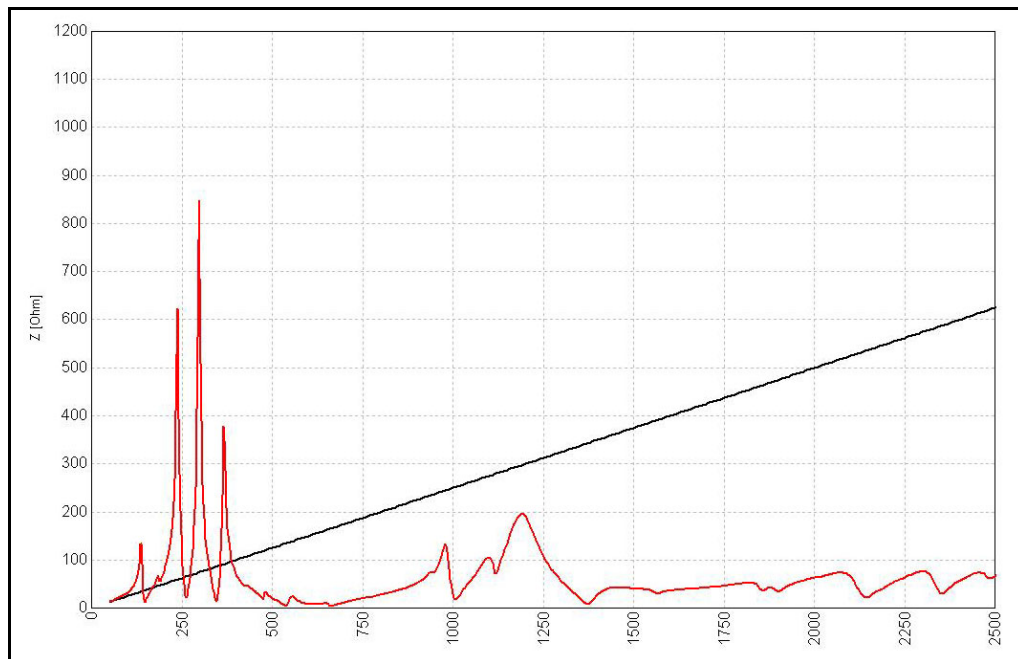
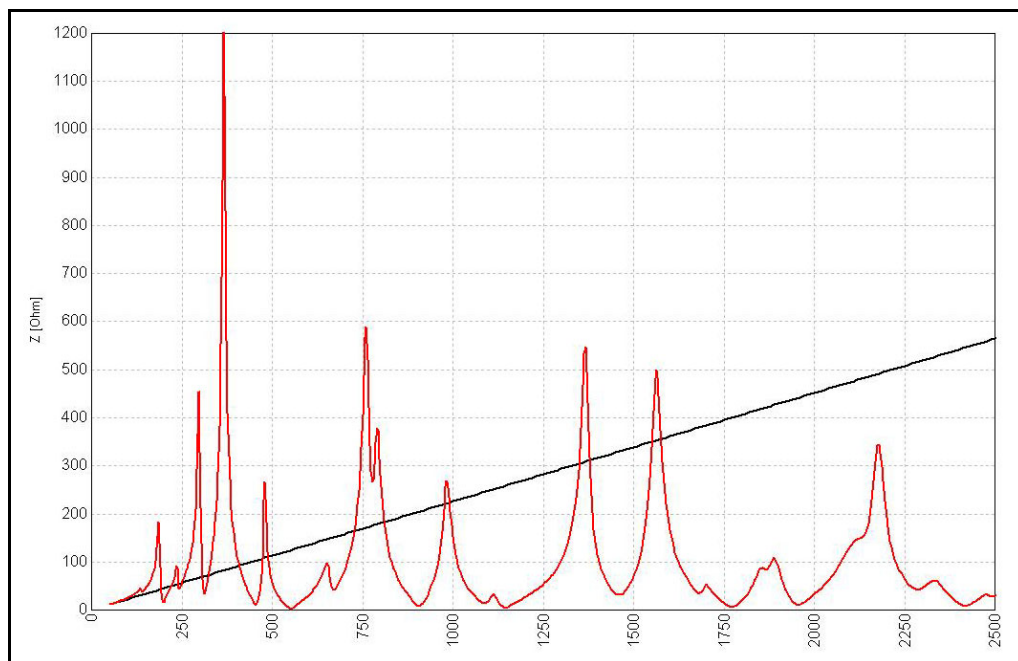


Abbildung A-95: Impedanz am 380-kV-Knoten Lubmin – Netzzustand 2020, maximale Kurzschlussleistung



5 Dynamische Berechnungen Nordsee

Abbildung A-96: UE 1-1

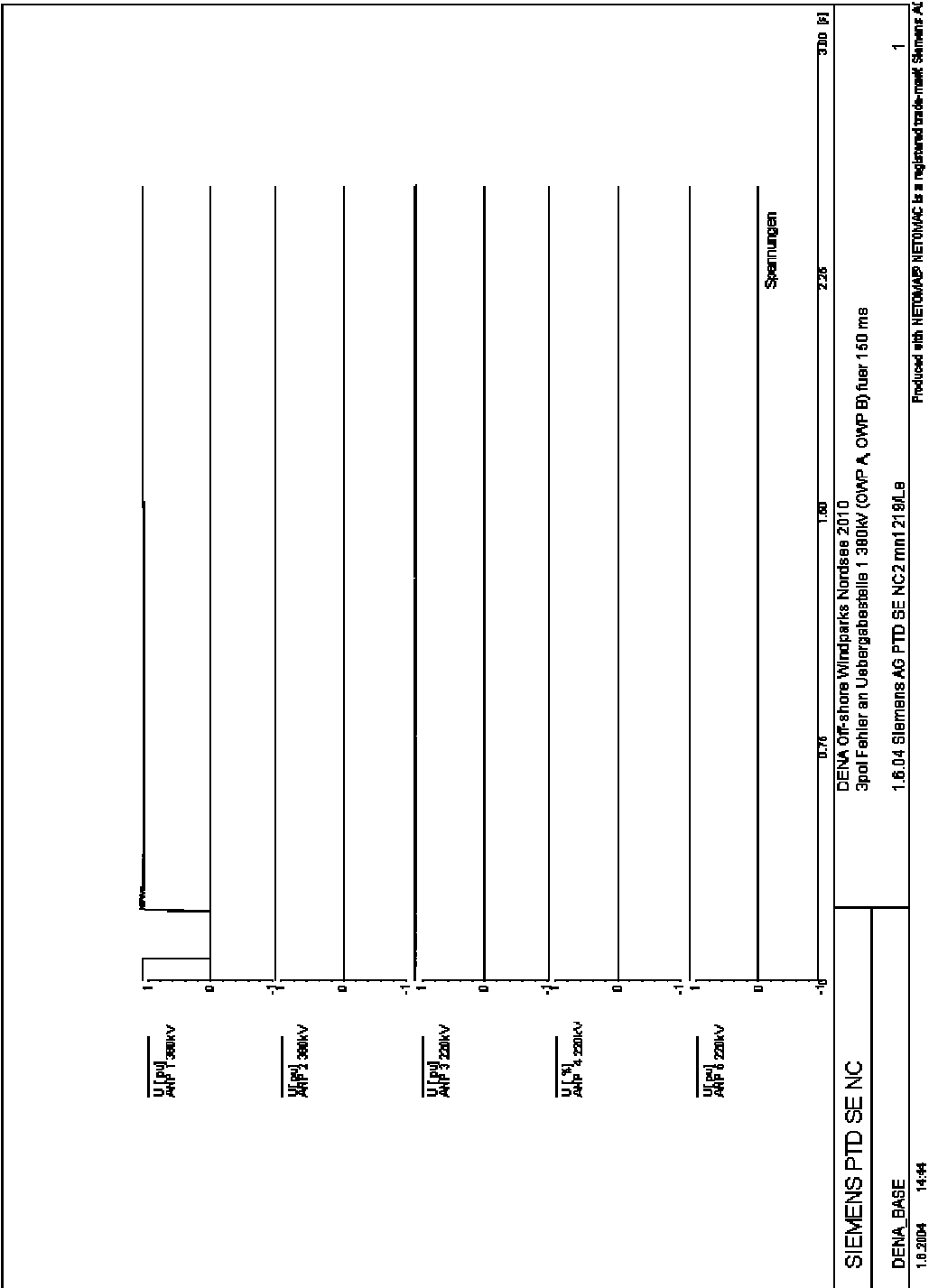


Abbildung A-97: UE 1-2

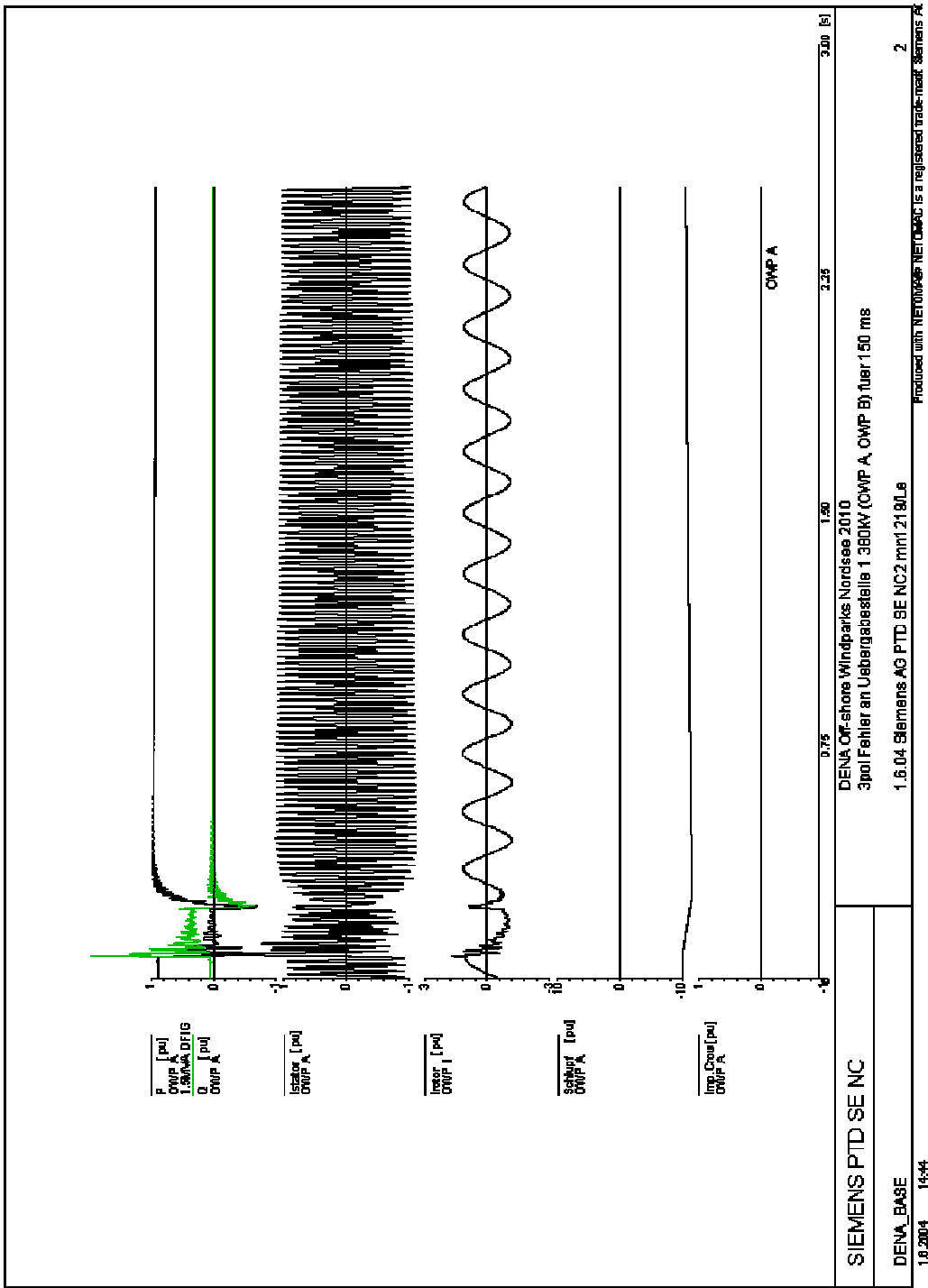


Abbildung A-98: UE 1-3

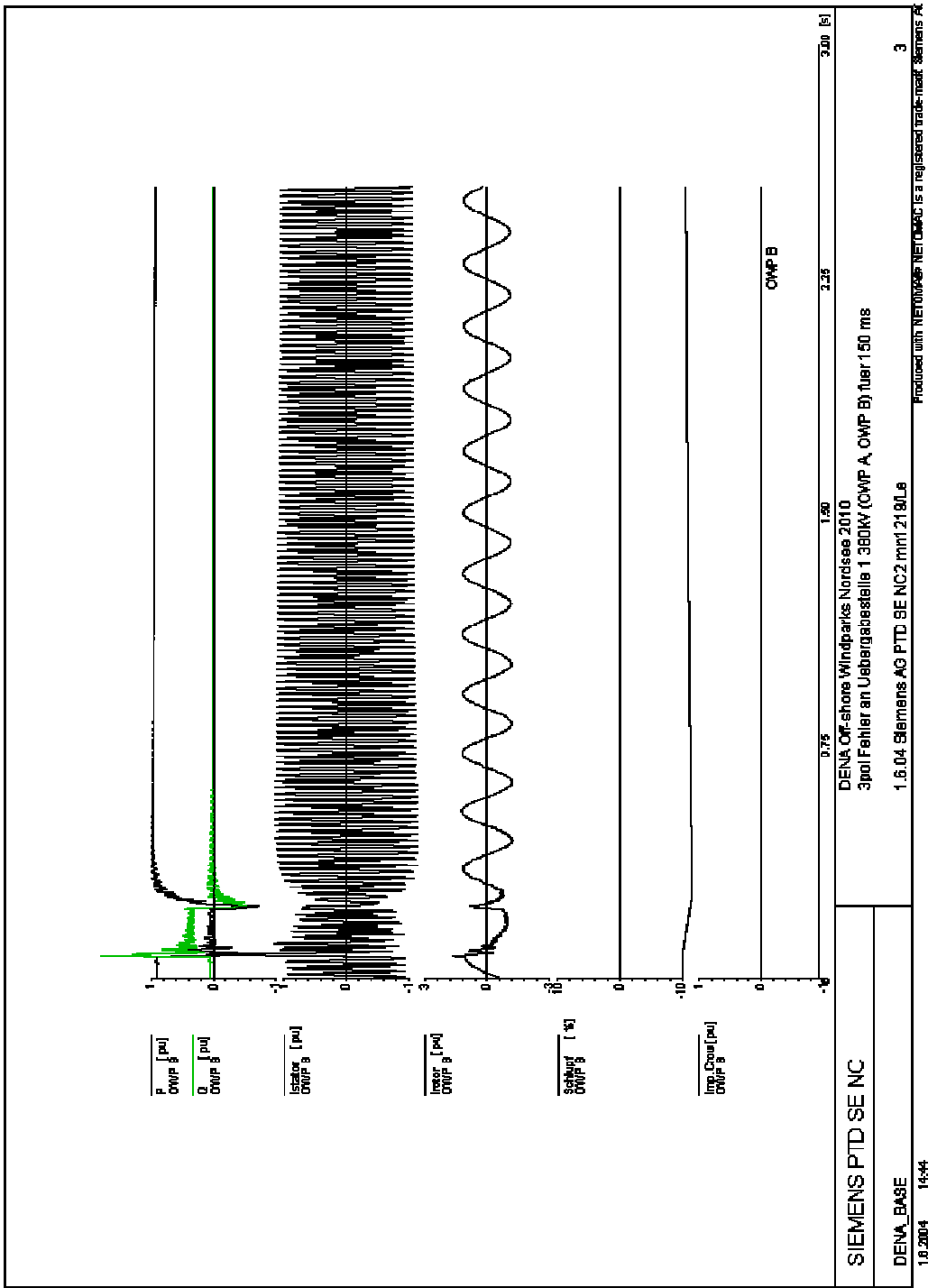


Abbildung A-99: UE 2-1

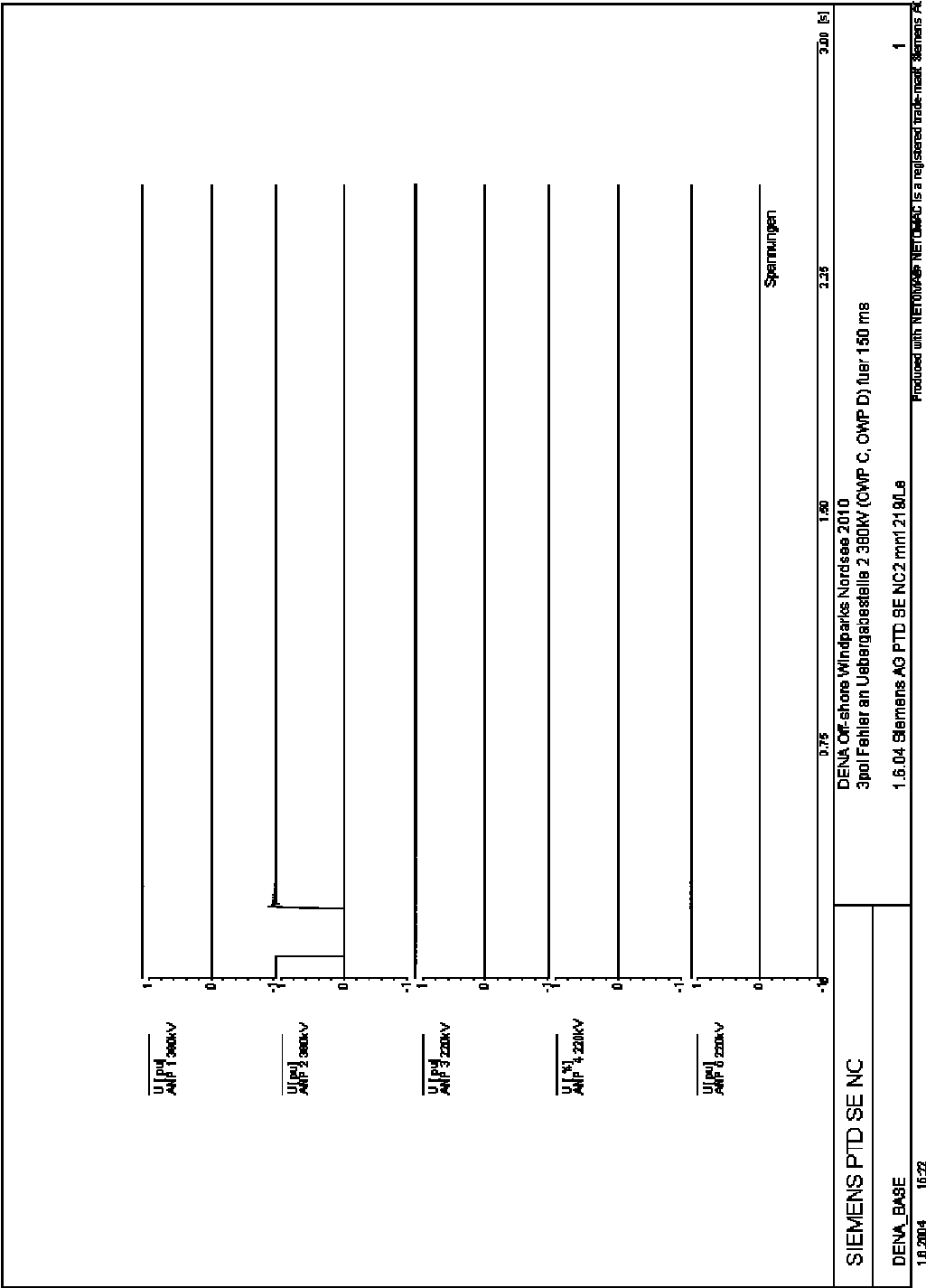


Abbildung A-100: UE 2-2

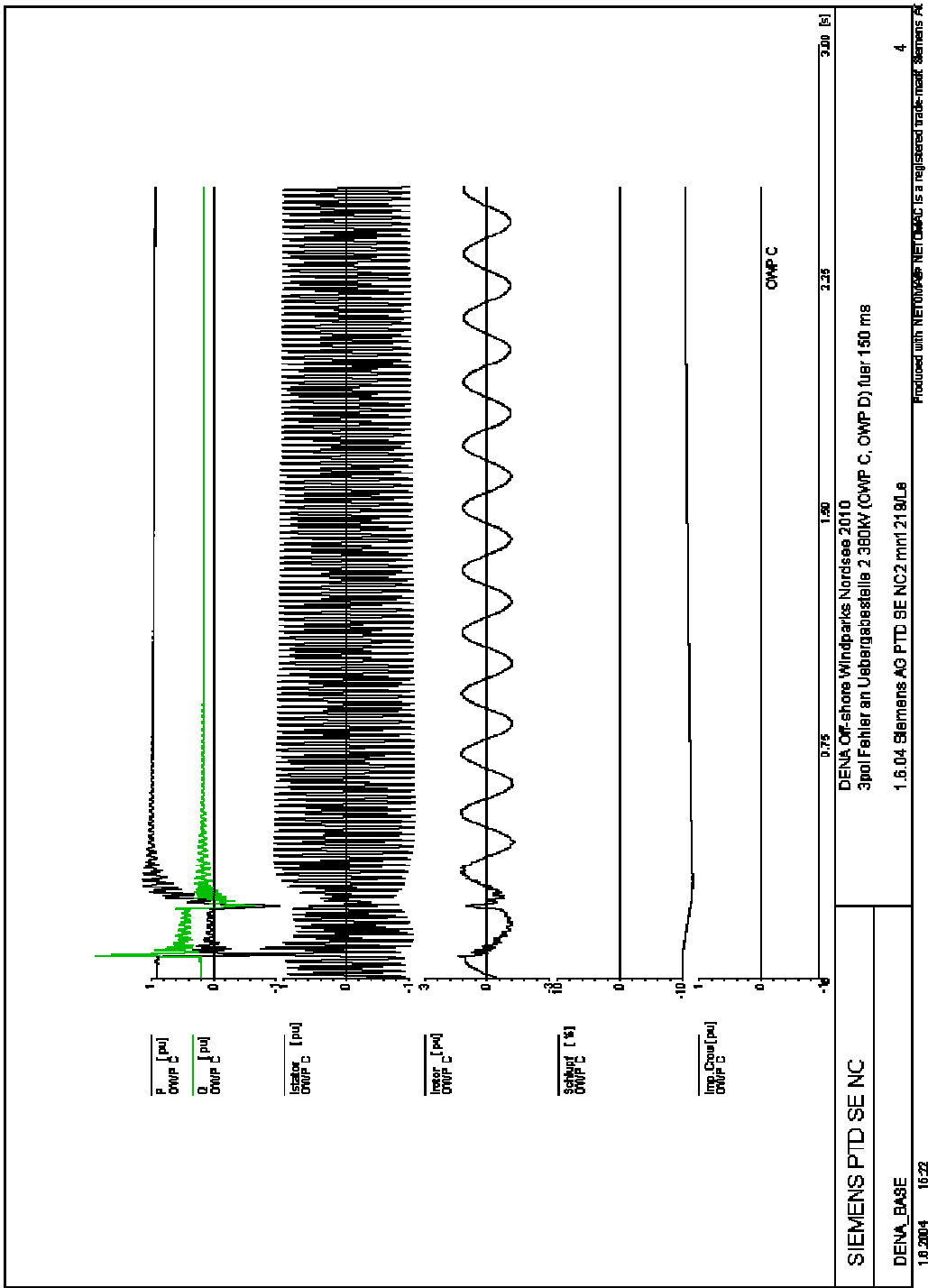


Abbildung A-101: UE 2-3

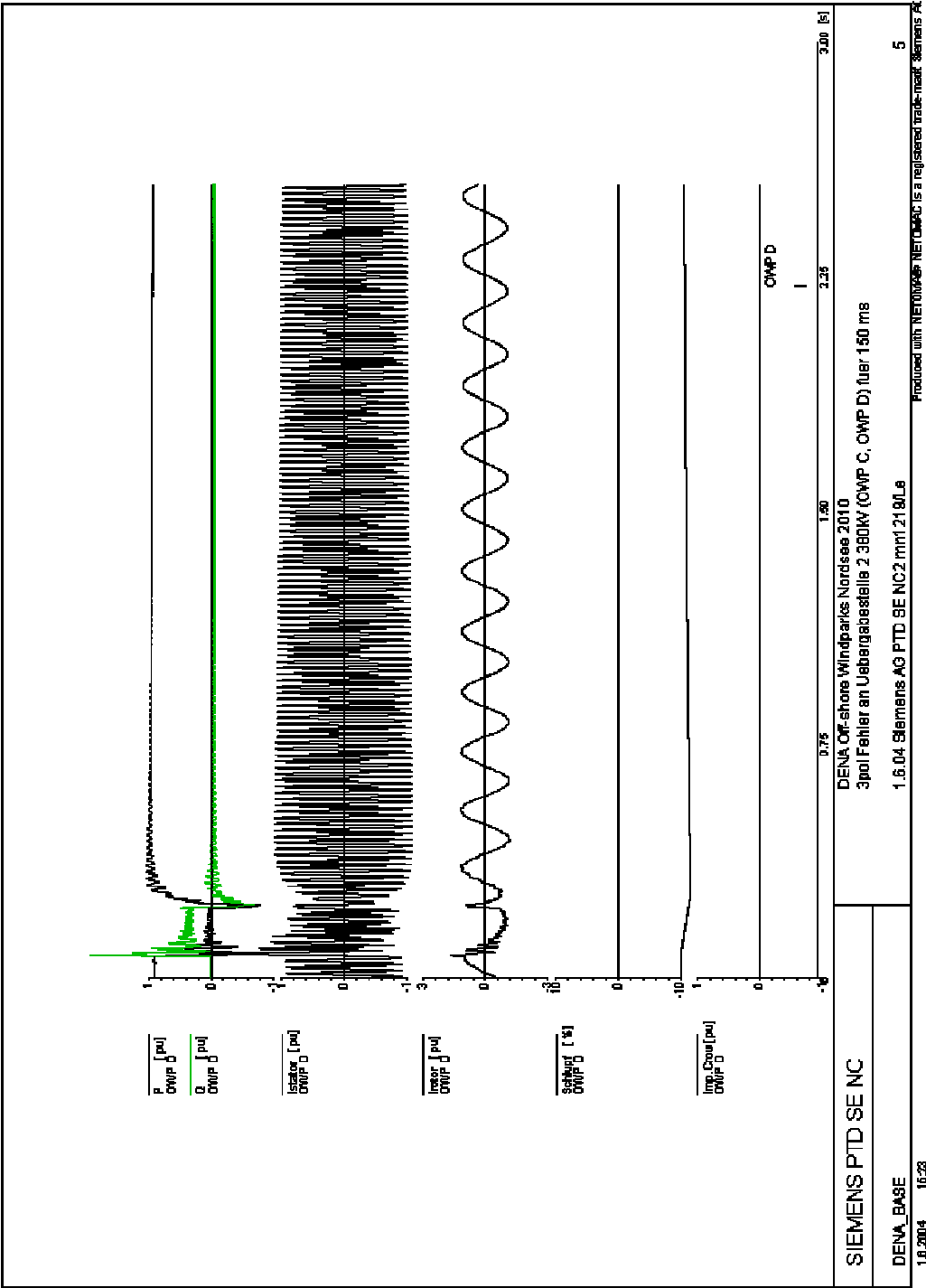


Abbildung A-102: UE 3-1

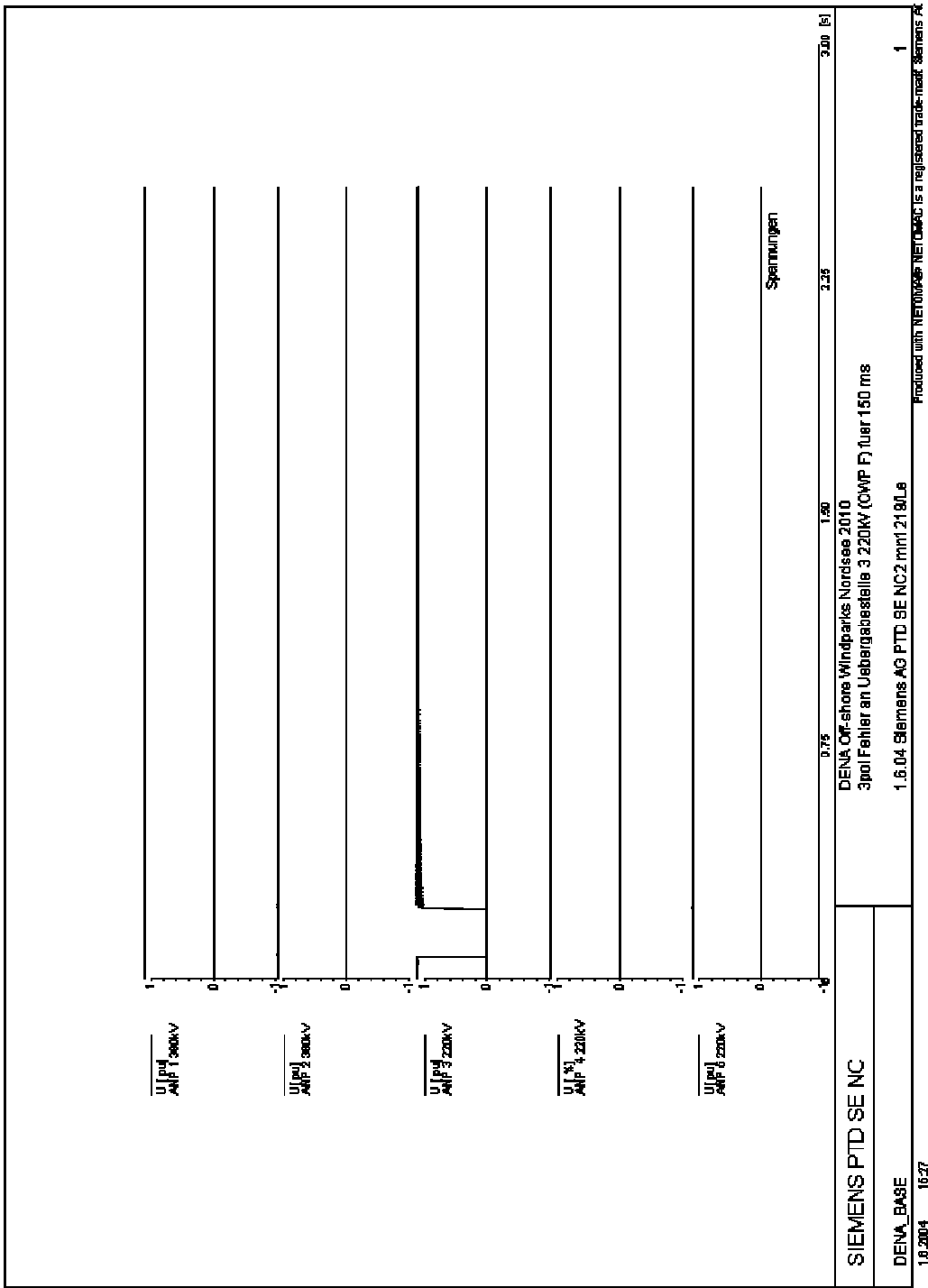


Abbildung A-103: UE 3-2

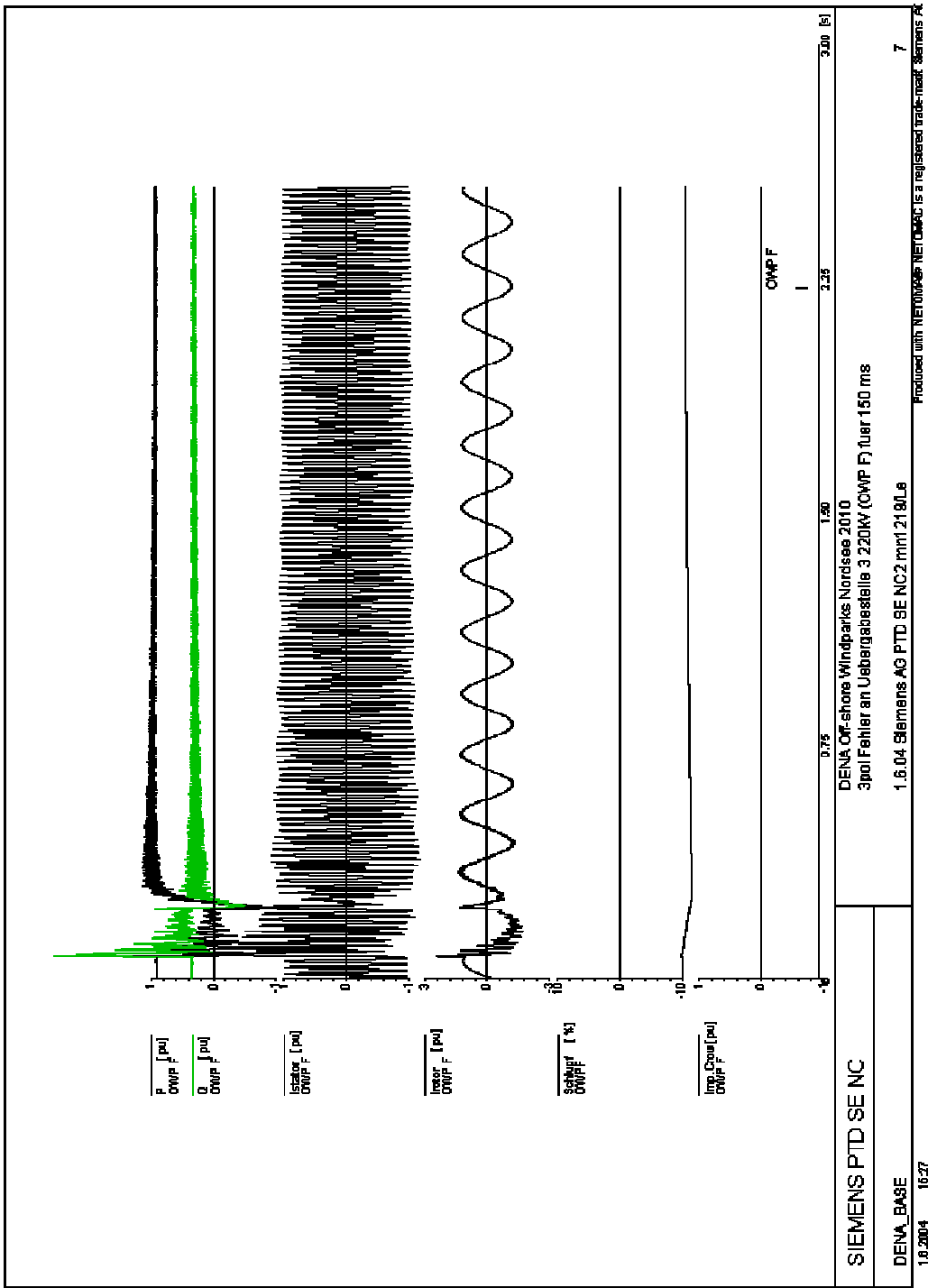


Abbildung A-104: UE 4-1

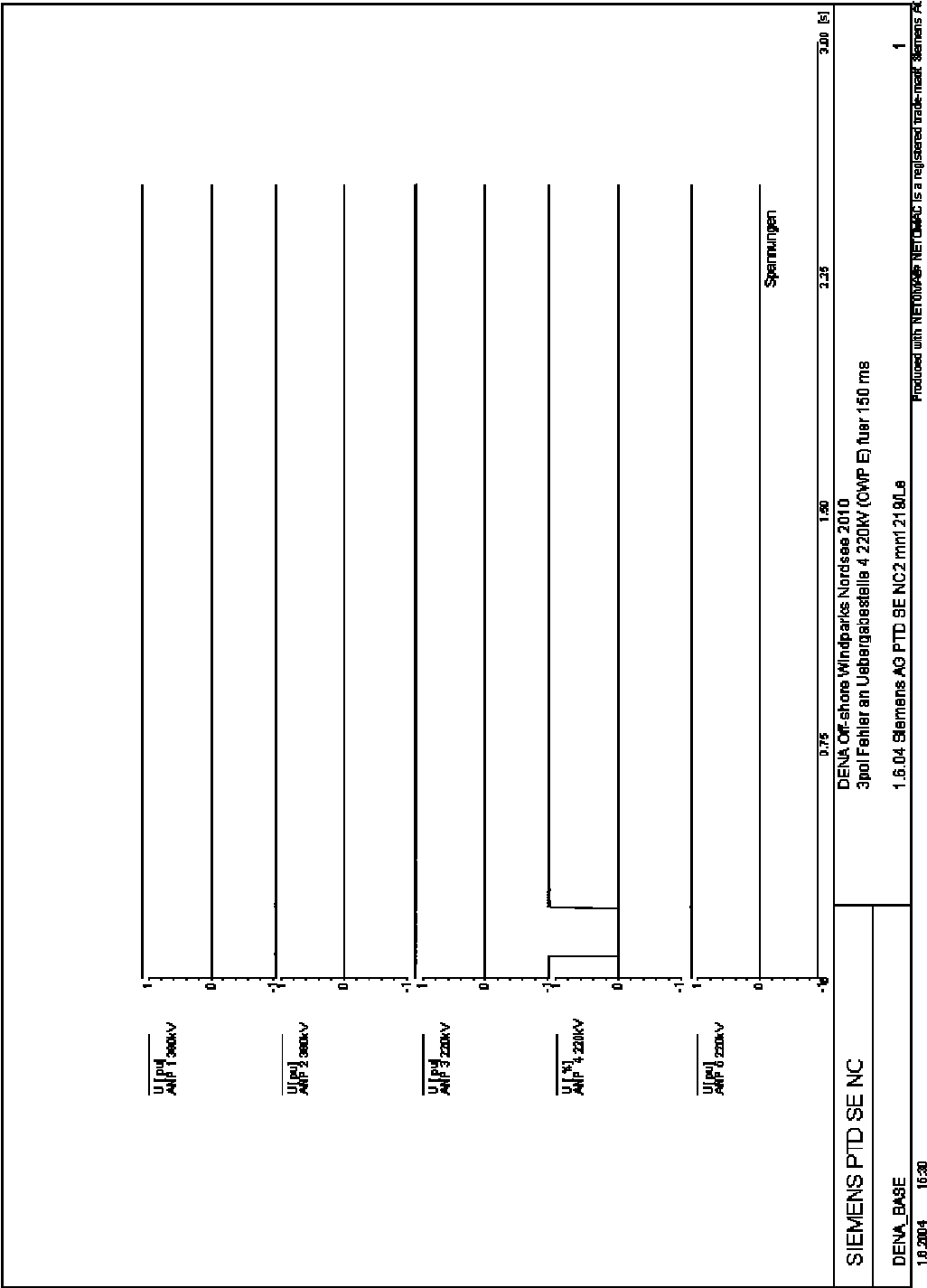


Abbildung A-105: UE 4-2

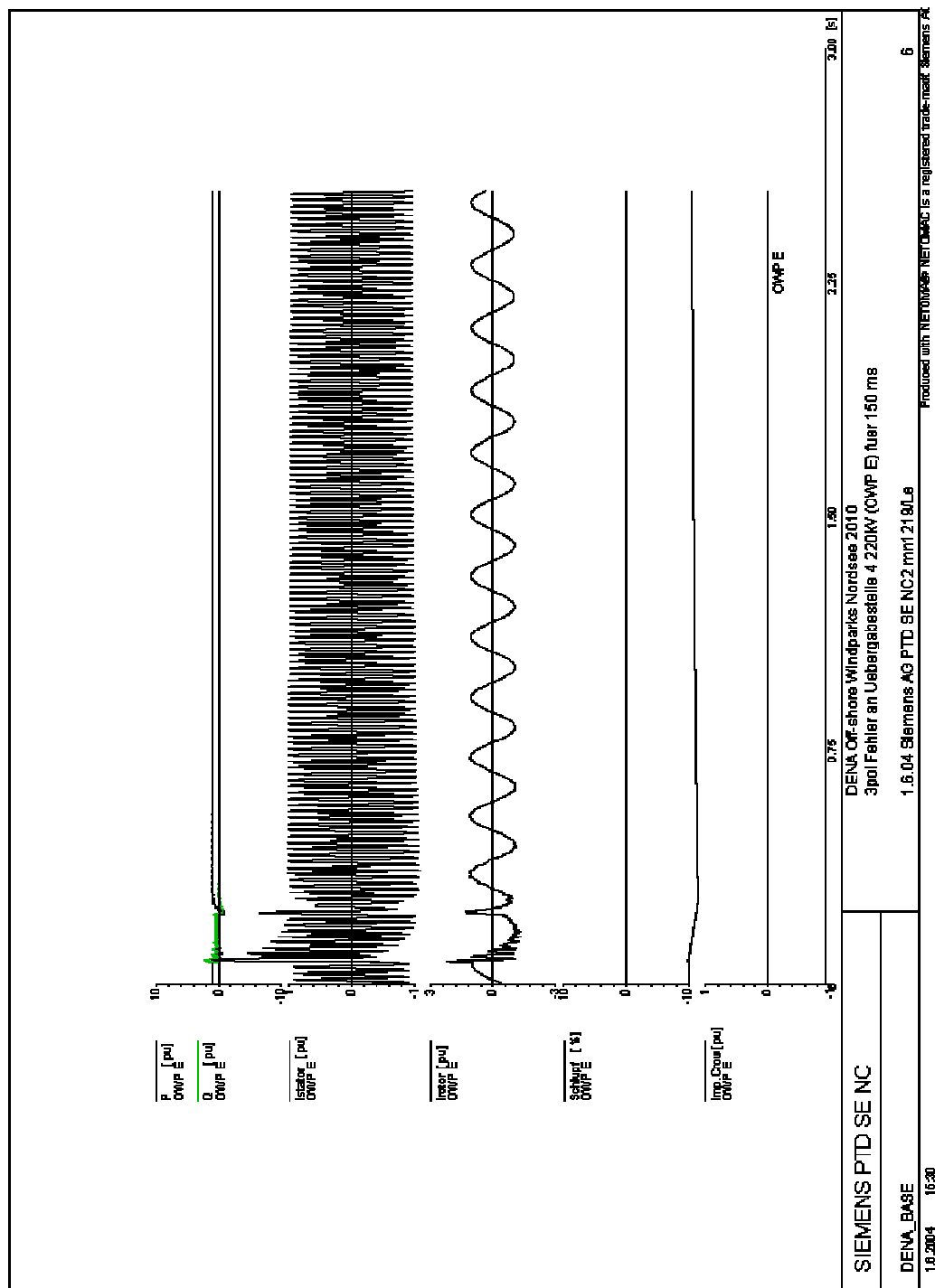


Abbildung A-106: UE 5-1

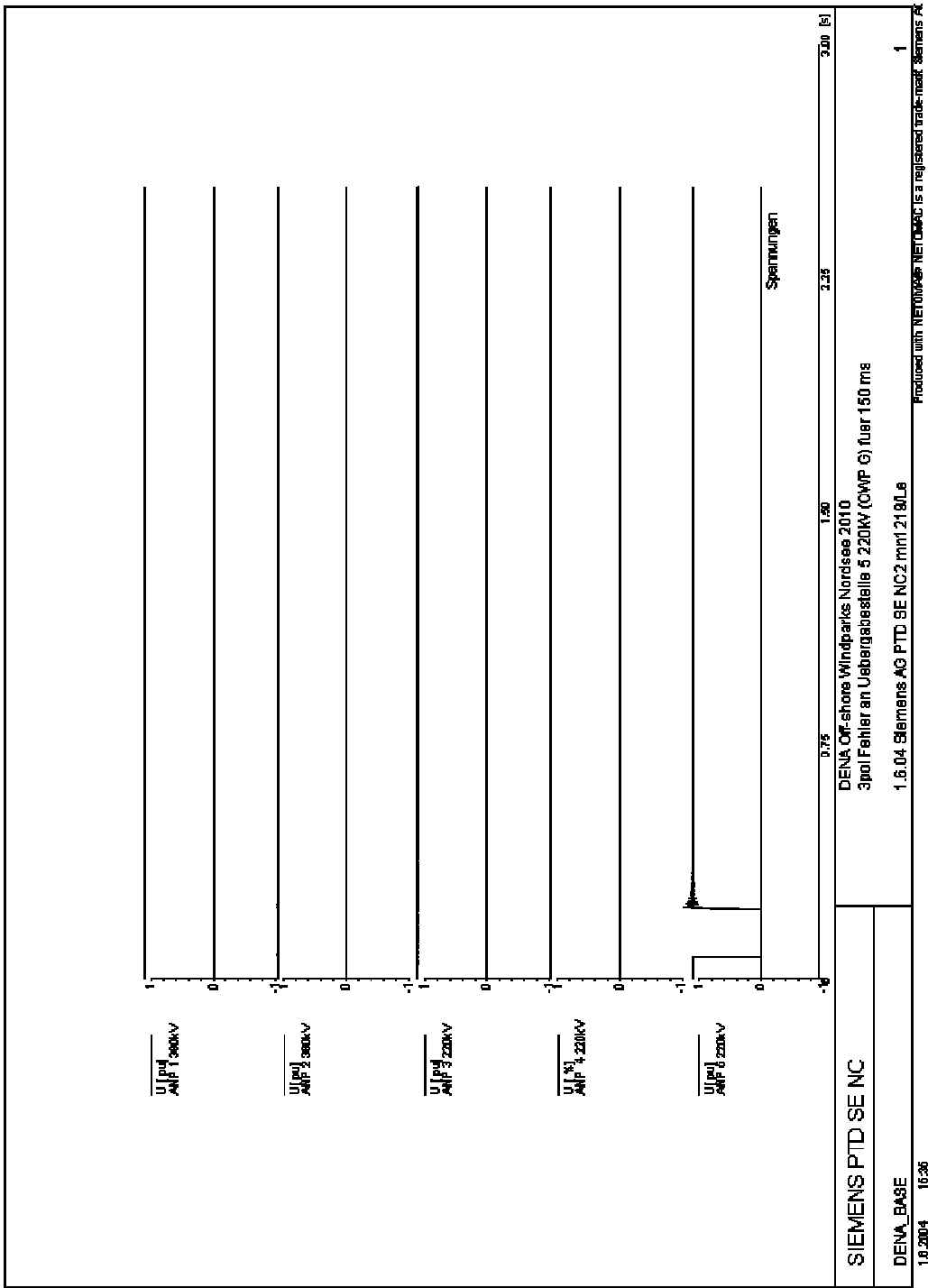
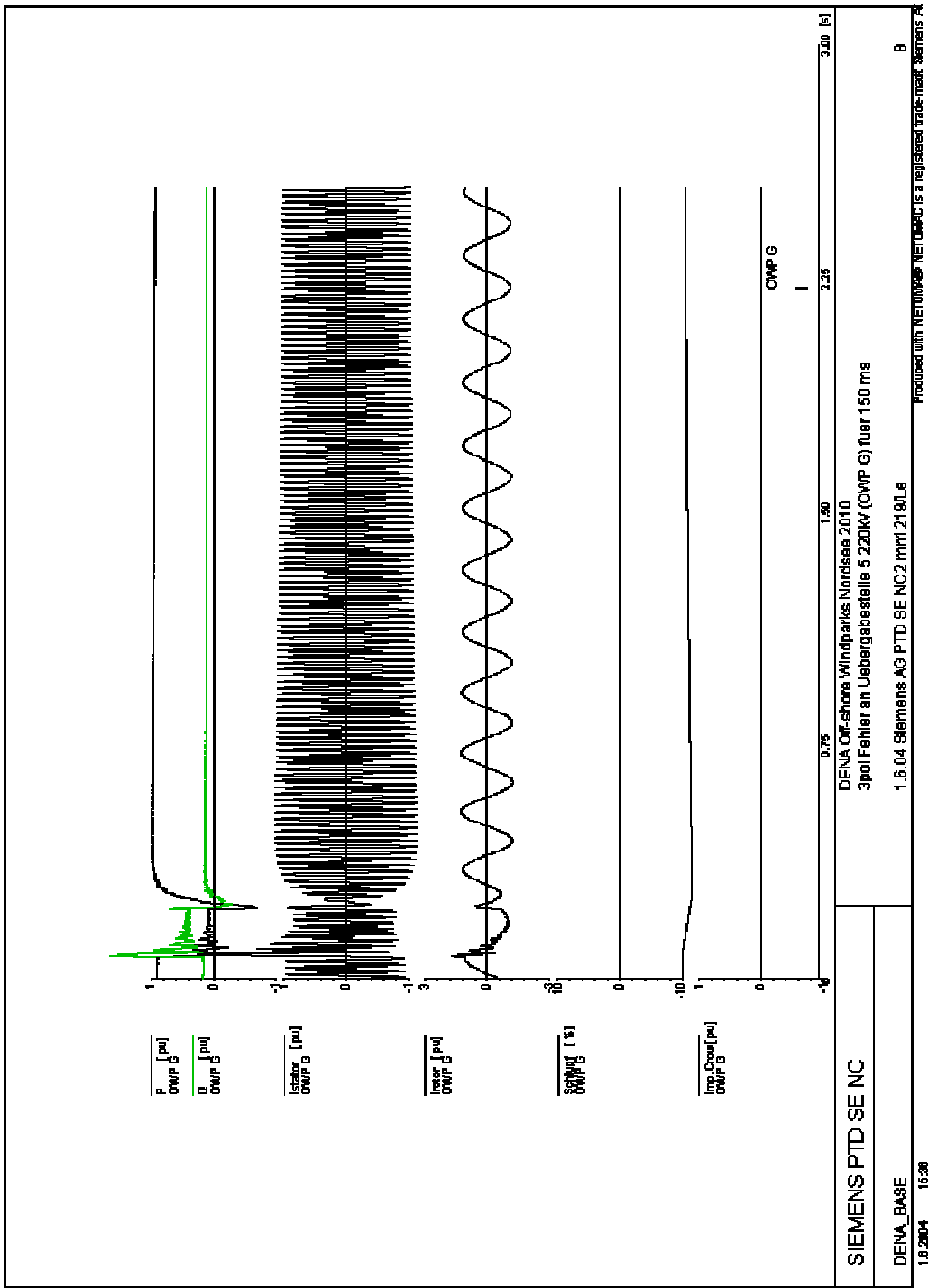


Abbildung A-107: UE 5-2



5 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 Anlandepunkten Bentwisch und Lubmin wurden frequenzstarr mit der bekannten minimalen Kurzschlussleistung modelliert. Es bestehen im Modell keine Verbindungen zwischen den Anlandepunkten.

An den 150-kV-Sammelschienen der Einzelwindparks und an den 150-kV-Sammelschienen der Anlandungspunkte 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 Anlandepunkte wurde der Kurzschluss auf der 380-kV-Sammelschiene angenommen. Folgende Fälle wurden simuliert und dokumentiert.

Tabelle A-5: Untersuchte Fälle

3poliger KS an Anlandepunkt	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

In Abbildung A-108 bis Abbildung A-111 sind die Ergebnisse für Szenario 2010 und in Abbildung A-112 bis Abbildung A-117 für Szenario 2020 dargestellt. Die Ergebnisse der Szenarien 2010 und 2020 unterscheiden sich nur geringfügig, bedingt durch die

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.

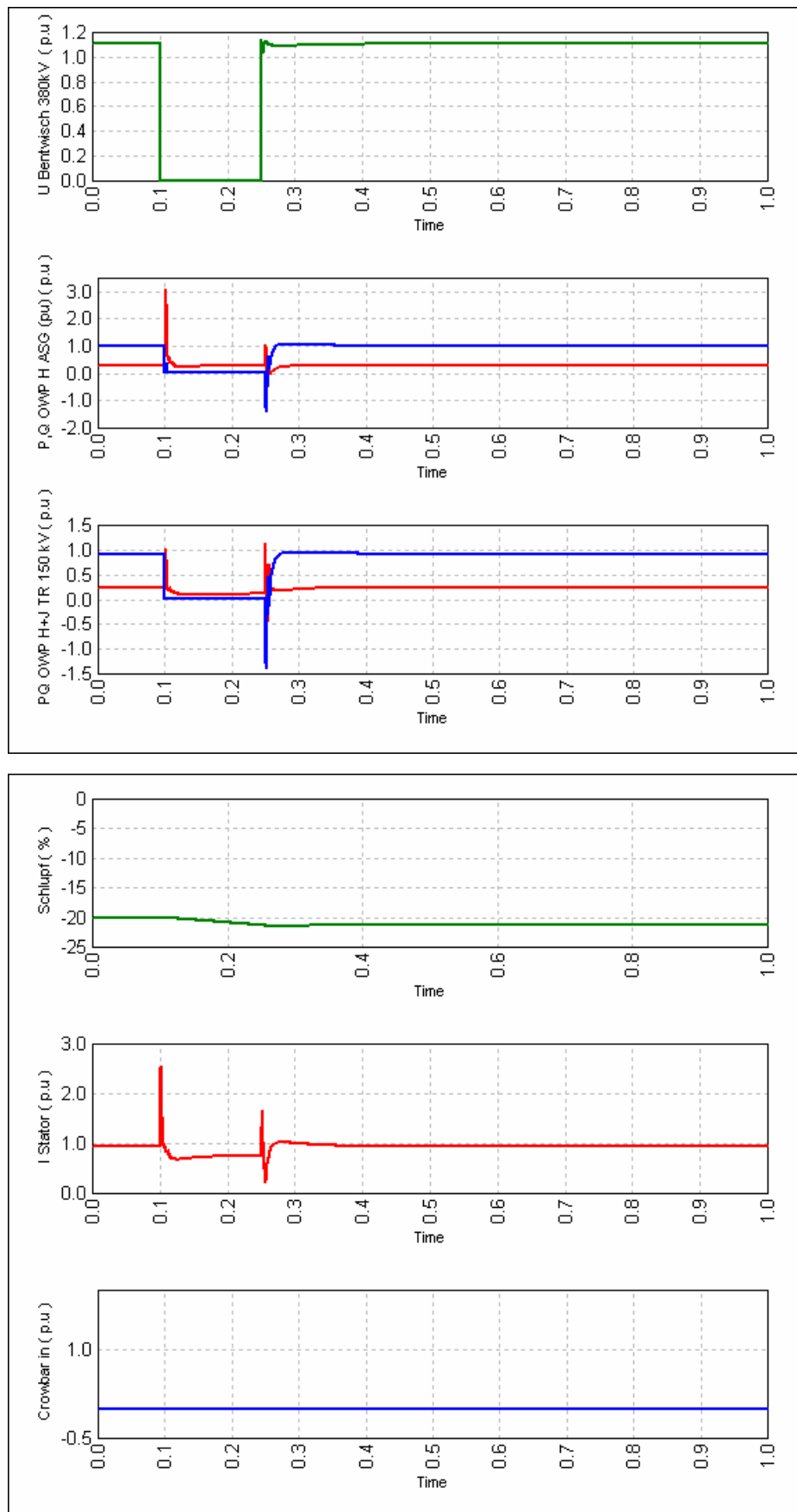
Abbildung A-108: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark H

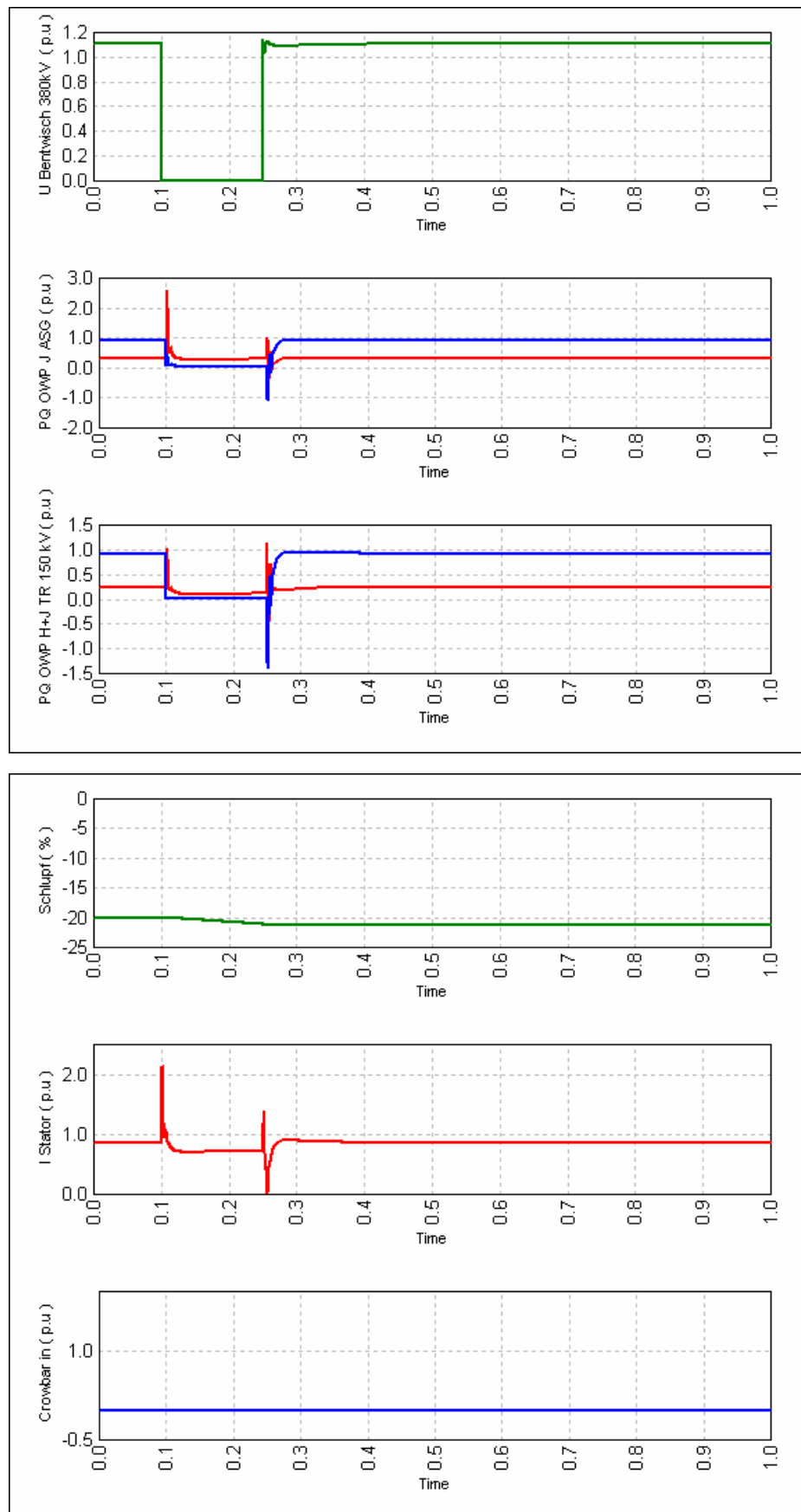
Abbildung A-109: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark J


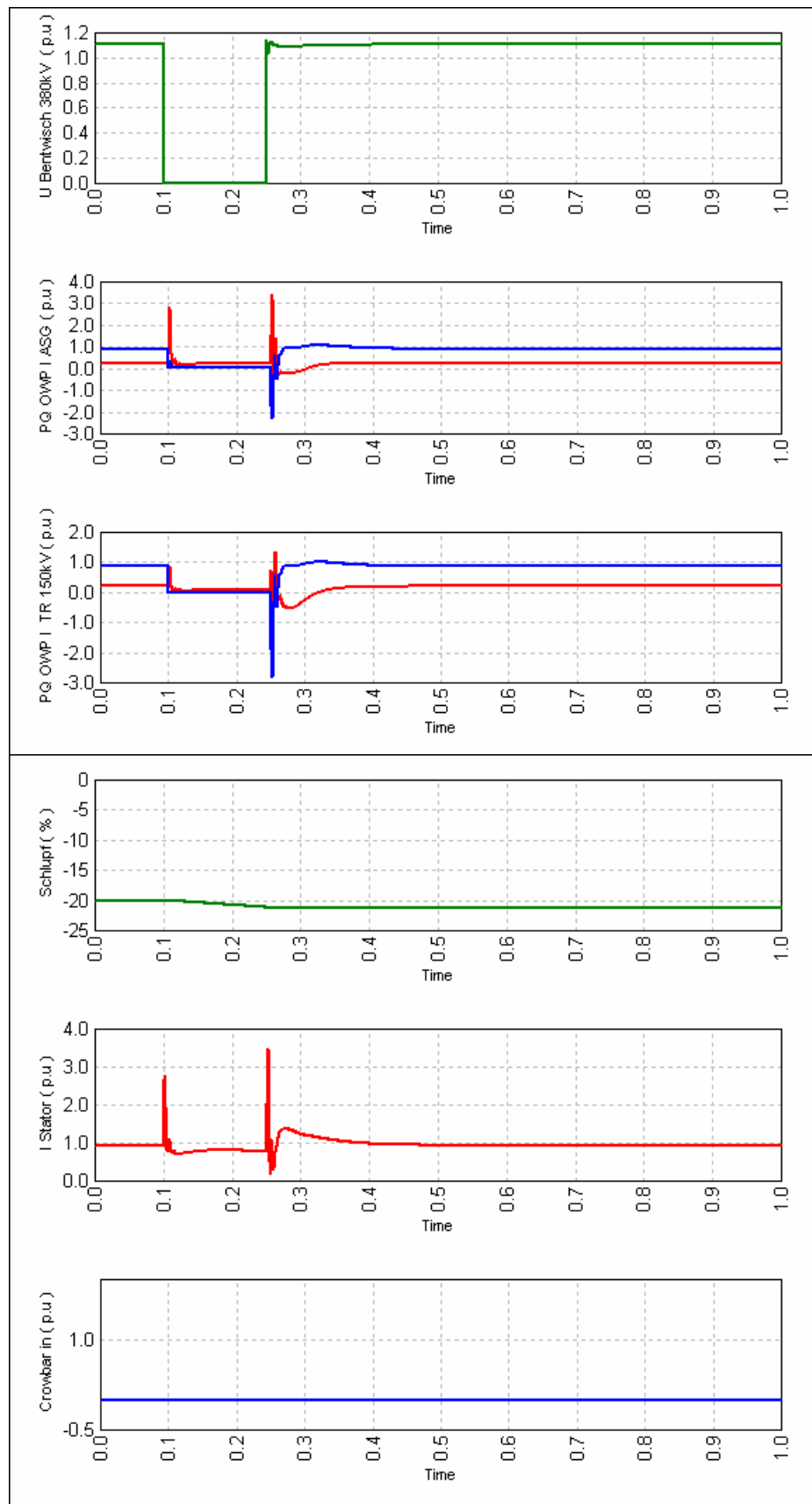
Abbildung A-110: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2010 für Windpark I


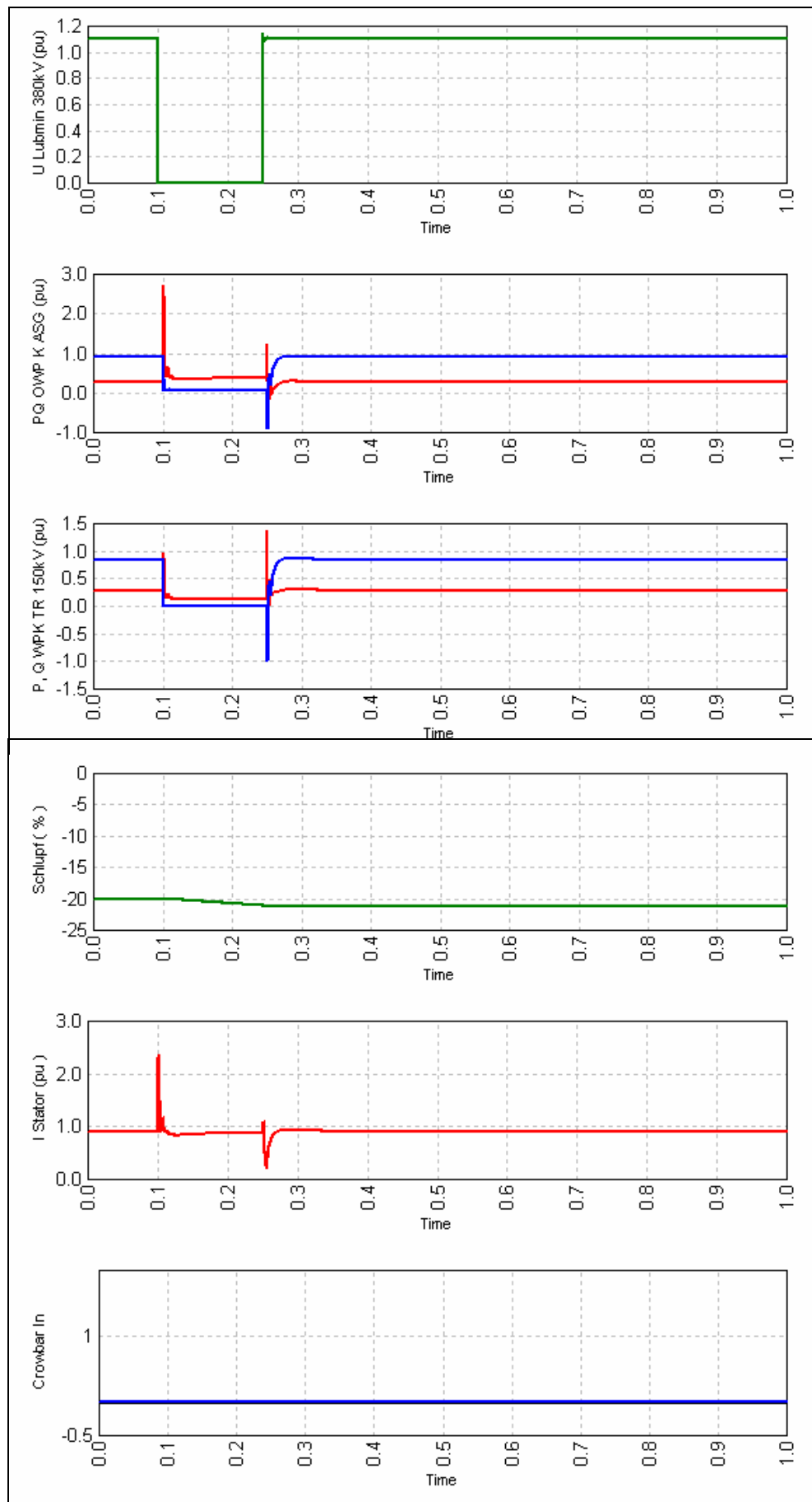
Abbildung A-111: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2010 für Windpark K

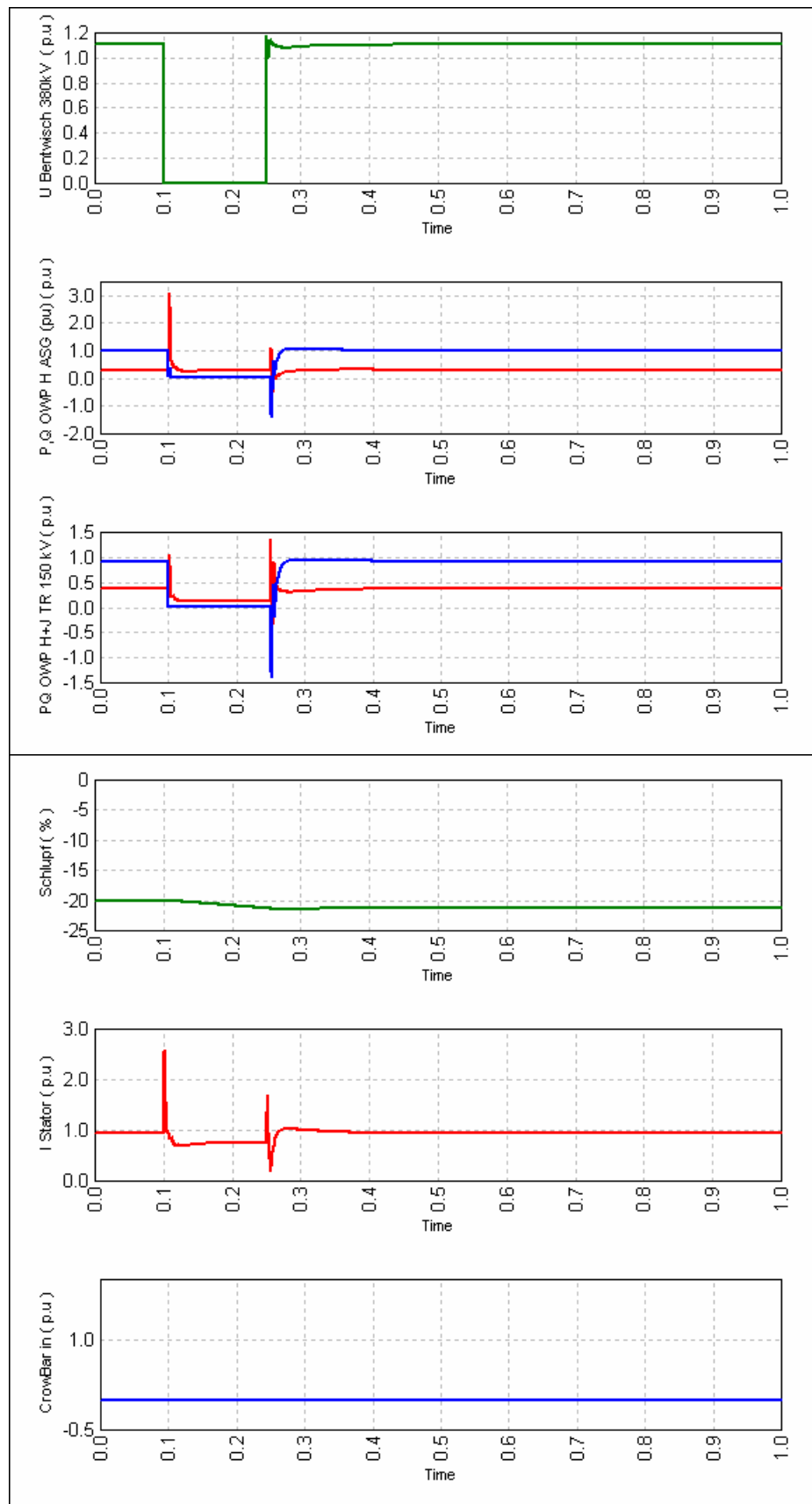
Abbildung A-112: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark H

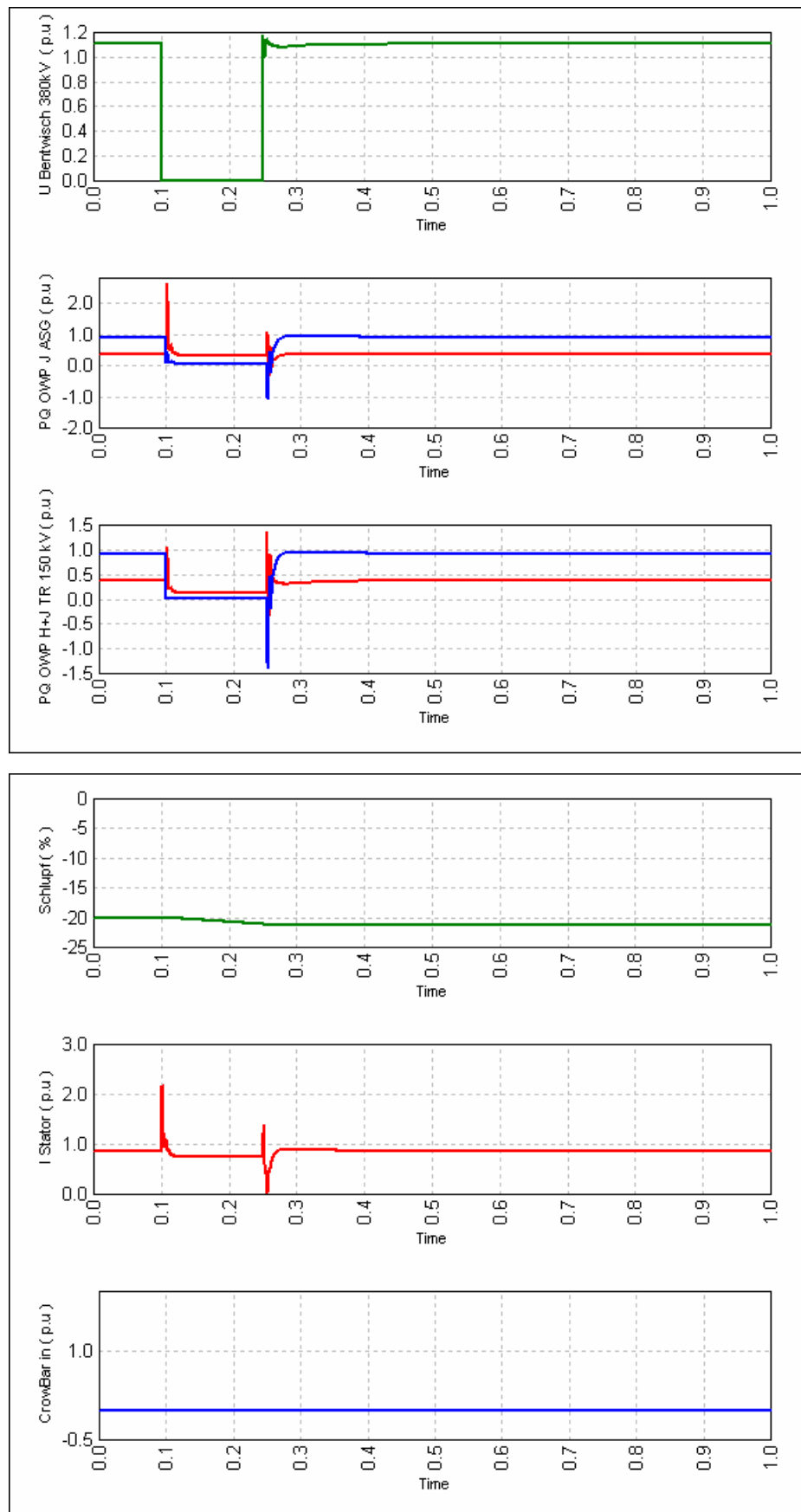
Abbildung A-113: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark J


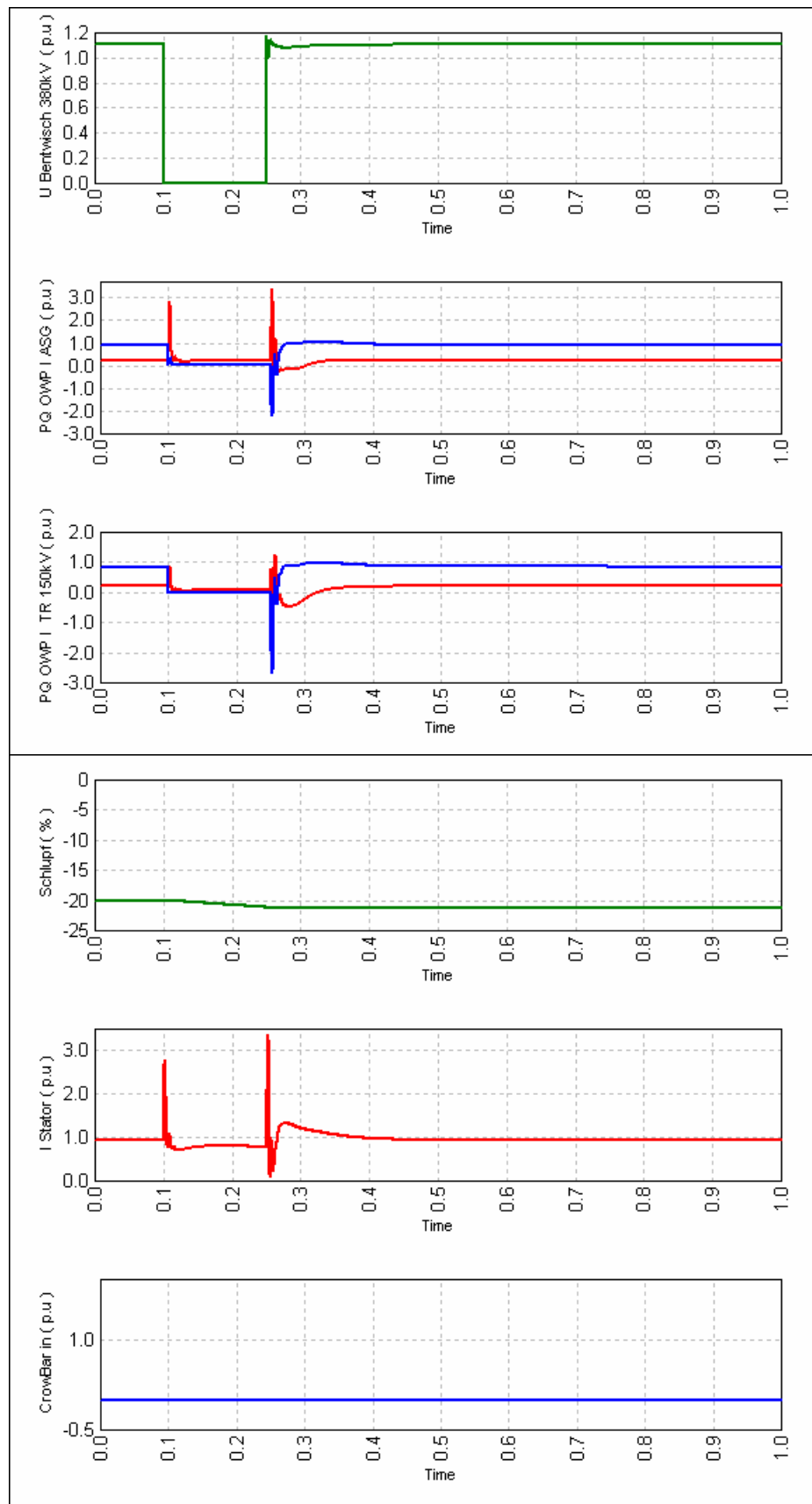
Abbildung A-114: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark I

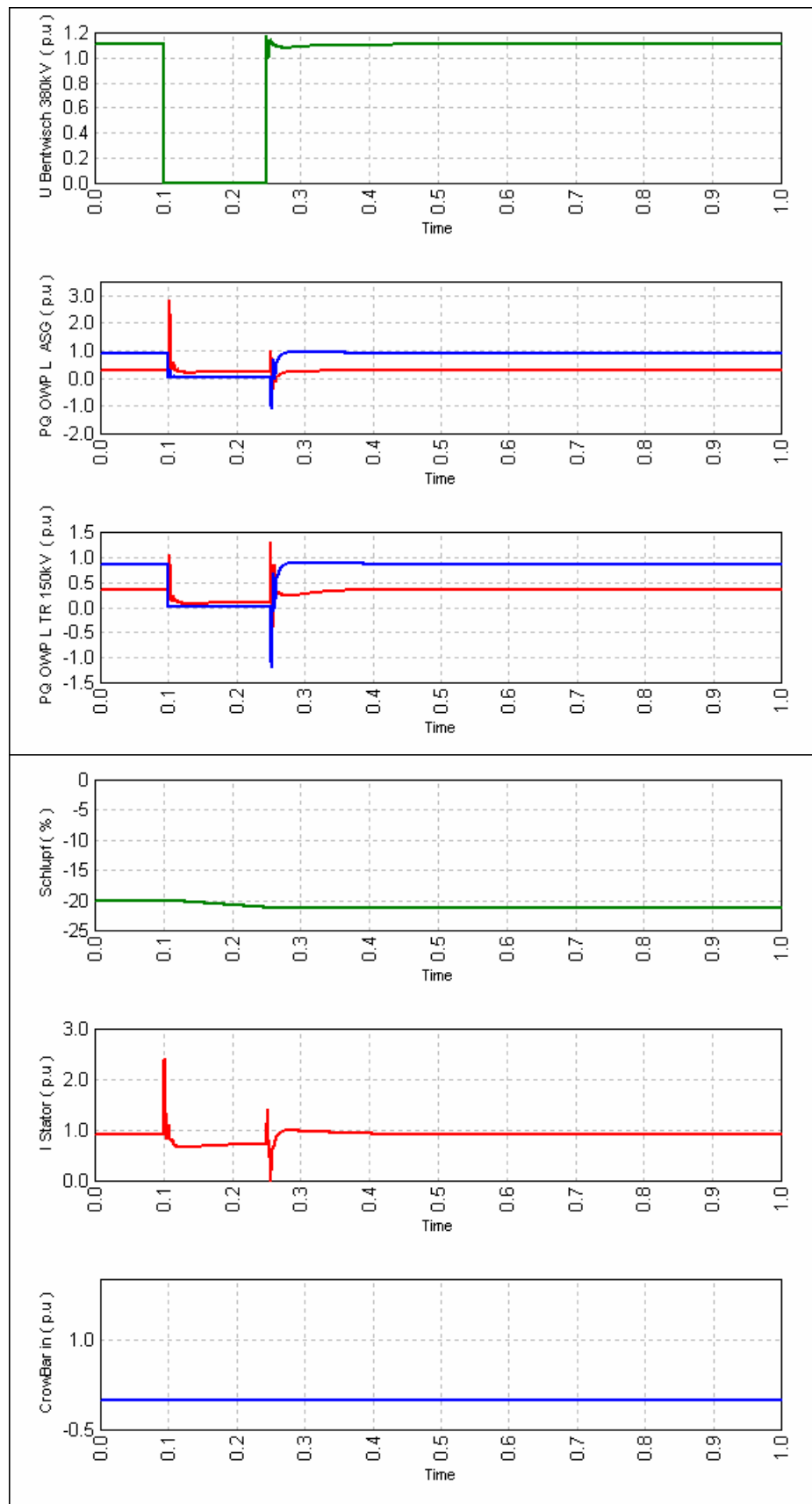
Abbildung A-115: Simulationsergebnisse Bentwisch Szenario 2020 für Windpark L

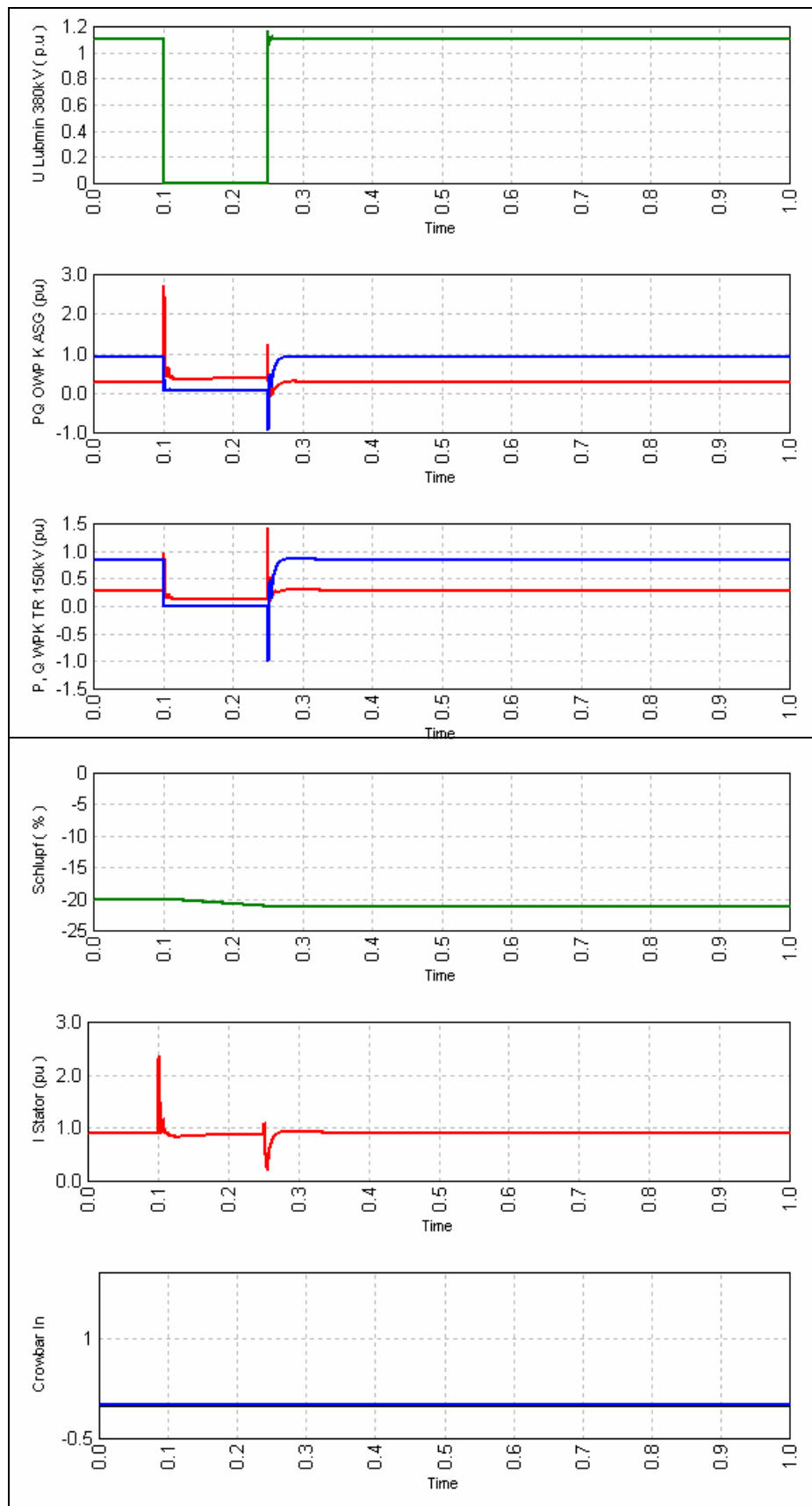
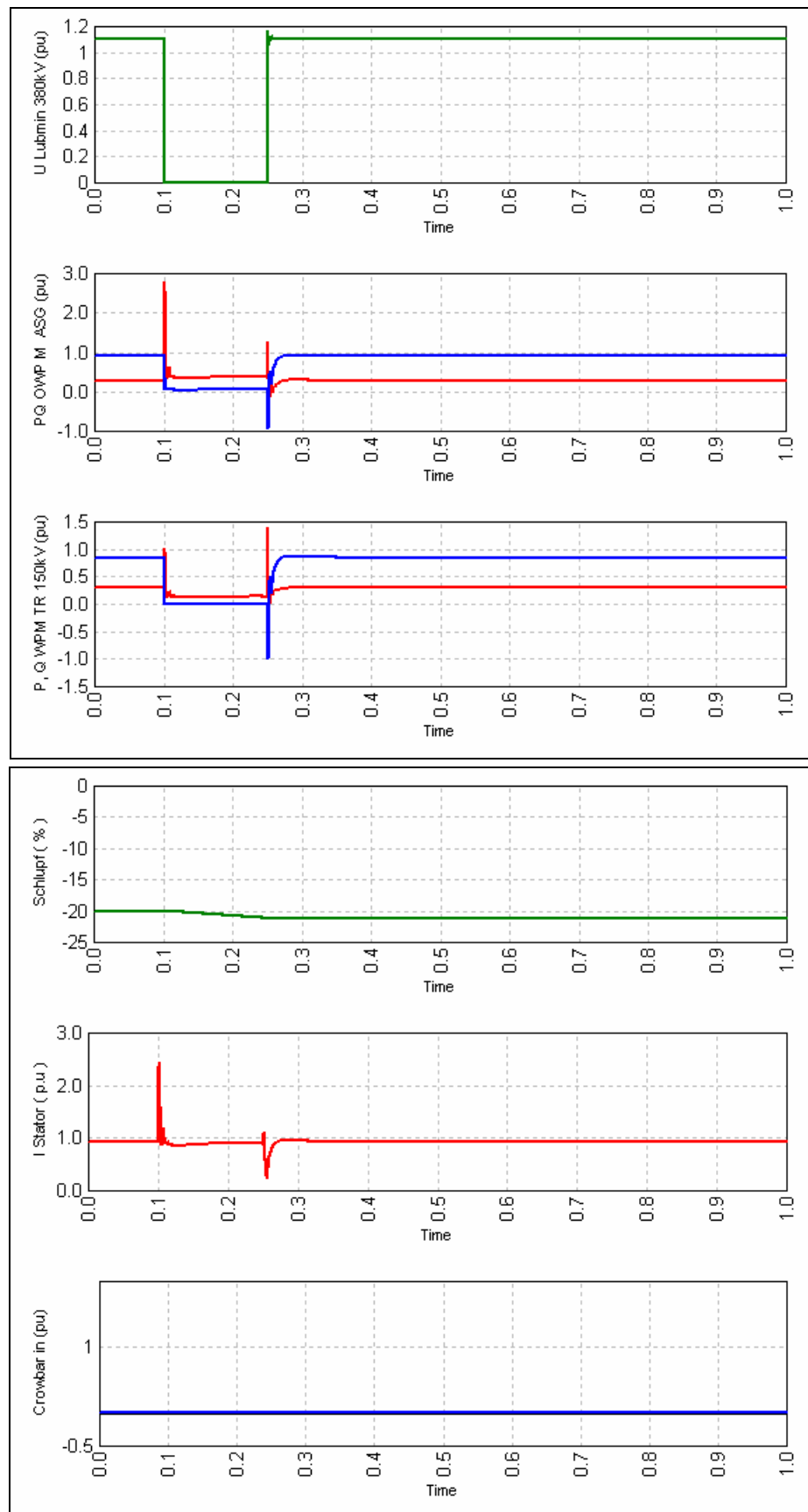
Abbildung A-116: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark K

Abbildung A-117: Simulationsergebnisse Lubmin Szenario 2020 für Windpark M


Anhang B: Bilanztabellen mit Kraftwerkseinsatz, aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern

Tabelle B-1: Zeithorizont 2003

Starklast	Ost	Nord-west	Mitte	Süd-ost	West	Süd-west	Summe
Kernenergie	0	5360	1350	3420	6.700	4.206	21.036
Braunkohle	8.490	0	330	0	9.309	0	18.129
Steinkohle	1.250	1380	3035	721	10.329	2.430	19.145
Gichtgas	0	0	0	0	840	0	840
Gas/Öl	0	290	1106	760	3.608	240	6.004
Laufwasser	0	0	30	700	156	216	372
Pumpspeicher	790	0	780	0	1.029	1.193	3.792
Übrige Kleinkraftwerke*	3450	120	567	227	191	0	4.785
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-11.634	-6814	-7508	-8714	-30.784	-9.768	-74.722
Verluste	-182	-51	-49	-41	-226	-68	-617
Austausch	2.164	285	-359	-2927	1152	-1551	-1.236

*Unbekannte Energieträger bzw. unterlagerte Fremdnetze

Starklast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	5025	1350	3420	6.700	4.156	20.651
Braunkohle	7.310	0	330	0	9.162	0	16.802
Steinkohle	980	1090	2450	721	6.656	1.440	13.337
Gichtgas	0	0	0	0	840	0	840
Gas/Öl	0	0	600	760	2.859	0	4.219
Laufwasser	0	0	30	700	156	216	372
Pumpspeicher	325	0	120	0	920	850	2.215
Übrige Kleinkraftwerke	3450	140	567	227	191	0	4.805
Wind Onshore	4950	4200	1580	70	1.620	-193	12.227
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-11.926	-6614	-7271	-9055	-30.827	-9.400	-74.593
Verluste	-243	-85	-191	-73	-293	-78	-963
Austausch	4.846	3756	-435	-3230	-2.016	-3.009	-88

Schwachlast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	5075	1350	3420	4.000	2.735	16.580
Braunkohle	4.855	0	330	0	5.900	0	11.085
Steinkohle	280	160	400	0	2.966	1.719	5.525
Gichtgas	0	0	0	0	840	0	840
Gas/Öl	0	0	0	0	2.272	0	2.272
Laufwasser	0	0	30	700	156	216	372
Pumpspeicher	-1.155	0	0	0	-1.060	-740	-2.955
Übrige Kleinkraftwerke	2700	103	259	327	191	0	3.810
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.377	-3842	-3638	-4602	-15.178	-3.895	-37.032
Verluste	-63	-22	-23	-28	-87	-35	-258
Austausch	240	1474	-1292	-183	0	0	239

Schwachlast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	2800	1000	2480	4.000	2.049	12.329
Braunkohle	3.220	0	180	0	4.429	0	7.829
Steinkohle	200	160	0	0	999	761	2.120
Gichtgas	0	0	0	0	840	0	840
Gas/Öl	0	0	0	0	1.237	0	1.237
Laufwasser	0	0	30	700	156	216	372
Pumpspeicher	-1.155	0	-385	0	-1.260	-740	-3.540
Übrige Kleinkraftwerke	2500	103	178	327	161	0	3.499
Wind Onshore	4950	4200	1580	70	1.620	-193	12.227
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.932	-3048	-3581	-4652	-15.211	-3.521	-36.445
Verluste	-101	-57	-123	-18	-139	-30	-468
Austausch	2.682	4158	-1121	-1093	-3.168	-1.458	0

Tabelle B-2: Zeithorizont 2007

Starklast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	4.730	1.350	3.470	5.500	3.580	18.630
Braunkohle	8.160	0	330	0	8.530	0	17.020
Steinkohle	1.250	1.380	3.025	721	10.937	3.035	20.348
Gichtgas	0	0	0	0	840	0	840
Gas/Öl	1.200	720	795	2.130	6.141	240	11.226
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	0	0	330	238	1.023	1.228	2.819
Übrige Kleinkraftwerke	3.450	120	567	483	191	0	5.541
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-12.063	-6.734	-7.497	-9.380	-31.129	-9.932	-76.735
Verluste	-155	-55	-47	-47	-232	-71	-607
Austausch	1.842	161	-1.117	-1.685	1.957	-1.709	-551

Starklast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	4.730	1.350	3.470	5.500	3.580	18.630
Braunkohle	8.160	0	330	0	8.520	0	17.010
Steinkohle	1.050	1.080	1.930	301	6.618	1.042	12.021
Gichtgas	0	0	0	0	810	0	810
Gas/Öl	0	0	0	400	2.762	0	3.162
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	0	0	0	0	542	574	1.116
Übrige Kleinkraftwerke	3.450	140	567	283	191	0	5.361
Wind Onshore	7.970	4.980	2.020	200	4.052	368	19.590
Wind Offshore	203	383	0	0	0	0	586
Belastungen	-12.068	-6.772	-7.527	-9.406	-31.089	-9.800	-76.662
Verluste	-457	-132	-385	-164	-337	-89	-1.564
Austausch	8.308	4.409	-1.685	-4.216	-2.275	-4.114	427

Schwachlast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	4.730	1.350	2.600	4.100	2.680	15.460
Braunkohle	8.160	0	330	0	7.388	0	15.878
Steinkohle	200	160	300	400	2.917	0	3.977
Gichtgas	0	0	0	0	810	0	810
Gas/Öl	0	0	0	0	1.210	0	1.210
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-810	0	0	0	-1.000	-640	-2.450
Übrige Kleinkraftwerke	2.630	103	259	474	136	0	4.332
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.630	-3.415	-3.497	-4.784	-15.325	-3.995	-37.646
Verluste	-133	-33	-29	-23	-110	-32	-360
Austausch	3.417	1.545	-1.257	-633	282	-1.776	1.578

Schwachlast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	3.450	1.100	2.000	3.200	1.900	11.650
Braunkohle	3.440	0	0	0	3.195	0	6.635
Steinkohle	200	160	0	0	612	0	972
Gichtgas	0	0	0	0	710	0	710
Gas/Öl	0	0	0	0	910	0	910
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-1.350	0	-780	-245	-1.649	-1.006	-5.030
Übrige Kleinkraftwerke	2.630	103	178	324	136	0	4.101
Wind Onshore	7.970	4.980	2.020	200	4.052	368	19.590
Wind Offshore	203	383	0	0	0	0	586
Belastungen	-6.650	-3.182	-3.520	-4.838	-15.318	-3.974	-37.482
Verluste	-260	-86	-254	-49	-193	-35	-877
Austausch	6.183	5.808	-1.226	-1.908	-4.189	-2.536	2.132

Tabelle B-3: Zeithorizont 2010

Starklast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	3.960	1.350	3.470	5.500	3.580	17.860
Braunkohle	8.260	0	340	0	9.309	0	17.909
Steinkohle	1.250	1.387	2.515	731	10.626	3.035	19.544
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	1.100	720	1.102	2.975	5.227	240	11.364
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	790	0	330	98	1.023	1.228	3.469
Übrige Kleinkraftwerke	3.450	90	534	632	151	0	5.587
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-12.055	-7.130	-7.819	-9.982	-30.976	-9.928	-77.890
Verluste	-155	-43	-33	-48	-210	-59	-548
Austausch	2.640	-1.016	-1.651	-1.424	1.526	-1.693	-1.618

Starklast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	3.960	1.350	3.470	5.500	3.580	17.860
Braunkohle	8.260	0	330	0	9.070	0	17.660
Steinkohle	780	610	970	301	4.190	1.042	7.893
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	0	0	0	400	2.762	0	3.162
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	0	0	0	98	623	574	1.295
Übrige Kleinkraftwerke	2.000	110	534	352	151	0	3.877
Wind Onshore	8.843	5.250	2.160	280	4.947	436	21.916
Wind Offshore	910	3.988	0	0	0	0	4.898
Belastungen	-12.072	-7.211	-7.842	-10.008	-30.894	-9.908	-77.935
Verluste	-442	-184	-266	-138	-367	-73	-1.470
Austausch	8.279	6.523	-2.734	-4.545	-3.142	-4.138	243

Schwachlast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	3.960	1.350	2.600	4.100	3.580	15.590
Braunkohle	8.260	0	330	0	8.628	0	17.218
Steinkohle	200	160	0	420	813	0	1.593
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	0	0	0	0	1.468	0	1.468
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-770	0	0	0	-840	-548	-2.158
Übrige Kleinkraftwerke	2.500	90	376	596	151	0	4.443
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.489	-3.544	-3.538	-4.962	-15.264	-3.996	-37.792
Verluste	-125	-30	-17	-18	-119	-32	-341
Austausch	3.576	637	-1.469	-664	-187	-785	1.108

Schwachlast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	2.050	700	1.400	2.050	1.800	8.000
Braunkohle	3.050	0	0	0	2.782	0	5.832
Steinkohle	0	160	0	0	384	0	544
Gichtgas	0	0	0	0	620	0	620
Gas/Öl	0	0	0	0	1.068	0	1.068
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-1.300	0	-780	0	-1.444	-806	-4.330
Übrige Kleinkraftwerke	1.500	110	301	316	111	0	3.068
Wind Onshore	8.843	5.250	2.160	280	4.947	436	21.916
Wind Offshore	910	3.988	0	0	0	0	4.898
Belastungen	-6.523	-3.643	-3.568	-4.969	-15.255	-3.929	-37.886
Verluste	-238	-139	-203	-49	-204	-30	-863
Austausch	6.242	7.777	-1.360	-2.322	-4.785	-2.318	3.234

Tabelle B-4: Zeithorizont 2015

Starklast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	2.660	1.350	2.600	4.200	2.680	13.490
Braunkohle	9.010	0	330	0	9.242	0	18.582
Steinkohle	1.050	1.387	2.515	731	9.059	3.060	17.802
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	2.300	2.140	1.902	2.975	6.931	750	16.998
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	790	0	330	98	1.023	1.228	3.469
Übrige Kleinkraftwerke	3.500	90	870	1.032	1.291	390	7.903
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-12.064	-7.134	-7.818	-9.982	-31.026	-9.931	-77.955
Verluste	-248	-43	-54	-52	-207	-68	-672
Austausch	4.338	-900	-545	-1.898	1.389	-1.680	704

Starklast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	2.660	1.350	2.600	4.200	2.680	13.490
Braunkohle	9.010	0	330	0	9.013	0	18.353
Steinkohle	780	610	970	301	3.465	886	7.012
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	0	0	0	0	2.241	0	2.241
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	0	0	0	98	0	0	98
Übrige Kleinkraftwerke	2.540	110	870	1.134	1.291	390	6.665
Wind Onshore	9.410	5.600	2.178	298	5.647	450	23.583
Wind Offshore	1.540	7.281	0	0	0	0	8.821
Belastungen	-12.079	-7.250	-7.839	-9.999	-30.777	-9.930	-77.874
Verluste	-606	-242	-402	-220	-453	-89	-2.012
Austausch	10.595	8.769	-2.513	-5.488	-4.497	-5.402	1.464

Schwachlast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	2.660	1.350	2.600	2.800	2.680	12.090
Braunkohle	9.010	0	330	0	8.841	0	18.181
Steinkohle	550	160	0	420	822	0	1.952
Gichtgas	0	0	0	0	720	0	720
Gas/Öl	0	0	0	0	1.447	0	1.447
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-455	0	0	0	-1.240	-648	-2.343
Übrige Kleinkraftwerke	2.600	90	712	996	1.291	390	6.809
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.501	-3.535	-3.539	-4.961	-15.216	-3.985	-37.736
Verluste	-181	-18	-35	-30	-119	-29	-412
Austausch	5.023	-643	-1.152	-275	-498	-1.381	1.075

Schwachlast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	1.040	520	1.040	1.120	1.072	4.792
Braunkohle	3.330*	0	0	0	4.070**	0	7.400
Steinkohle	200	160	0	0	414	886	1.660
Gichtgas	0	0	0	0	620	0	620
Gas/Öl	0	0	0	0	1.047	0	1.047
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-1.645	0	-780	0	-1.934	-1.040	-5.399
Übrige Kleinkraftwerke	2.040	110	637	698	1.251	390	5.856
Wind Onshore	9.410	5.600	2.178	298	5.647	450	23.583
Wind Offshore	1.540	7.281	0	0	0	0	8.821
Belastungen	-6.534	-3.683	-3.566	-4.957	-15.504	-3.991	-38.234
Verluste	-355	-199	-312	-82	-411	-53	-1.412
Austausch	7.986	10.310	-1.293	-2.303	-3.524	-2.075	9.101

* Erläuterung in Tabelle B-6

** Erläuterung in Tabelle B-7

Tabelle B-5: Zeithorizont 2020

Starklast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	1370	1350	1300	2.800	3.580	10.400
Braunkohle	6.760	0	0	0	9.390	0	16.150
Steinkohle	900	3.687	5715	731	7.866	2.862	21.761
Gichtgas	0	0	0	0	970	0	970
Gas/Öl	2.300	1.420	1102	2695	9.688	240	17.445
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	1.205	0	330	0	1.060	1.138	3.733
Übrige Kleinkraftwerke	3450	110	544	473	191	0	5.498
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-12.056	-7330	-7999	-9348	-31.292	-9.955	-77.980
Verluste	-140	-54	-27	-48	-202	-47	-518
Austausch	2.419	-797	1045	-3497	627	-1971	-2.174

Starklast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	1370	1350	1300	2.800	3.580	10.400
Braunkohle	6.760	0	0	0	9.390	0	16.150
Steinkohle	250	160	0	370	762	0	1.542
Gichtgas	0	0	0	0	750	0	750
Gas/Öl	0	0	0	400	2.215	100	2.715
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-455	0	-200	0	290	300	-65
Übrige Kleinkraftwerke	1500	110	544	158	191	0	3.233
Wind Onshore	10031	5870	2450	315	5.950	450	25.066
Wind Offshore	1540	16776	0	0	0	0	18.316
Belastungen	-12.077	-7377	-7993	-9346	-31.463	-9.958	-78.214
Verluste	-303	-606	-213	-375	-563	-90	-2.150
Austausch	7.246	16303	-4032	-6478	-9.522	-5.407	-1.890

Schwachlast	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	1370	1350	1300	2.800	3.580	10.400
Braunkohle	6.760	0	0	0	8.805	0	15.565
Steinkohle	250	163	980	420	3.249	0	5.062
Gichtgas	0	0	0	0	740	0	740
Gas/Öl	0	0	0	0	2.242	0	2.242
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-455	0	0	0	-900	-602	-1.957
Übrige Kleinkraftwerke	2500	109	444	455	181	0	4.419
Wind Onshore	0	0	0	0	0	0	0
Wind Offshore	0	0	0	0	0	0	0
Belastungen	-6.447	-3890	-3760	-4750	-15.153	-3.992	-37.992
Verluste	-93	-27	-15	-18	-129	-20	-302
Austausch	2.515	-2275	-971	-1893	1.991	-823	-1.456

Schwachlast mit Wind	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest	Summe
Kernenergie	0	700	700	700	1.400	1.800	5.300
Braunkohle	2.150	0	0	0	3.714	0	5.864
Steinkohle	0	160	0	0	372	0	532
Gichtgas	0	0	0	0	650	0	650
Gas/Öl	0	0	0	0	973	0	973
Laufwasser	0	0	30	700	156	211	367
Pumpspeicher	-1.890	0	-780	0	-1.410	-920	-5.000
Übrige Kleinkraftwerke	1000	109	360	140	151	0	2.490
Wind Onshore	10031	5870	2450	315	5.950	450	25.066
Wind Offshore	1540	16776	0	0	0	0	18.316
Belastungen	-6.553	-3958	-3768	-4751	-15.345	-3.988	-38.363
Verluste	-336	-569	-197	-325	-635	-103	-2.165
Austausch	5.942	19088	-1205	-3221	-4.024	-2.550	14.030

Tabelle B-6: Bestimmung der Braunkohle-Mindestleistung für 2015 „Schwachlast mit Starkwind“ für Region Ost

Region Ost								
Standort	Block	P_max (netto)	P_min (netto)	P_min + Rev.	P_(netto) Sommer+Wind			
					Montag) ⁷			
					00:00 Uhr	07:00 Uhr	10:00 Uhr	15:00 Uhr
Standort 1	A	485	290/160) ⁵	290/160) ⁵	0) ⁴	160	485	485
	B	485	290/160) ⁵	290/160) ⁵	290	485	485	485
	C	485	290/160) ⁵	290/160) ⁵	290	485	485	485
	D	485	290/160) ⁵	290/160) ⁵	0) ⁴	160	485	485
	E	485	290/160) ⁵	290/160) ⁵	290	485	485	485
	F	485	290/160) ⁵	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³
	Summe	2.910	1740 / 960	1160 / 640	870	1.775	2.425	2.425
					30%			
Standort 2	N	479	349/160) ⁵	349/160) ⁵	160) ⁴	220	485	485
	P	484	349/160) ⁵	349/160) ⁵	0) ⁴	160	485	485
	R	626	396	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³
	Q	842	618	618	618	842	842	842
	Summe	2.431	1712 / 1334	1316 / 938	778	1.222	1.812	1.812
					32%			
Standort 3	A	742	452	452	560	742	742	742
	B	742	452	452	0) ⁴	452	742	742
	Summe	1.484	904	904	560	1.194	1.484	1.484
					38%			
Standort 4	R	890	435	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³
	S	890	435	435	435	890	890	890
	Summe	1.780	870	435	435	890	890	890
					24%			
Standort 5	A	450	200	200	236	450	450	450
	B	450	200	200	0) ⁴	250	450	450
	Summe	900	400	400	236	700	900	900
					26%			
Summe		9.505	5626 / 4468) ⁵	4215 / 3317) ⁵	2879) ⁶	5.781	7.511	7.511
					30%			
Weiterbetrieb bzw. Stillstand wegen:								
1) Absicherung Eigenbedarf zur schnellen Wiederversorgung im Großstörungsfall (Generaleigenbedarf, gegenseitige Besicherung, Wasserhaltung Gruben)								
2) KWK								
3) revisionsbedingter Stillstand								
4) windbedingter Stillstand (kein Absatz)								
5) Werte für den Duo/Mono-Betrieb an den 500-MW-Blöcken KW Jänschwalde / Boxberg								
6) Nicht berücksichtigt sind die zur Zeit vorzuhaltenden Regelleistungen von:								
Primär:	± 140							
Sekundär:	± 420							
Minutenreserve:	-530							
7) Zeitdauer von der Mindestleistung (Montag 00:00 Uhr) bis zum Erreichen des P _{bmax} (Montag 15:00 Uhr) unter Berücksichtigung der Anfahrzeiten der ausgesetzten Blöcke								

Tabelle B-7: Bestimmung der Braunkohle-Mindestleistung für 2015 „Schwachlast mit Starkwind“ für Region West

Region West								
Block		P_max (netto)	P_min (netto)	P_min + Rev.	P (netto) Sommer+Wind			
					00:00 Uhr	07:00 Uhr	10:00 Uhr	15:00 Uhr
A) ¹		300	220	220	220	300	300	300
B) ¹		300	220	220	220	300	300	300
C		300	220	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³
D) ¹		300	200	200	200	300	300	300
E) ¹		300	200	200	200	300	300	300
E		300	200	200	0) ⁴	0	0	300
F) ¹		250	215	215	215	250	250	250
G) ¹		300	215	215	215	300	300	300
H) ²		585	440	440	440	585	585	585
I		585	440	440	0) ⁴	440	585	585
J) ²		585	400	400	400	585	585	585
K		585	400	400	0) ⁴	0	585	585
L		585	360	360	0) ⁴	0	0	585
M) ²		585	360	360	360	585	585	585
N		930	500	500	500	930	930	930
O		930	500	500	500	930	930	930
P		930	500	500	500	930	930	930
Q		930	500	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³	0) ³
Summe		9.580	6.090	5.370	3.970	6.735	7.465	8.350

Weiterbetrieb bzw. Stillstand wegen:

1) Absicherung Eigenbedarf zur schnellen Wiederversorgung im Großstörungsfall
(Generaleigenbedarf, gegenseitige Besicherung, Wasserhaltung Gruben)

2) KWK

3) revisionsbedingter Stillstand

4) windbedingter Stillstand (kein Absatz)

Zur Vorhaltung einer ausreichenden Primärregelleistung (ca. 100 MW entsprechend 1,5 % der am Netz verbleibenden Nennleistung) und Begrenzung der Zeitdauer von der Mindestleistung (angenommen Montag 00:00 Uhr) bis zur Vollast (Montag 15:00 Uhr) sind die für Montag 00:00 Uhr angegebenen Kraftwerke mit Mindestlast am Netz zu betreiben.

Anhang C: Detaillierte Kostenaufstellung für die im deutschen Verbundnetz ermittelten Netzausbaumaßnahmen

Tabelle C-1: 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

Anhang D: Detaillierte Aufstellung der Leistungsflüsse auf den innerdeutschen Kuppelleitungen

Tabelle D-1: Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen innerdeutschen Kuppelleitungen im Verbundnetz in 2007 bei Berücksichtigung der beschriebenen Netzverstärkungen

Nr.	Trasse	Betrag des Wirkleistungsflusses [MW]				
		St. o. W.*	St. m. W.	Schw. o. W.	Schw. m. W.	Grenze**
1	Diele – Meppen/Hanekenfähr (2 SK)	477	1225	437	1246	NW – W
2	Wehrendorf - Landesbergen	78	864	31	837	M – W
3	Gütersloh - Bechterdissen	300	1052	197	907	
4	Twistetal/Borken – Nehden (2 SK)	10	310	86	106	
5	Dillenburg/Aßlar – Dauersberg/Limburg (2 SK)	132	880	73	894	
6	Großkrotzenburg – Urberach/Dettingen (2 SK)	754	1946	389	1283	
7	Grafenrheinfeld – Höpfingen/Kupferzell (2 SK)	476	1406	538	1005	SO – SW
8	Remptendorf – Redwitz (2 SK)	877	2880	804	1658	O – SO
9	Mecklar – Eisenach/Vieselbach (2 SK)	653	1855	582	936	O – M
10	Helmstedt – Wolmirstedt (2 SK)	715	1933	147	1036	
11	Dollern – Landesbergen (2 SK)	310	2123	463	2032	NW – M
12	Sottrum – Landesbergen (2 SK)	88	382	16	484	
13	Krümmel – Stadorf /Lüneburg (2 SK)	731	973	676	1069	W – SW
14	Hoheneck – Pulverdingen/Herbertingen (2 SK)	69	374	209	405	
15	Großkrotzenburg – Grafenrheinfeld (2 SK)	87	88	168	99	
16	Großkrotzenburg – Aschaffenburg (2 SK)	280	362	113	169	

* St. o. W. = Starklast ohne Wind
 St. m. W. = Starklast mit Wind
 Schw. o. W. = Schwachlast ohne Wind
 Schw. m. W. = Schwachlast mit Wind

** O ... Ost
 NW ... Nordwest
 M ... Mitte
 SO ... Südost
 W ... West
 SW ... Südwest

Tabelle D-2: Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen Kuppelleitungen in 2010 bei Berücksichtigung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen

Nr.	Trasse	Betrag des Wirkleistungsflusses [MW]				Grenze**
		St. o. W.*	St. m. W.	Schw. o. W.	Schw. m. W.	
1	Diele – Meppen/Hanekenfähr (2 SK)	23	2144	1067	567	NW – W
2	Ganderkesee - Wehrendorf	103	1215	201	1512	
3	Wehrendorf - Landesbergen	26	149	62	135	M – W
4	Gütersloh - Bechterdissen	153	928	57	817	
5	Twistetal/Borken – Nehden (2 SK)	21	244	249	85	
6	Dillenburg/Aßlar – Dauersberg/Limburg (2 SK)	226	683	274	745	
7	Großkrotzenburg – Urberach/Dettingen (2 SK)	638	1646	47	1274	SO – SW
8	Grafenrheinfeld – Höpfingen/Kupferzell (2 SK)	609	1557	340	1139	
9	Remptendorf – Oberhaid/Kriegenbrunn (2 SK)	740	2125	452	1265	O – SO
10	Altenfeld – Redwitz (2 SK)	810	2249	514	1430	
11	Mecklar – Eisenach/Vieselbach (2 SK)	972	1680	668	682	O – M
12	Helmstedt – Wolmirstedt (2 SK)	998	1160	551	238	
13	Dollern – Landesbergen (2 SK)	141	2046	22	2077	NW – M
14	Sottrum – Landesbergen (2 SK)	42	300	122	90	
15	Krömmel – Stadorf /Lüneburg (2 SK)	327	1198	157	1335	W – SW
16	Hoheneck – Pulverdingen/Herbertingen (2 SK)	88	560	5	479	
17	Großkrotzenburg – Grafenrheinfeld (2 SK)	476	319	437	100	M – SO
18	Großkrotzenburg – Aschaffenburg (2 SK)	206	234	7	112	

* St. o. W. = Starklast ohne Wind
 St. m. W. = Starklast mit Wind
 Schw. o. W. = Schwachlast ohne Wind
 Schw. m. W. = Schwachlast mit Wind

** O ... Ost
 NW ... Nordwest
 M ... Mitte
 SO ... Südost
 W ... West
 SW ... Südwest

Tabelle D-3: Leistungsflüsse auf den am stärksten betroffenen Kuppelleitungen in 2015 bei Berücksichtigung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen

Nr.	Trasse	Betrag des Wirkleistungsflusses [MW]				Grenze**
		St. o. W.*	St. m. W.	Schw. o. W.	Schw. m. W.	
1	Diele – Meppen/Hanekenfähr (2 SK)	505	1323	377	1799	NW – W
2	Ganderkesee - Wehrendorf	3	1282	61	1458	
3	Diele – Niederrhein (2 SK)	27	2031	162	2326	
4	Wehrendorf - Landesbergen	97	142	250	155	M – W
5	Gütersloh - Bechterdissen	279	705	119	610	
6	Twistetal/Borken – Nehden (2 SK)	67	32	388	404	
7	Dillenburg/Aßlar – Dauersberg/Limburg (2 SK)	75	713	201	638	
8	Pkt. Eschborn - Kriftel	404	880	132	632	
9	Großkrotzenburg – Urberach/Dettingen (2 SK)	1443	2203	604	1492	SO – SW
10	Grafenrheinfeld – Höpfingen/Kupferzell (2 SK)	964	2303	695	1510	
11	Remptendorf – Oberhaid/Kriegenbrunn (2 SK)	952	2627	791	1443	O – SO
12	Altenfeld – Redwitz (2 SK)	1328	3146	1034	2051	
13	Mecklar – Eisenach/Vieselbach (2 SK)	996	1410	1048	22	O – M
14	Helmstedt – Wolmirstedt (2 SK)	1275	1931	1065	656	
15	Dollern – Landesbergen (2 SK)	96	2134	3	2236	NW – M
16	Sottrum – Landesbergen (2 SK)	42	300	122	90	
17	Krömmel – Stadorf /Lüneburg (2 SK)	536	1688	78	1901	W – SW
18	Hoheneck – Pulverdingen/Herbertingen (2 SK)	193	1067	50	858	
19	Großkrotzenburg – Grafenrheinfeld (2 SK)	329	4	696	630	M – SO
20	Großkrotzenburg – Aschaffenburg (2 SK)	206	234	7	112	

* St. o. W. = Starklast ohne Wind
 St. m. W. = Starklast mit Wind
 Schw. o. W. = Schwachlast ohne Wind
 Schw. m. W. = Schwachlast mit Wind

** O ... Ost
 NW ... Nordwest
 M ... Mitte
 SO ... Südost
 W ... West
 SW ... Südwest

Anhang E: Tabellarische Darstellung der Diagramme aus Kapitel 6.3 und 6.4**Tabelle E-1: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2003 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]**

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	61	35	142	31	67	10
Schwachlast	24	33	107	-5	53	-5

Tabelle E-2: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2007 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	302	77	338	117	106	19
Schwachlast	128	53	225	26	83	3

Tabelle E-3: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2010 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	286	141	233	91	157	14
Schwachlast	112	108	186	31	85	-2

Tabelle E-4: Zusätzlicher Wirkleistungsbedarf in 2015 bedingt durch den WEA-Leistungstransport [in MW]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	359	198	349	170	246	21
Schwachlast	174	181	276	52	291	23

Tabelle E-5: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2003, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	504	445	1354	357	769	137
Schwachlast	12	311	880	-49	503	-45

Tabelle E-6: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2007, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	2453	809	3033	1263	1157	232
Schwachlast	465	552	1790	294	745	22

Tabelle E-7: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2010, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	2845	1585	2211	1015	1607	241
Schwachlast	1231	1120	1586	346	749	-7

Tabelle E-8: Zusätzlicher Blindleistungsbedarf in 2015, hervorgerufen durch den WEA-Leistungstransport [in Mvar]

Netzregion	Ost	Nordwest	Mitte	Südost	West	Südwest
Starklast	3391	2203	3250	1795	2342	288
Schwachlast	1725	1919	2381	512	2575	173

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

Anhang A: Modelle zur Prognose der Entwicklung der Elektrizitätserzeugung

Die großen Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft in den letzten Jahren und Jahrzehnten erfordern eine ständige Weiterentwicklung der Modelle zur Prognose der zukünftigen Struktur der Elektrizitätserzeugung in Deutschland.

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland hat die Kosten der Stromerzeugung verstärkt in den Vordergrund gerückt. In einem wettbewerblich organisierten Elektrizitätserzeugungsmarkt erfolgen die Entwicklung und der Einsatz des Kraftwerksparks im Wesentlichen unter Kostenminimierungsgesichtspunkten. Auf dem wettbewerblichen Teil des Strommarktes setzen sich die Technologien durch, die in Bezug auf Investitions- und variablen Erzeugungskosten für die jeweilige Einsatzweise am günstigsten sind. Durch die ausgeprägten täglichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Lastzyklen und die Nicht-Speicherbarkeit von Strom existiert in der Regel ein Mix aus unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien, die mit unterschiedlicher Auslastung betrieben werden:

- Grundlastkraftwerke (z.B. Kern- und Braunkohlenkraftwerke) haben in der Regel hohe Investitionskosten und niedrige, variable Erzeugungskosten. Sie haben eine hohe Auslastung.
- Mittellastkraftwerke (z.B. Steinkohlen- und GuD-Kraftwerke) haben eine mittlere Ausnutzungsdauer. Die Investitionskosten sind geringer und die variablen Erzeugungskosten höher als bei Grundlastkraftwerken.
- Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gasturbinen) dienen der Deckung von Lastspitzen und haben eine geringe Auslastung. Die Investitionskosten sind geringer, aber die variablen Erzeugungskosten höher als bei Mittellastkraftwerken.

Um die kostenoptimale Zusammensetzung und Einsatzweise des Kraftwerksparks möglichst realitätsnah bestimmen zu können, muss eine hohe zeitliche Auflösung der Last vorgenommen werden. Anfahrkosten, Revisionen und technische Restriktionen beim Einsatz der unterschiedlichen Technologien machen eine Berücksichtigung der chronologischen Reihenfolge der Lastniveaus erforderlich.

Neben einer hohen, zeitlichen Auflösung ist zugleich ein langer Betrachtungszeitraum notwendig. Kraftwerke haben eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten, in denen sie ihre Investitionskosten erwirtschaften müssen. Eine zügige Anpassung des Kraftwerksparks an neue politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen ist daher aus volkswirtschaftlicher Sicht mit hohen Kosten verbunden, da ältere Anlagen durch die neuen Bedingungen ihren Wert verlieren. Dieses führt dazu, dass die Erneuerung eines Kraftwerksparks in der Regel durch eine gewisse Trägheit gekennzeichnet ist.

Die Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität macht eine Betrachtung über die Grenzen Deutschlands hinaus notwendig. Dabei sind sowohl die unterschiedlichen Ausstat-

tungen mit als auch der unterschiedliche Zugang zu Primärenergieträgern für die Länder neben der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbs Hauptargumente für einen europäischen Strommarkt. Als netzgebundene Ware kann Strom allerdings nicht in beliebigen Mengen zwischen Ländern gehandelt werden. Die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern beschränken die maximalen Austauschmengen.

Ein Modell, mit dem die zukünftige Elektrizitätserzeugung Deutschlands adäquat prognostiziert werden kann, muss daher sowohl der Einführung von Wettbewerb als auch der Schaffung eines EU-Binnenmarktes Rechnung tragen. Zu diesem Zweck wurde am EWI bereits im Jahre 1996 das interregionale Kostenoptimierungsmodell EIREM² entwickelt.

Aufgrund der großen Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland ist eine isolierte Betrachtung der Stromerzeugung mit Defiziten behaftet, da Strom und Wärme in diesem Fall als Kuppelprodukte zu behandeln sind. Eine simultane Betrachtung des Wärme- (Fern- und Nahwärme) und des Strommarktes unter Berücksichtigung von politischen Rahmenbedingungen kann dieses Defizit beheben. Mit dem europäischen Strommarktmodell CEEM³, das explizit die KWK in Deutschland modelliert, steht am EWI ein Prognosetool zur Verfügung, um eine simultane Betrachtung des Strom- und Wärmemarktes in Deutschland unter Berücksichtigung der Einbettung der deutschen in die europäische Stromerzeugung vorzunehmen. In seiner weiterentwickelten Fassung wird es im Rahmen dieser Studie zur Bestimmung des Stromhandels Deutschlands mit seinen Nachbarländern und der Stromerzeugung der wärmegeführten KWK-Anlagen in Deutschland eingesetzt.

Der beträchtliche Zubau an Windkraftwerken in den letzten Jahren und der erwartete, weitere Ausbau der Windkraft an Land und Offshore verändert die Situation für den konventionellen Kraftwerkspark massiv. In einem Elektrizitätserzeugungssystem ohne Stromeinspeisung auf Basis von Windkraft müssen die konventionellen Kraftwerke eine über den Tag, über die Woche und über das Jahr zwar schwankende, aber relativ genau zu prognostizierende Last decken. Stromeinspeisung aus Windkraft hingegen ist kurzfristig nur mit einer gewissen Ungenauigkeit und mittel- und langfristig kaum vorhersehbar. Da die Stromeinspeisung auf Basis von Windkraft als Reduktion der Last, die durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, betrachtet werden kann, verringert sich die Planbarkeit des Einsatzes des konventionellen Kraftwerksparks erheblich. Neben den täglichen und wöchentlichen Lastschwankungen sind auch die Veränderungen der von den konventionellen Kraftwerken zu deckenden Last innerhalb einer Jahreszeit in Folge von Schwankungen der WEA-Einspeisung zu berücksichtigen.

Ansätze, die versuchen, diese zusätzlichen Unsicherheiten über eine stündliche Betrachtung der Last und der stündlichen Stromeinspeisung auf Basis Windkraft für ein Jahr zu berücksichtigen, greifen aus zwei Gründen zu kurz. Erstens wird bei einer Beschränkung des Betrachtungszeitraums auf ein Jahr die Langlebigkeit von Kraftwerken vernachlässigt. Zweitens

² Für eine ausführliche Modellbeschreibung siehe Hoster (1996).

³ Eine Darstellung des Modells findet sich in Starrmann (2001).

werden die Schwankungen der WEA-Einspeisung zwar berücksichtigt, aber als prognostizierbar angesehen.

Wesentlich neben den Schwankungen sind aber gerade die Unsicherheiten über die tatsächliche WEA-Einspeisung. Diese wirkt sich sowohl auf die notwendigen, installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks bzw. der planmäßig verfügbaren Kapazitäten, als auch auf die vorzuhaltende Regel-/Reserveleistung und die bereitzustellende Regel-/Reserveenergie aus. Um die Ergebnisse der beiden Simulationsmodelle – CREDIT-WEA und BALANCE-WEA – zur saisonal gesicherten Leistung der WEA und zum zusätzlichen Bedarf an Regel-/Reserveenergie berücksichtigen und die dadurch induzierten Kostenänderungen im konventionellen Kraftwerkspark ermitteln zu können, wurde am EWI ein Modell des deutschen Strommarktes entwickelt, das über eine simultane Betrachtung des regulären Strommarktes und des Regel-/Reserveenergiemarktes sowie eine Endogenisierung der Revisionen neben den Schwankungen der WEA-Einspeisung auch den Unsicherheiten über die WEA-Einspeisung Rechnung tragen kann. Über die direkte Kopplung mit dem CEEM-Modell ist es möglich, die Aspekte Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern und KWK-Stromerzeugung weiterhin in die Betrachtung einzubeziehen.

Beschreibung des CEEM-Modells

CEEM ist ein Investitions- und Produktionsmodell, das den kostenminimalen Zubau an Stromerzeugungsoptionen (Kraftwerkspark) in Europa zur Deckung einer exogen gegebenen Last (und Wärmenachfrage in Deutschland) bei expliziter Berücksichtigung der KWK-Entwicklung in Deutschland und unter der Annahme des Wettbewerbs auf dem Stromerzeugungsmarkt bestimmt. Die zu minimierende Zielfunktion des Modells besteht aus den abdiskontierten, kumulierten Vollkosten (Kapital- und Erzeugungskosten) der betrachteten Technologien über alle Perioden des Modells. Mit Hilfe des Modells ist es unter anderem möglich, historisch bedingte Investitionszyklen zu berücksichtigen, die dazu führen, dass unterschiedlich große Teile des Kraftwerksparks zeitgleich erneuert werden müssen, was wiederum die Wettbewerbsbedingungen für die weiter bestehenden Kraftwerke entscheidend verändert.

KWK-Anlagen erhalten eine Gutschrift für vermiedene Transportkosten im Netzbereich, da sie in der Regel an eine niedrigere Spannungsebene angeschlossen sind als Kondensationskraftwerke, sowie eine Wärmegutschrift. Die Wärmegutschrift entspricht den vermiedenen Brennstoffkosten in einem reinen Heizkessel. Damit wird unterstellt, dass sich aus der Differenz von Wärmeverkaufspreis und Wärmegutschrift für die KWK die sonstigen Kosten der Wärmenetze, wie Wärmeverteilungskosten, Overhead und Vertrieb, bestreiten lassen.⁴

CEEM ist ein Angebotsmodell. Strom- und Wärmenachfrage (in Deutschland) werden exogen vorgegeben und als preisunelastisch angenommen. In allen Regionen wird die jeweilige Last um die nicht modellierte ‚must-run‘-Erzeugung (wärmegeführte KWK-Erzeugung [außerhalb Deutschlands] und Erzeugung aus regenerativen Energien) unter Berücksichtigung der ‚must-run‘-Erzeugungsstruktur reduziert.

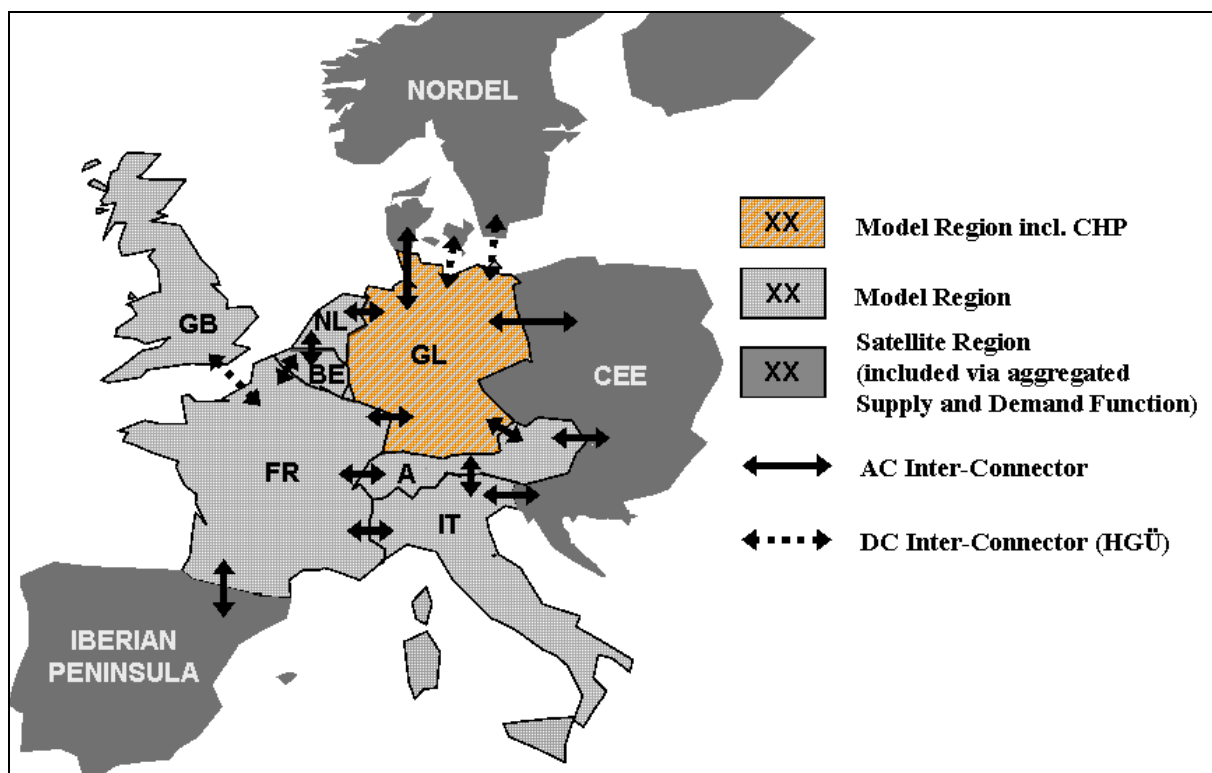
Die Entwicklung der KWK-Erzeugung und -kapazität in Deutschland kann beispielsweise unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs oder durch Berücksichtigung der gesetzlichen Fördermechanismen für KWK-Anlagen modelliert werden.

Eine umfassende Modellbeschreibung sowie eine Dokumentation mit Erläuterungen der grundlegenden Modellgleichungen finden sich in Starrmann (2000) und Starrmann (2001). Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Modell kontinuierlich weiterentwickelt wird. Eine wesentliche Neuerung ist die Einbeziehung der Schwankungen der Windenergieeinspeisung in die Betrachtung. Dafür werden bei der durch die Kraftwerke zu deckenden Last drei unterschiedliche Windenergieeinspeiseniveaus und deren Eintrittswahrscheinlichkeit differenziert nach Jahreszeiten in das Modell integriert.

Im Rahmen dieser Studie wird das CEEM-Modell ausschließlich zur Bestimmung des Stromaustausches Deutschlands mit den Nachbarländern sowie der Entwicklung der wärmegeführten KWK-Erzeugung in Deutschland genutzt.

Regionale Auflösung

Abbildung A-1: Regionale Modellauflösung



Die Regionen Deutschland/Luxemburg, Belgien, Niederlande, Frankreich, Großbritannien, Italien, Österreich/Schweiz (Alpenländer) und Spanien/Portugal sind die im Detail modellierten Kernregionen (Abbildung A-1). In diesen Kernregionen werden Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz optimiert. Zwischen diesen Regionen ist ein Stromhandel möglich, der auf die zur Verfügung stehenden Kuppelleitungskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt ist. Die Über-

⁴ Dabei werden die Wärmenachfragepotentiale für unterschiedliche Verbrauchergruppen (Industrie, Fern- und Nahwärmeversorgung) detailliert abgebildet.

tragungsmengen werden modellendogen bestimmt. Nordeuropa (Nordel) sowie Mittel-/Osteuropa (CEE) sind als Satellitenregionen erfasst, ohne Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz modellendogen zu bestimmen. Der Stromhandel zwischen den Satellitenregionen und den Kernregionen wird auf Basis von aggregierten Angebots- und Nachfragefunktionen bestimmt, wobei die Übertragungskapazitäten die maximalen Austauschmengen festlegen.

Zeitliche Auflösung

Der Optimierungshorizont des Modells beträgt je nach Untersuchungszeitraum bis zu 70 Jahre. Der Kraftwerkspark wird dabei in Mehr-Jahresschritten angepasst. Aufgrund des Endwertproblems sind Prognosen nur bis etwa 2035 nutzbar. Die zeitliche Auflösung des Modells innerhalb eines Jahres umfasst drei Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) mit je 4 Lastfällen (Grundlast, untere Mittellast, obere Mittellast, Spitzenlast). Dabei wird jeder Realisation der stündlichen Lastganglinie ein Lastniveau zugeteilt. Daraus wird die jährliche Dauer des jeweiligen Lastfalls ermittelt. Durch die Aggregation der stündlichen Ganglinien wurden bisher Schwankungen der dargebotsabhängigen WEA-Stromeinspeisung innerhalb der Jahreszeiten herausgemittelt. Zur Verbesserung der Abbildung der volatilen WEA-Stromerzeugung wurde für diese Studie eine wesentlich höhere zeitliche Auflösung vorgesehen, um insbesondere den Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern in Abhängigkeit der WEA-Stromeinspeisung abbilden zu können. Die Erhöhung der zeitlichen Auflösung wird durch eine weitere Unterteilung jeder der bisher 12 Perioden eines Jahres in Zeiten geringer, mittlerer und hoher Windenergieeinspeisung erreicht, wodurch sich die Anzahl der modellierten Perioden eines Jahres auf 36 Lastniveaus verdreifacht. Ein jedes der drei Niveaus der Windenergieeinspeisung ist gekennzeichnet durch ein bestimmtes Verhältnis der Windenergieeinspeisung zur installierten Leistung an Windkraftanlagen sowie der Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Summe der drei Eintrittswahrscheinlichkeiten je Jahreszeit entspricht dabei 100 %. Die Werte für die Einspeiseniveaus der Windenergieeinspeisung werden so gewählt, dass eine angemessene Abbildung von hoher, mittlerer und niedriger WEA-Einspeisung gewährleistet wird (siehe auch Modellbeschreibung GEMS).

Zielfunktion

Die Zielfunktion besteht aus dem Barwert aller Kosten (Gesamtkosten), vermindert um die Gutschrift für vermiedene Transportkosten im Netz und die Wärmegutschrift. Die Gesamtkosten setzen sich aus Kapazitätskosten für die Errichtung von Kraftwerken, Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten und den variablen Kosten (Brennstoffkosten und sonstige variablen Kosten) aller Erzeugungstechnologien zusammen. Hinzu kommen Kosten für Stromimporte aus den Satellitenregionen, Kosten des Netzausbaus sowie eventuell anfallende

Übertragungsnetzentgelte für das Überschreiten nationaler Grenzen (cross-border-tariffs).⁵ Erlöse, die für Stromexporte in die Satellitenregionen anzusetzen sind, werden als negative Kosten in der Zielfunktion verbucht.

Technologien

Folgende Erzeugungstechnologien werden innerhalb des Modells nach Baujahresklassen und Regionen unterschieden.

Tabelle A-1: Kraftwerkstechnologien

Kondensationskraftwerke	Steinkohlenkraftwerke
	Verbundkraftwerke (Steinkohle-/Gas-Feuerung)
	Braunkohlenkraftwerke
	Gas-GuD-Kraftwerke
	Gasturbinenkraftwerke
	Ölkraftwerke
	Kernkraftwerke
	Laufwasserkraftwerke
	Pumpspeicherkraftwerke
KWK-Anlagen (auf Basis von Erdgas, Steinkohle, Braunkohle und Heizöl)	Entnahmekondensationskraftwerke
	Gegendruckkraftwerke
	Gasturbinenheizkraftwerke
	Blockheizkraftwerke

Sämtliche Technologien werden durch eine Reihe von technisch-wirtschaftlichen Merkmalen charakterisiert. Innerhalb einer Technologie, und damit für alle Altersklassen gleich, sind

- Durchschnittliche saisonale Verfügbarkeit,
- sonstige variable Kosten und
- betriebswirtschaftlicher Abschreibungszeitraum.

Zusätzlich nach Altersklassen differenziert werden

- Elektrischer Wirkungsgrad,
- spezifische Investitionskosten,
- spezifische Personalkosten sowie
- spezifische Instandhaltungs- und Wartungskosten.

⁵ Dabei handelt es sich ausschließlich um Übertragungsgebühren, die zwischen den Ländern der EU Anfang 2004 abgeschafft wurden. Die Auktionspreise für Kuppelleitungskapazität werden modell-endogen bestimmt.

Für die KWK-Anlagen werden weiterhin, nach Technologie und Altersklassen differenziert, folgende Daten hinterlegt:

- Stromkennziffer bei maximaler Wärmeauskopplung für Entnahmekondensationstechnologien,
- Konstante Stromkennziffer für alle anderen KWK-Technologien,
- Stromverlustkennziffer für Entnahmekondensationstechnologien.

Input und Output

Neben den oben genannten technisch-wirtschaftlichen Merkmalen der Erzeugungstechnologien gehen eine Reihe weiterer exogener Parameter in das Modell ein.

Tabelle A-2: Inputs und Outputs des CEEM-Modells

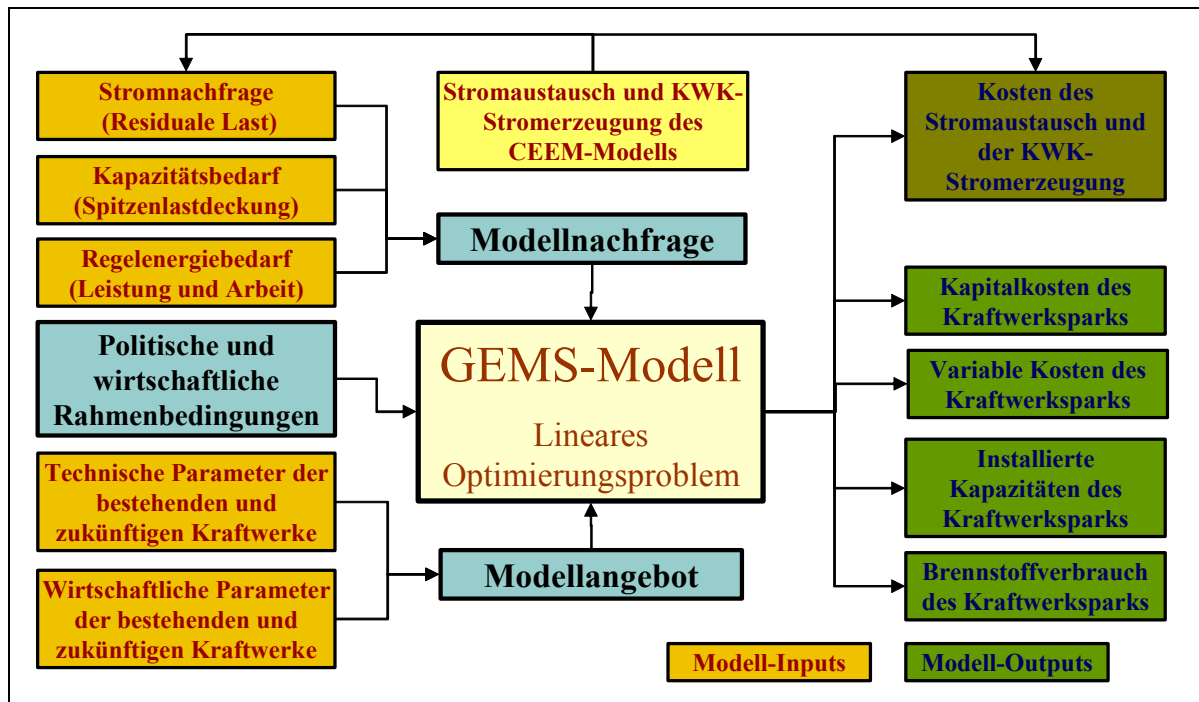
Inputs	Regionale Ganglinien der Stromnachfrage, Ganglinie der Wärmenachfrage für typische Wärmeversorgungsgebiete in Deutschland; Windenergieeinspeisekurven
	Bestand an Erzeugungstechnologien und Kuppelleitungskapazitäten
	Technisch-wirtschaftliche Merkmale der Erzeugungstechnologien (siehe oben)
	Regionale Brennstoffpreise
	Übertragungsnetzentgelte (cross-border-tariffs)
	Steuern auf Brennstoffe und Strom
	Kalkulationszinssatz
Outputs	Veränderung der Erzeugungskapazitäten bis 2030
	Stromproduktion nach Erzeugungstechnologie im jeweiligen Lastfall/WEA-Einspeiseniveau
	Wärmeproduktion nach KWK-Technologie und Wärmeversorgungsgebiet im jeweiligen Lastfall/WEA-Einspeiseniveau
	Veränderung der Kuppelleitungskapazitäten
	Stromimporte und -exporte im jeweiligen Lastfall/WEA-Einspeiseniveau zwischen den Modellregionen
	Brennstoffeinsatz
	CO ₂ -Emissionen
	Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung

Beschreibung des GEMS-Modells

Hintergrund und Modellstruktur

GEMS (German Electricity Market Simulation) ist ein Investitions- und Einsatzmodell des deutschen Kraftwerksparks. Das Modell ermittelt simultan die kostenminimalen Entscheidungen bezüglich der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (Kraftwerksstilllegungen und -zubau) sowie den Einsatz der Kraftwerke zur Lastdeckung und Bereitstellung von Regel-/Reserveenergie. Das GEMS-Modell ist ein Angebotsmodell, das die technischen und wirtschaftlichen Parameter des bestehenden Kraftwerksparks und zukünftiger Kraftwerke im Detail berücksichtigt. Technische Beschränkungen beim Einsatz der Kraftwerke, wie z.B. Mindestteillastbedingungen, Anfahrtszeiten, Lastgradienten und Revisionsanforderungen, werden über Nebenbedingungen im Modell erfasst. Die zu deckende Last, die notwendigen Regel-/Reserveenergieanforderungen und die zur saisonalen Spitzenlastdeckung vorzuhaltenden Kraftwerkskapazitäten werden als Anforderungen an den Kraftwerkspark vorgegeben. Sie werden in Abhängigkeit von Annahmen über die Entwicklung der Nachfrage, des Ausbaus der installierten WEA-Leistung, der Stromeinspeisung anderer Erneuerbarer Energien sowie des Stromaustausches Deutschlands mit seinen Nachbarländern und der Stromerzeugung der wärmegeführten KWK-Anlagen in Deutschlands bestimmt. Für die Ermittlung der zur saisonalen Spitzenlastdeckung notwendigen, verfügbaren Kraftwerkskapazität und zur Bestimmung der Regel-/Reserveenergieanforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark werden Simulationsmodelle vorgeschaltet. Die zu deckende residuale Last ergibt sich aus einer Kurve der Gesamtlast abzüglich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der wärmegeführten KWK-Anlagen und des Stromaustausches Deutschlands mit seinen Nachbarländern sowie der Stromeinspeisung aus WEA an Land und Offshore. Für die WEA-Einspeisung werden auf Grund der hohen Volatilität drei unterschiedliche Niveaus pro Jahreszeit unterstellt.

Die Struktur des GEMS-Modells (Modell-Inputs und Modell-Outputs) ist in Abbildung A-2 dargestellt.

Abbildung A-2: Struktur des GEMS-Modells

Durch die Konzentration des GEMS-Modells auf die Stromerzeugung in Deutschland ist es möglich, eine hohe zeitliche Auflösung mit einem langen Betrachtungszeitraum zu verbinden. Für die adäquate Berücksichtigung von täglichen, wöchentlichen und saisonalen Lastschwankungen sowie einer simultanen Betrachtung von regulärem Strommarkt und Regel-/Reserveenergiemarkt ist eine hohe zeitliche Auflösung zwingend notwendig. Die lange Lebensdauer von Kraftwerken macht zugleich einen langen Betrachtungszeitraum erforderlich, um Investitionsentscheidungen adäquat abbilden zu können.

Das GEMS-Modell ist als lineares Optimierungsproblem in der Programmiersprache GAMS formuliert, wobei die Zielfunktion des Modells aus dem Barwert aller zukünftigen Kosten (Investitions-, Reparatur- und Wartungskosten sowie variable Kosten der Stromerzeugung) besteht. Diese wird unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen, die sich aus technischen und wirtschaftlichen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes sowie politischen Rahmenbedingungen ergeben, minimiert. Das Modell besitzt im Referenzfall (ohne Lastmanagement) bei einem Betrachtungszeitraum bis 2050⁶ über 1 Mio. Einzelgleichungen und über 1,4 Mio. Variablen.

⁶ Auf Grund des Endwertproblems für den am Ende des Betrachtungszeitraums existierenden Kraftwerkspark werden bei einem Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 nur Ergebnisse bis zum Jahr 2020 ausgewertet.

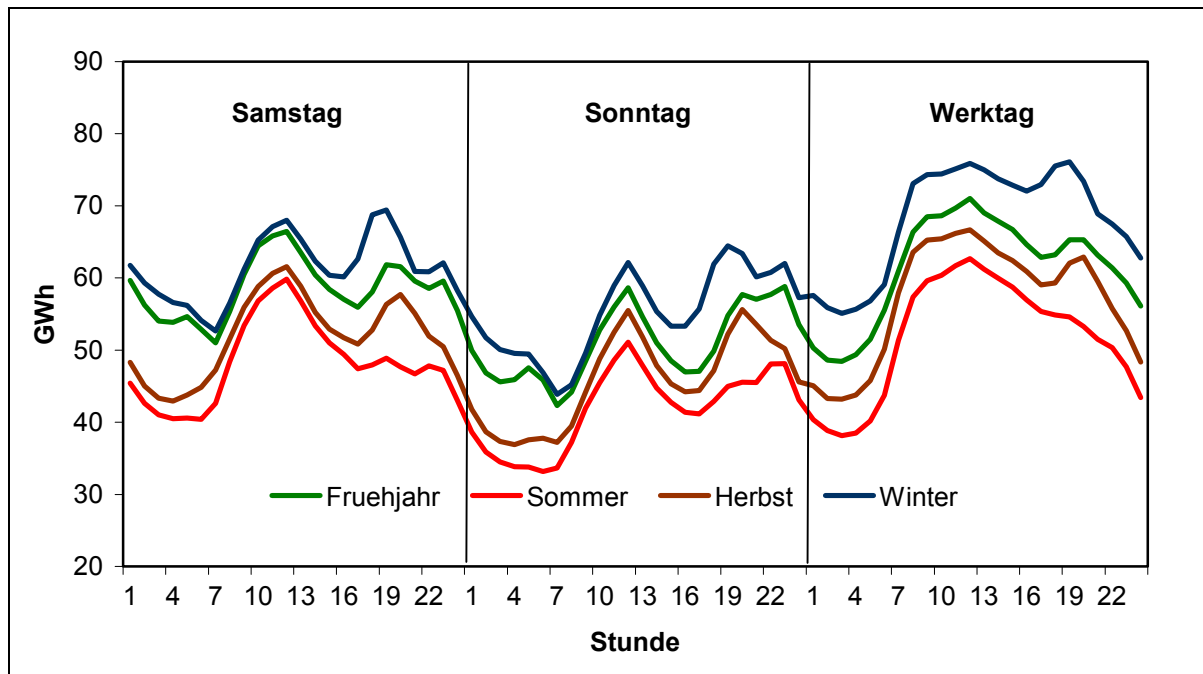
Anforderungen an den thermischen Kraftwerkspark und die Speicherkraftwerke in Deutschland

Bestimmung der residualen Modelllast

Die Ermittlung der durch thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu deckenden Last verfolgt das Ziel, sowohl die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen der Last als auch deren chronologische Reihenfolge abzubilden.

Die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen der Last sind beispielhaft in Abbildung A-3 dargestellt. Die saisonalen Lastkurven unterscheiden sich neben dem Niveau auch in der Struktur. So haben Wintertage grundsätzlich zwei Lastspitzen, wobei die absolute Lastspitze zum Teil am Abend auftritt, während sich ein typischer Sommertag (Werktag) durch eine ausgeprägte Mittagsspitze charakterisieren lässt.

Abbildung A-3: Saisonale, wöchentliche und tägliche Lastschwankungen (Beispiel)



Jedes Modelljahr wird durch vier Jahreszeiten abgebildet, wobei die 12 Monate jeweils gemäß der Ähnlichkeit der Laststruktur (z.B. Anzahl der Lastspitzen) und der Lasthöhe einer Jahreszeit zugeordnet werden. Dieses führt zu folgender Einteilung der Monate zu den Jahreszeiten:

- Der Winter umfasst die vier Monate November, Dezember, Januar und Februar.
- Der Frühling besteht aus den beiden Monaten März und April.
- Der Sommer umfasst die vier Monate Mai, Juni, Juli und August.
- Der Herbst besteht aus den beiden Monaten September und Oktober.

Jedes Modelljahr beginnt mit einem Frühjahrs und endet mit einem Winter. Die Dauer jeder Jahreszeit wird über die durchschnittliche Anzahl der Wochen in der Jahreszeit erfasst.

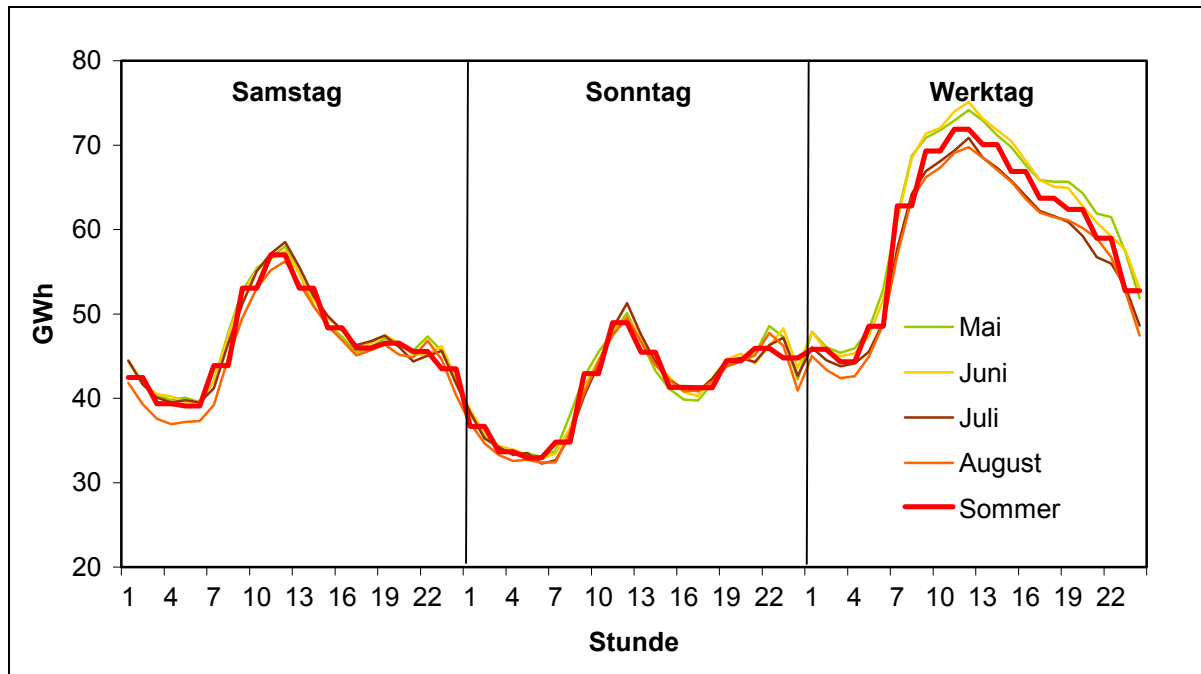
Jede Jahreszeit wird wiederum durch eine repräsentative Woche mit drei unterschiedlichen Tagestypen abgebildet:

- Der Tagestyp „Werktag“ bildet die Tage Montag bis Freitag ab, wenn es sich nicht um Feiertage handelt, und kommt annahmegemäß 4,8-mal je repräsentativer Woche vor. Von Unterschieden zwischen den Werktagen wird im Rahmen der Modellierung abstrahiert.
- Der Tagestyp „Samstag“ steht ausschließlich für den Samstag einer repräsentativen Woche und kommt daher genau 1-mal je Modellwoche vor.
- Der Tagestyp „Sonntag“ bildet sowohl Sonntage als auch Feiertage ab. Dieser Tagestyp kommt entsprechend der Anzahl der jährlichen Feiertage je repräsentativer Woche 1,2-mal vor.

Für die Berücksichtigung der sequentiellen Abfolge der Lastperioden wird unterstellt, dass einem Samstag ein Werktag, einem Sonntag ein Samstag und einem Werktag ein Werktag vorausgeht.

Jeder Tagestyp wird durch 12 Lastperioden, die jeweils eine Dauer von zwei Stunden haben, abgebildet. Um die sequentielle Reihenfolge der Stunden zu berücksichtigen, wird jeweils der Mittelwert aus zwei aufeinander folgenden Stunden gebildet. Diese Approximation erlaubt es, die wesentlichen Schwankungen der Lastkurve im Modell abzubilden. Das Ergebnis ist beispielhaft für die vier Sommermonate – Mai, Juni, Juli und August – in Abbildung A-4 dargestellt.

Abbildung A-4: Approximation der stündlichen, monatlichen Last (Beispiel)



Für zukünftige Jahre wird eine Nachfragesteigerung über eine Skalierung der Lastkurven berücksichtigt, wobei neben der Veränderung der jährlichen Nachfrage auch eine Verschiebung der Anteile des saisonalen, wöchentlichen und täglichen Verbrauchs möglich ist. Die zu deckende Jahresnachfrage enthält dabei den Stromverbrauch der Endverbraucher und Netzverluste. Der Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke wird nicht berücksichtigt, da dieser modellendogen bestimmt wird.

Das GEMS-Modell optimiert die Kraftwerkskapazitäten in Deutschland, die unter reinen Wirtschaftlichkeitsaspekten bei der Stromerzeugung zugebaut und eingesetzt werden. Andere Stromerzeugungsoptionen, die nicht in Abhängigkeit der Last eingesetzt werden und deren Stromerzeugung im Wesentlichen von anderen Aspekten bestimmt wird, sind über eine Reduktion der zu deckenden Gesamtlast berücksichtigt und werden mit einer entsprechenden (erwarteten) Einspeisestruktur vorgegeben.

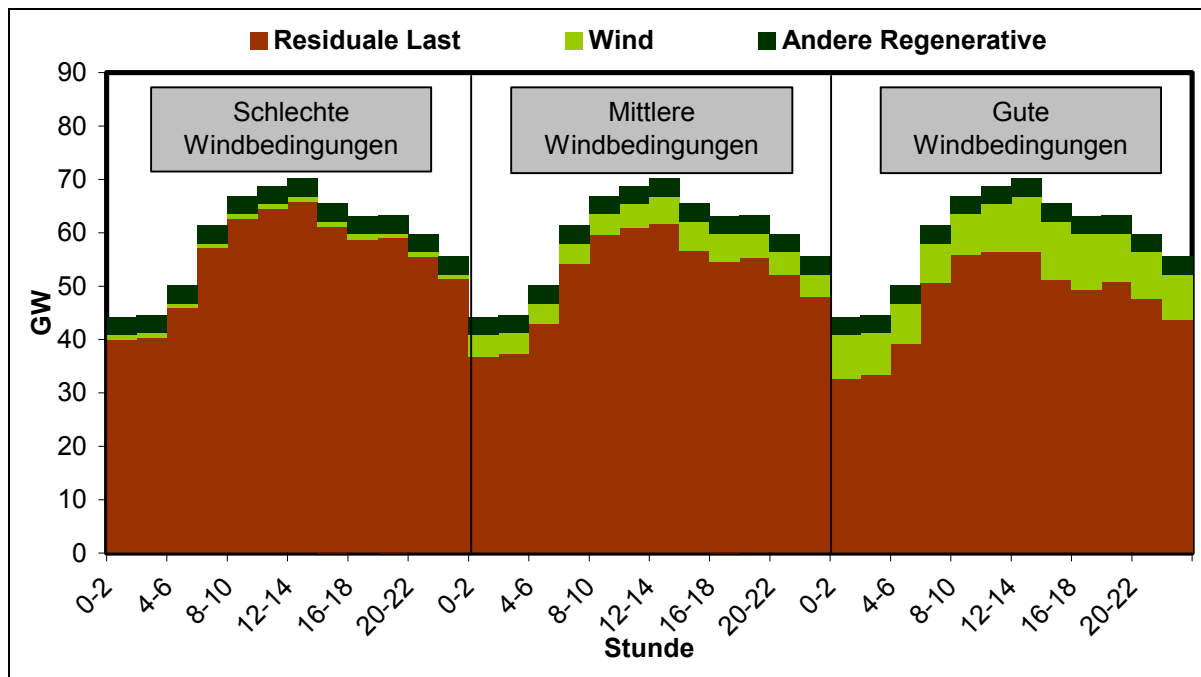
Dieses Vorgehen wird für Stromeinspeisung auf Basis von Erneuerbaren Energien gewählt, bei denen entweder auf Grund einer fixen Einspeisevergütung keine Anreizmechanismen gegeben sind, in Abhängigkeit der Last eingesetzt zu werden oder bei denen die Stromerzeugung (z.B. bei Windkraftanlagen, Laufwasserkraftwerken und Photovoltaikanlagen) im Wesentlichen von meteorologischen Bedingungen abhängt.

Für Biomasseanlagen, Laufwasserkraftwerke, Geothermiekraftwerke sowie Photovoltaikanlagen wird eine für jede Jahreszeit konstante Einspeisung unterstellt, da entweder die kurzfristigen Schwankungen der Erzeugung im Aggregat, wie bei Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken, relativ klein sind oder die Bedeutung für das Gesamtsystem, wie bei Photovoltaikanlagen, in absehbarer Zeit gering bleiben wird.

Für die Stromerzeugung auf Basis Windkraft ist ein anderes Vorgehen notwendig. Zum einen ist ein wesentliches Charakteristikum der WEA-Einspeisung, dass sie auf Grund der Veränderungen von Windbedingungen auch kurzfristig starken Schwankungen unterworfen ist. Zum anderen ist bereits heute die volatile WEA-Einspeisung für den Kraftwerkeinsatz von großer Bedeutung und die Auswirkungen der volatilen WEA-Einspeisung auf das Gesamtsystem werden sich durch erwartete WEA-Leistungszuwächse an Land und Offshore weiter erhöhen. Daher müssen Schwankungen der winddargebotsabhängigen WEA-Einspeisung auch innerhalb der Jahreszeiten berücksichtigt werden. Zur Bestimmung der residualen Modelllast werden drei unterschiedliche Einspeiseniveaus der installierten WEA für jede Jahreszeit unterstellt, die auf Basis von historischen Stromeinspeisedaten Onshore und der erwarteten Offshore-Einspeisestruktur ermittelt werden.⁷ Um die Windstromeinspeisung sowohl für durchschnittliche, als auch für gute und schlechte Windbedingungen mit einem repräsentativen Charakter zu bestimmen, werden für jede Jahreszeit die stündlichen Mittelwerte von 20 % der Tage mit der geringsten Windenergieeinspeisung, von 20 % der Tage mit der höchsten Windenergieeinspeisung und den verbleibenden 60 % der Tage mit mittleren Windenergieeinspeisungen ermittelt. Bei der Bestimmung der residualen Last wird sowohl die Dauer des jeweiligen Windenergieeinspeiseniveaus als auch die von der Gesamtlast abzuziehende Energiemenge je Stunde berücksichtigt. Entsprechend dem Vorgehen bei der Last werden aus den stündlichen Werten Mittelwerte für eine zwei Stunden dauernde Lastperiode ermittelt.

Die entsprechenden Ergebnisse dieses Vorgehens sind exemplarisch in Abbildung A-5 dargestellt.

⁷ In dieser Studie werden die repräsentativen Einspeiseganglinien auf Basis der Ergebnisse des ISET für die Jahre 2003, 2007, 2010 und 2020 unter Berücksichtigung der jahrzeitlichen und stündlichen Struktur sowie des jeweiligen Clusters verwendet.

Abbildung A-5: Residuale Last in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung

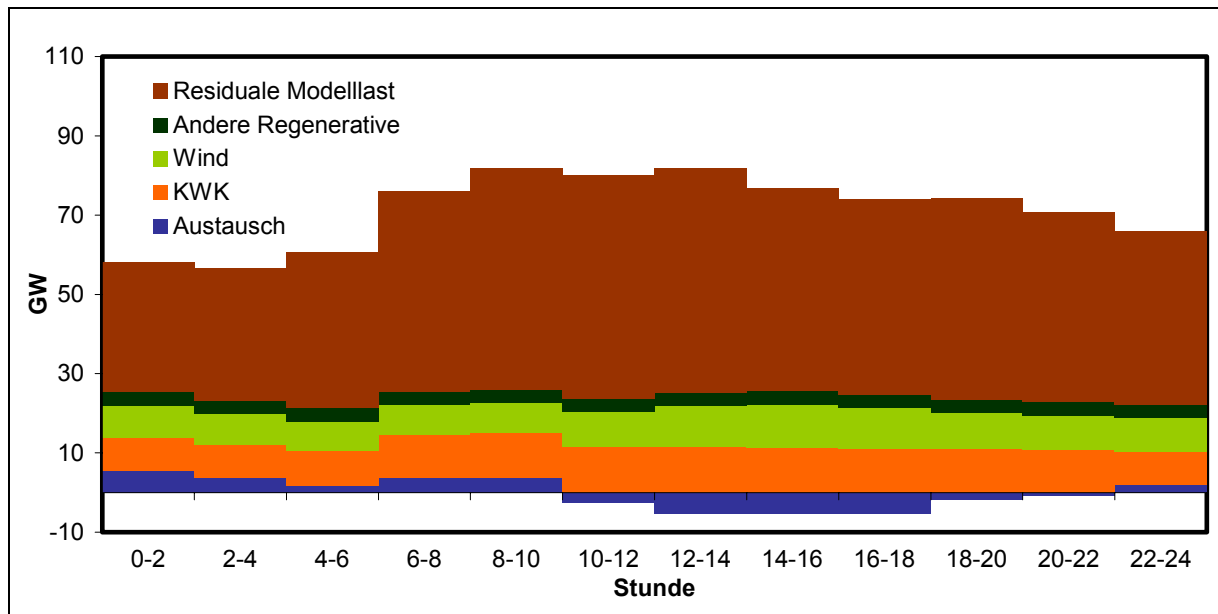
Über die Berücksichtigung der Anzahl der Monate je Jahreszeit, der Anzahl der unterschiedlichen Tagestypen je Woche und der Wahrscheinlichkeit des Windenergieeinspeiseniveaus ergibt sich die Dauer jeder Lastperiode im Modelljahr:

Tabelle A-3: Dauer eines Lastniveaus in Stunden pro Jahr

		Schlechte Windbedingungen	Mittlere Windbedingungen	Gute Windbedingungen
Frühjahr	Samstag	3,5	10,4	3,5
	Sonn- und Feiertag	4,2	12,5	4,2
	Werktag	16,7	50,1	16,7
Sommer	Samstag	7,0	20,9	7,0
	Sonn- und Feiertag	8,3	25,0	8,3
	Werktag	33,4	100,1	33,4
Herbst	Samstag	3,5	10,4	3,5
	Sonn- und Feiertag	4,2	12,5	4,2
	Werktag	16,7	50,1	16,7
Winter	Samstag	7,0	20,9	7,0
	Sonn- und Feiertag	8,3	25,0	8,3
	Werktag	33,4	100,1	33,4

Der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern und die Stromerzeugung der wärmegeführten KWK-Anlagen in Deutschland wird im GEMS-Modell über eine Kopplung mit dem ebenfalls am EWI entwickelten CEEM-Modell (s. o.) berücksichtigt. Wie bei der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien wird dieses durch eine Reduktion (Stromimporte und Stromerzeugung aus wärmegeführten KWK-Anlagen) bzw. eine Erhöhung (Stromexporte) der durch thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu deckenden Last erfasst.

Abbildung A-6: Schematische Darstellung der residualen Modelllast des GEMS-Modells für einen Werktag im Sommer

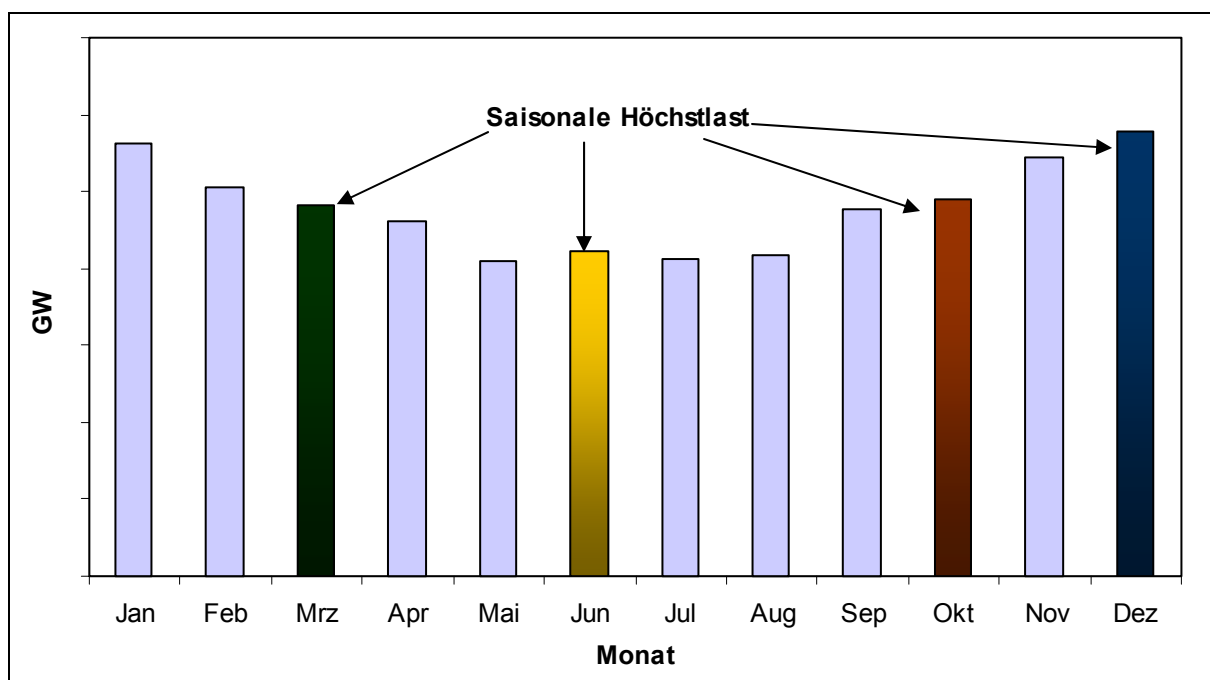


Festlegung der notwendigen, verfügbaren Modellkapazitäten

Neben der Deckung der Last müssen die inländischen Kraftwerke die jeweilige saisonale Höchstlast zu einem gegebenen Niveau der Versorgungssicherheit decken können.

Die saisonale Höchstlast entspricht der maximalen Höchstlast aus den Monaten, die in die entsprechende Jahreszeit fallen. Die saisonale Höchstlast für zukünftige Jahre kann entweder mit dem Anstieg der durchschnittlichen saisonalen Last oder bei zusätzlichen Informationen über die Entwicklung der saisonalen Höchstlast mit einem eigenen Faktor skaliert werden.

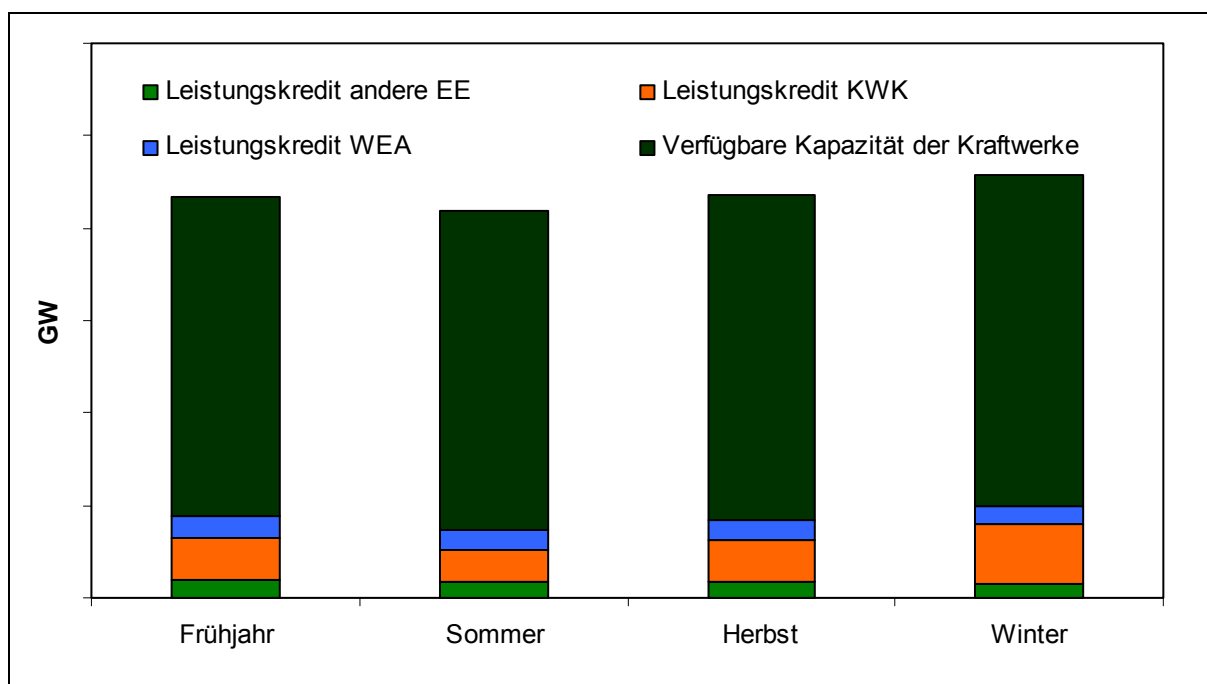
Abbildung A-7: Saisonale Höchstlast



In Anlehnung an die Leistungsbilanzvorschau der allgemeinen Stromversorgung wird den Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eine gesicherte Leistung gegeben. Für Laufwasserkraftwerke, Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen und Geothermiekraftwerke wird die durchschnittliche saisonale Stromeinspeisung als gesicherte Leistung der Anlagen angesetzt. Für wärmegeführte KWK-Anlagen wird ein entsprechendes Vorgehen gewählt. Die gesicherte Leistung der Windkraftanlagen wird entsprechend den Ergebnissen des Simulationsmodells CREDIT-WEA berücksichtigt. Die gesicherte Leistung der im GEMS-Modell nicht berücksichtigten Stromerzeugungsanlagen wird von der saisonalen Spitzenlast abgezogen, so dass der Anteil der saisonalen Höchstlast bleibt, der durch die Modellkraftwerke (thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) gedeckt werden muss. Ebenfalls auf Basis der Ergebnisse des Simulationsmodells CREDIT-WEA wird die zusätzlich notwendige, thermische Kraftwerksleistung, die der Absicherung von stochastischen Kraftwerksausfällen dient, festgelegt.

Dieses ergibt schließlich die Leistung der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die zu jeder Jahreszeit planmäßig zur Verfügung stehen muss (Installierte Leistung abzüglich Leistung in Revision). Dabei sind Kapazitäten, die für Systemdienstleistungen (inkrementelle Regelleistung) der ÜNB vorgehalten werden müssen, zu berücksichtigen.

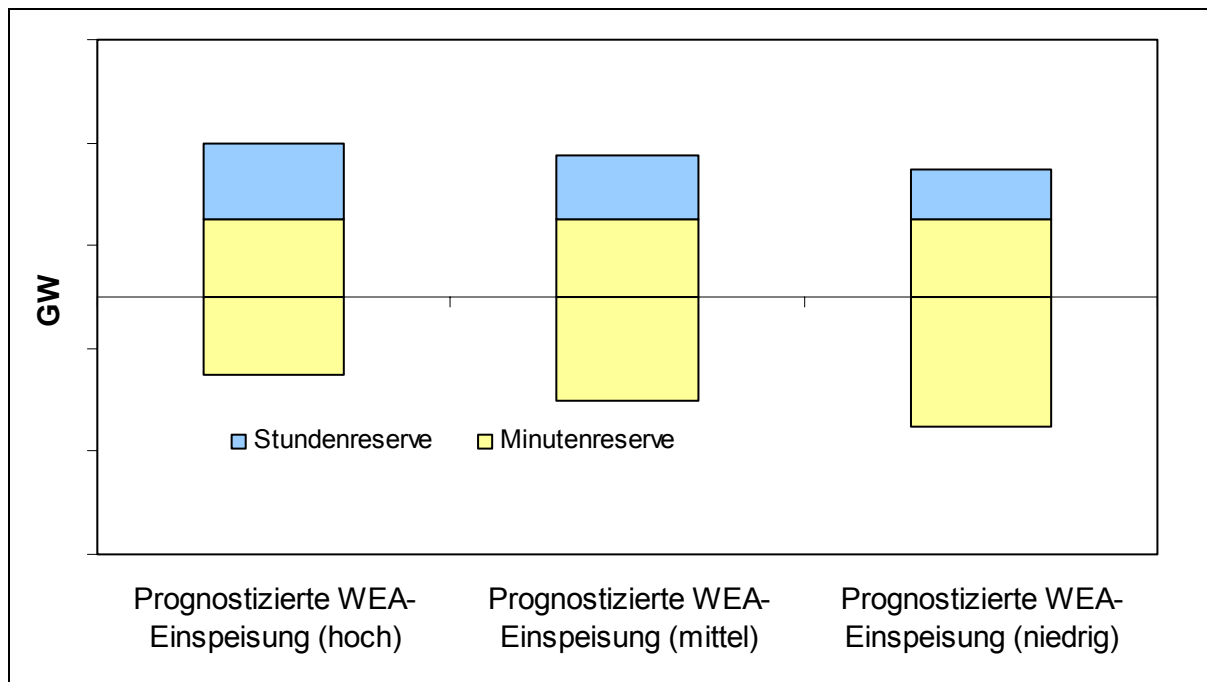
Abbildung A-8: Notwendige, verfügbare Leistung der Kraftwerke zur Deckung der saisonalen Höchstlast (Beispiel)



Regelenergieanforderungen

Bei der Deckung der residualen Last müssen die thermischen Kraftwerke sowie die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu jedem Zeitpunkt ausreichend Regelleistungskapazitäten vorhalten, die den Anforderungen bezüglich der Geschwindigkeit der Veränderung der Leistungsanpassung genügen müssen. Im Modell werden inkrementelle und dekrementelle Minutenreserve und Stundenreserve⁸ unterschieden. Für jede Regelenergieart wird eine Leistung vorgegeben, wobei die Höhe der vorzuhaltenden positiven Stundenreserve und der negativen Minutenreserve vom prognostizierten Windenergieeinspeiseniveau abhängt. Die Höhe der vorzuhaltenden inkrementellen und dekrementellen Minutenreserve sowie der inkrementellen Stunderreserve wird mit dem Simulationsmodell BALANCE-WEA bestimmt und hängt insbesondere von der installierten WEA-Leistung und der prognostizierten WEA-Einspeisung ab. Exemplarisch ist die notwendige Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit der prognostizierten WEA-Einspeisung in Abbildung A-9 dargestellt.

Abbildung A-9: Notwendige Regelleistungsvorhaltung (Beispiel)

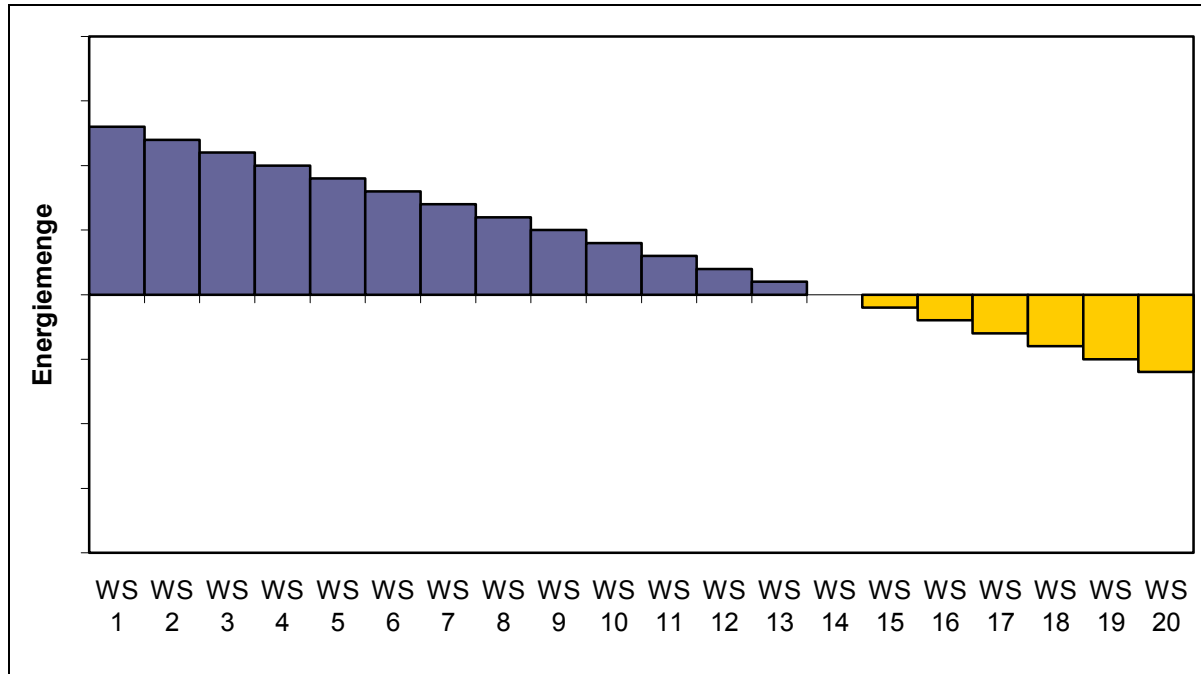


Neben der Vorhaltung der Regel- und Reserveleistungskapazitäten muss auch der Abruf bei eintretenden Abweichungen (Saldo aus Abweichungen der geplanten von der tatsächlichen Erzeugung und der geplanten von der tatsächlichen Entnahme) im Modell berücksichtigt werden. Da der Regelenergieabruf auf Grund seiner Stochastik nicht deterministisch festgelegt werden kann, wird im Modell ein probabilistischer Ansatz gewählt. Dabei wird unterstellt, dass die vorzuhaltende Regel- und Reserveleistung in jeder Modellperiode zu verschiedenen Höhen mit jeweils zugehörigen Wahrscheinlichkeiten abgerufen wird. Die entsprechenden

⁸ Die ursprüngliche Berücksichtigung von Primär- und Sekundärregelleistung konnte für die Studie nicht weiter berücksichtigt werden. Da dieses in beiden Szenarien – mit und ohne Ausbau der Windenergie – der Fall ist, und die Auswirkungen der Integration der WEA auf Primär- und Sekundärregelleistung zumindest heute gering sind, führt dieses zu keinen wesentlichen Verzerrungen bei Differenzbetrachtungen.

Wertepaare für Minutenreserve werden ebenfalls mit dem Simulationsmodell WEA-BALANCE ermittelt.

Abbildung A-10: Wahrscheinlichkeiten des Regel- und Reserveenergieabrufs (Beispiel)



Die Summe über die Wahrscheinlichkeiten WS 1 bis WS 20 in Abbildung A-10 entspricht dabei 100 %. Durch dieses Vorgehen ist sichergestellt, dass bei der Bereitstellung der Regelleistungskapazitäten neben den technischen Anforderungen sowohl die Opportunitätskosten für die Leistungsvorhaltung als auch die tatsächlich entstehenden Kosten (Erzeugungskosten) für den Abruf von inkrementeller Regelenergie bzw. Einsparungen für den Abruf von dekrementeller Regelenergie adäquat berücksichtigt werden können.

Kapazitätsentwicklung und Einsatz der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die Kapazitätsentwicklung und der Einsatz der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erfolgt unter dem Kriterium der Kostenminimierung. Dabei werden Restriktionen, die sich aus den technischen Eigenschaften der Kraftwerke und politischen Rahmenbedingungen ergeben, berücksichtigt. Restriktionen beim Einsatz der Kraftwerke auf Grund von Netzengpässen innerhalb Deutschlands, werden nicht berücksichtigt, da von einer Anpassung des Übertragungsnetzes ausgegangen wird, der einen unbeschränkten innerdeutschen Stromhandel zulässt.

Thermische Kraftwerke

Installierte und verfügbare Kapazitäten der thermischen Kraftwerke

Die installierte Kraftwerksleistung der thermischen Kraftwerke zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird auf Basis der bestehenden Kraftwerksblöcke ermittelt, die in der EWI-Kraftwerksdatenbank mit den wesentlichen technischen und ökonomischen Parametern sowie dem Baujahr erfasst sind. Dabei werden sechs Kraftwerkstechnologien unterschieden:

- Kernkraftwerke,
- Braunkohlenkraftwerke,
- Steinkohlenkraftwerke,
- Gas-GuD-Kraftwerke,
- Öl- und gasbefeuerte Gasturbinen,
- Öl- und gasbefeuerte Kondensationskraftwerke.

Die installierte Netto-Leistung dieser Kraftwerkstechnologien wird nach Baujahren in Vintage-Klassen zusammengefasst und mit repräsentativen technischen und ökonomischen Parametern für die einzelnen Vintage-Klassen in das GEMS-Modell eingelesen.

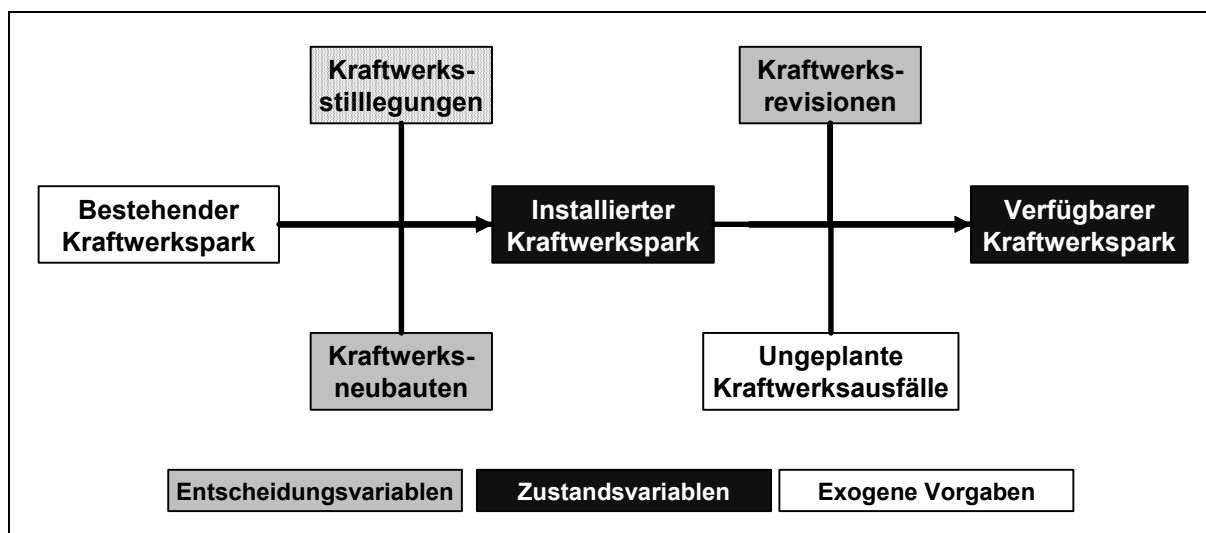
Tabelle A-4: Technische Parameter heutiger und zukünftiger Kraftwerke

Parameter	Beschreibung
Kapazität	Installierte elektrische Nennleistung (netto) in MW.
Wirkungsgrad	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad (Verhältnis Netto-Erzeugung zu Brutto-Brennstoffeinsatz im laufenden Betrieb bei Nennleistung) in %.
Technische Mindestlast	Teillast, mit der Kraftwerke mindestens betrieben werden müssen in % der Nenn-Leistung.
Anfahrsgeschwindigkeit	Dauer eines Anfahrvorgangs bei Kaltstart bis zur Netzsynchronisation in Stunden.
Wirkungsgradverlust bei Teillast	Wirkungsgradverlust bei Erzeugung im Teillastmodus in Prozentpunkten.
Lastgradient	Geschwindigkeit der Erhöhung der Leistung im laufenden Betrieb in % der Nennleistung je Minute.
Regelenergiefähigkeit	Qualifikation für die Erbringung unterschiedlicher Regelenergiearten als 0-1-Parameter.
Abkühlverhalten	Parameter, der in eine Abkühlfunktion eingeht.
Revisionsdauer	Durchschnittliche Dauer der Revision in Monaten je Jahr.
Ausfallwahrscheinlichkeit	Durchschnittliche Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken auf Grund von ungeplanten Ausfällen (Unterscheidung disponibel/ nicht disponibel) in % der Nennleistung.
Technische Lebensdauer	Maximale Dauer des Kraftwerksbetriebs bis zur Stilllegung in Jahren.

In zukünftigen Jahren werden die bestehenden Kraftwerke nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer oder auf Grund von zusätzlichen Informationen (geplante Stilllegungen vor Ablauf der technischen Lebensdauer) stillgelegt. Daneben können Kraftwerke vorzeitig stillgelegt werden, wenn sie ihre Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie fixe Personalkosten durch die kurzfristigen Deckungsbeiträge auf dem regulären Strommarkt und/oder dem Regelenergiemarkt nicht erzielen können. Investitionskosten für bestehende Kraftwerke sind für diese Entscheidung nicht relevant, da sie als versunkene Kosten anzusehen sind. Als Ersatz für Kraftwerksstilllegungen und/oder für Kapazitätserhöhungen können neue Kraftwerke gebaut werden, für die jeweils technische und ökonomische Parameter hinterlegt sind. Der installierte Kraftwerkspark in jedem Modelljahr ergibt sich aus den bestehenden Kraftwerken abzüglich der stillgelegten Kraftwerke zuzüglich der Kraftwerksneubauten. Die Kraftwerksneubauten sowie die vorzeitige Stilllegung von Kraftwerken aus wirtschaftlichen Erwägungen werden modellendogen bestimmt.

Auf Grund von Kraftwerksrevisionen und ungeplanten Kraftwerksausfällen (disponibel und nicht disponibel) steht die gesamte installierte Kraftwerksleistung nicht in jeder Jahreszeit vollständig zur Verfügung. Für jede Kraftwerkstechnologie und Vintage-Klasse werden auf Basis von historischen Werten durchschnittliche, jährliche Revisionsdauern vorgegeben, die von den Kraftwerken eingehalten werden müssen. Dabei wird modellendogen bestimmt, in welcher Jahreszeit die Revisionen für die jeweilige Kraftwerkstechnologie/Vintage-Klasse vorgenommen werden. Dadurch wird die geplante verfügbare Leistung bestimmt, die mit einem Faktor um ungeplante, disponible Kraftwerksausfälle verringert wird. Die ungeplanten, nicht disponiblen Kraftwerksausfälle werden nicht berücksichtigt, da diese durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden müssen.

Abbildung A-11: Installierte und verfügbare Kraftwerkskapazitäten

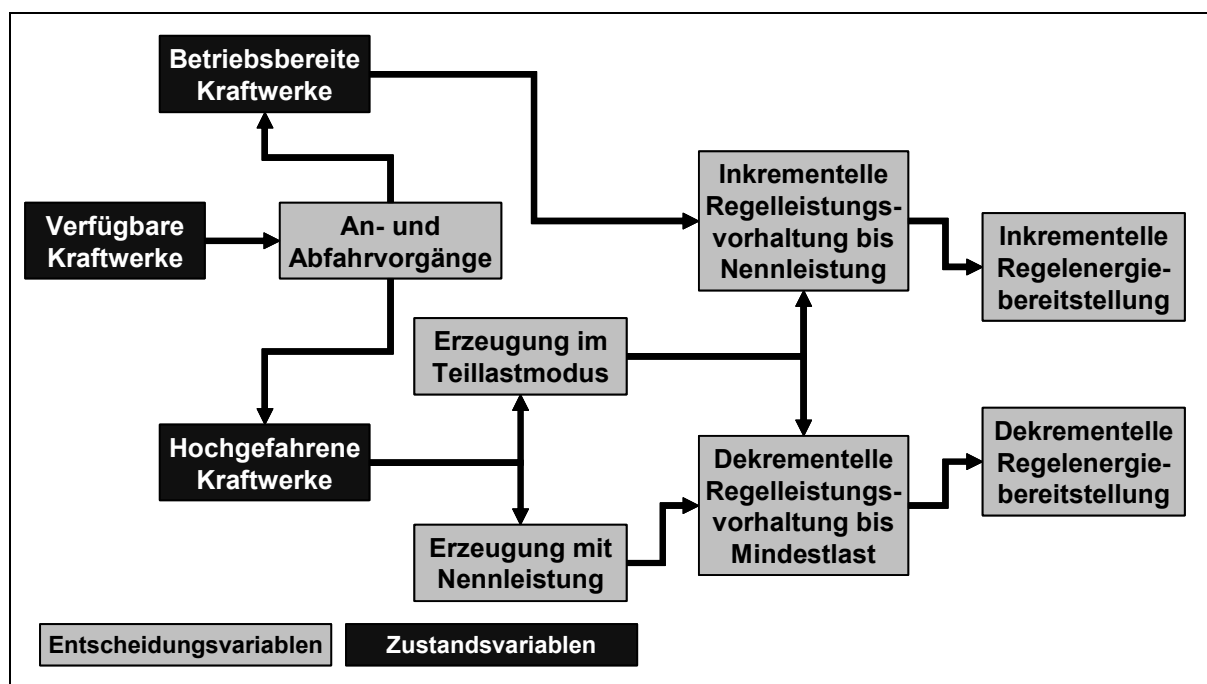


Betriebszustände und Einsatzweise der thermischen Kraftwerke

Die verfügbaren Kraftwerke können drei unterschiedliche Betriebszustände annehmen. Erstens können sie stillstehen, da sie in der entsprechenden Periode nicht benötigt werden oder für die Regelenenergiebereitstellung vorgehalten werden. Zweitens können Kraftwerke mit ihrer Nennleistung auf dem regulären Strommarkt erzeugen. Drittens können sie im Teillastmodus Strom erzeugen, wobei die Mindestlast der jeweiligen Kraftwerkstechnologie/Vintage-Klasse nicht unterschritten werden darf. Für die beiden zuletzt genannten Betriebszustände müssen die Kraftwerke zuvor hochgefahren werden. Die Anfahrtdauer der Kraftwerke ist dabei von der Stillstandszeit abhängig.⁹

Die verfügbaren Kraftwerke können sowohl für die Stromerzeugung auf dem regulären Strommarkt als auch für die Bereitstellung von inkrementeller und dekrementeller Regelleistung/-energiearbeit genutzt werden, wobei für jede Einsatzweise bestimmte Betriebszustände notwendig sind und die Einsatzmöglichkeiten von den technischen Eigenschaften der Kraftwerke abhängen. Einen Überblick über die Betriebszustände und Einsatzweisen von thermischen Kraftwerken gibt Abbildung A-12.

Abbildung A-12: Betriebszustände und Einsatzweise von planmäßig verfügbaren Kraftwerken



Kraftwerke, die auf dem regulären Strommarkt nicht erzeugen, können inkrementelle Regelleistung bis zur Nennleistung anbieten, wenn die Dauer des Anfahrvorgangs und der Lastgradient dieses zulassen. Im GEMS-Modell wird dieses bei inkrementeller Minutenreserve ausschließlich für Gasturbinen in Betriebsbereitschaft vorgesehen, während Dampfkraftwerke in Betriebsbereitschaft Stundenreserve vorhalten können. Hochgefahrte Kraftwerke, die im

⁹ Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes auf eine Mindestbetriebsdauer ist nicht notwendig, da diese auf Grund der Kostenparameter automatisch eingehalten wird.

Teillastmodus erzeugen, können sowohl inkrementelle als auch dekrementelle Regelleistung zwischen Nennleistung und Mindestlast bereitstellen. Kraftwerke, die mit Nennleistung produzieren, können dekrementelle Regelleistung anbieten. Im Bedarfsfall wird die inkrementelle und dekrementelle Regelenergieleistung abgerufen.

Beschränkung der Erzeugung und des Zubaus von thermischen Kraftwerken

Restriktionen, die den Brennstoffeinsatz und/oder die Stromerzeugung bestimmter Technologien begrenzen, sind entweder durch politische Vorgaben bedingt oder können ihre Begründung in der mangelnden Verfügbarkeit eines Energieträgers finden. Dieses führt zu Beschränkungen bezüglich der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und des Brennstoffverbrauchs von Braunkohlenkraftwerken.

Für Kernkraftwerke wird ein Neubau in Deutschland nicht zugelassen. Gemäß Atomkonsens zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern ist die Stromerzeugung der Kernkraftwerke auf Reststrommengen beschränkt. Dabei wird eine Übertragung der Reststrommengen zwischen den einzelnen Kernkraftwerken zugelassen.¹⁰

Für Braunkohlenkraftwerke wird ein maximaler, jährlicher Brennstoffverbrauch, der sich durch die Förderkapazität der Braunkohlengruben ergibt, festgelegt. Die Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken wird somit beschränkt, wobei durch Wirkungsgradverbesserungen eine Erhöhung der Stromproduktion dieser Kraftwerke möglich ist.

Kosten von thermischen Kraftwerken

Die zu minimierende Zielfunktion besteht aus den gesamten Kosten aller im Optimierungszeitraum anfallenden Kostenarten, die auf das Basisjahr abdiskontiert werden. Bei den thermischen Kraftwerken bestehen diese aus den Kapitalkosten, den Reparatur- und Wartungskosten, den Personalkosten, den Brennstoffkosten, weiteren erzeugungsabhängigen Kosten für Betriebsmittel und Arbeitskräfte sowie den Kosten, die durch Anfahrvorgänge der Kraftwerke verursacht werden.

Für den Zubau von Kraftwerken fallen Investitionskosten an. Annahmegemäß sind dieses spezifische Investitionskosten für die schlüsselfertige Bereitstellung, die komplett zu Beginn der Periode anfallen, in der die Kapazität zum ersten Mal zur Verfügung steht. Kapitalkosten bestehender Kraftwerke sind für zukünftige Entscheidungen nicht relevant und werden daher nicht weiter berücksichtigt.

¹⁰ Eine Übertragung von Strommengen von älteren auf neuere Kernkraftwerke ist nach dem Atomkonsens grundsätzlich erlaubt. Eine Übertragung von neueren auf ältere Anlagen ist genehmigungspflichtig. Die Erteilung der entsprechenden Genehmigungen wird im Modell nicht problematisiert.

Tabelle A-5: Kostenarten von thermischen Kraftwerken

Kostenart	Kostenentstehung	Kostenperiode
Investitionskosten	Zubau von Kraftwerken	Kosten zu Beginn des Jahres
Reparatur- und Wartungskosten	Betriebsbereitschaft der installierten Kraftwerke	Jährliche Kosten
Personalkosten	Betriebsbereitschaft der installierten Kraftwerke	Jährliche Kosten
Anfahrkosten	Anfahren von Kraftwerken	Lastperiode
Brennstoffkosten	Stromerzeugung der Kraftwerke	Lastperiode
Sonstige variable Kosten	Stromerzeugung der Kraftwerke	Lastperiode
Kosten für Wirkungsgradverluste in Teillast	Stromerzeugung der Kraftwerke in Teillast	Lastperiode

Für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft fallen Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie fixe Personalkosten an, die für die installierten Kapazitäten gezahlt werden müssen. Diese gehen als jährliche Kosten unabhängig von der Stromerzeugung der Kraftwerke in die Zielfunktion ein. Bei vorzeitiger Stilllegung eines Kraftwerks können diese Kosten eingespart werden.

Der Anfahrvorgang eines Kraftwerks verursacht Kosten, die sich in Brennstoffkosten und Abnutzungskosten unterteilen lassen. Diese hängen über eine Abkühlfunktion von der Stillstandszeit vor dem Anfahrvorgang ab.

Bei der Stromerzeugung fallen Brennstoffkosten an, die vom eingesetzten Brennstoff und vom Wirkungsgrad des Kraftwerks abhängen. Des Weiteren entstehen Kosten für Betriebsmittel, erzeugungsabhängige Abnutzungskosten und Arbeitskosten. Beim Teillastbetrieb werden zusätzliche Brennstoffkosten auf Grund von Wirkungsgradverlusten berücksichtigt.

Für die Vorhaltung von Regelleistung fallen keine direkten Kosten an, da es sich um Opportunitätskosten handelt, die indirekt über andere Modellgleichungen berücksichtigt werden. Direkte Kosten entstehen beim Abruf der vorgehaltenen Regelleistung. Beim Abruf von positiver Regelleistung aus Kraftwerken in Teillast fallen Stromerzeugungskosten an. Für den Abruf inkrementeller Regelleistung aus Gasturbinen fallen zusätzlich Anfahrkosten an. Für dekrementelle Regelleistung aus thermischen Kraftwerken sind Kostenreduzierungen zu berücksichtigen, da weniger Brennstoff verbraucht wird. Sowohl beim Abruf von dekrementeller als auch von inkrementeller Regelleistung sind zusätzliche Kostenveränderungen zu berücksichtigen, die sich über die Veränderung der Teillasterzeugung und damit verbundenen Wirkungsgradveränderungen ergeben.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Installierte und verfügbare Kapazitäten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Der Bau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland ist durch den Mangel an geeigneten Standorten, langen Planungszeiten und der genehmigungsrechtlichen Problematik mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Im GEMS-Modell ist daher ein (modellendogener) Zubau an weiteren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland nicht möglich. In Szenarienrechnungen können die bestehenden Kapazitäten allerdings erhöht werden, so dass grundsätzlich eine Abschätzung des Wertes neuer Speicher- und/oder Pumpspeicherkraftwerke möglich ist. Da diese Kraftwerke in der Regel eine lange Lebensdauer haben und Repowering-Maßnahmen im Vergleich zu Kraftwerksneubauten geringe Kosten verursachen, wird im GEMS-Modell angenommen, dass Stilllegungen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht erfolgen. Somit wird die installierte Kapazität konstant gehalten. Die Revisionszeiten und ungeplanten Stillstandszeiten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind im Vergleich zu thermischen Kraftwerken gering. Der verfügbare Anteil der Leistung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in jeder Jahreszeit wird auf Basis von historischen Werten vorgegeben und ist nicht Teil des Optimierungskalküls.

Betriebszustände und Einsatzweise der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind grundsätzlich drei Typen zu unterscheiden:

- Speicherkraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss und
- Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss.

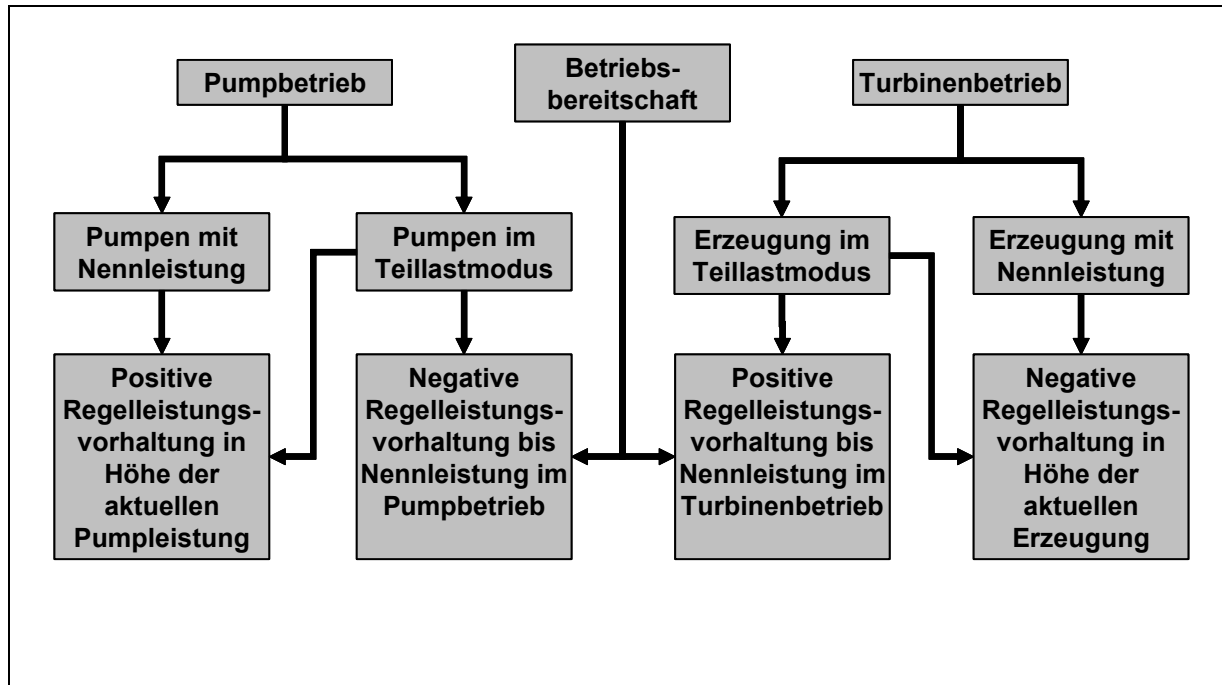
Im GEMS-Modell werden alle drei Typen identisch behandelt, wobei die Pumpleistung der Speicherkraftwerke auf Null gesetzt wird und Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss ausschließlich die zuvor gepumpte Energiemenge zur Stromerzeugung nutzen können.

Die Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss schließt die Modellierung der anderen beiden Typen mit ein und wird im Folgenden beschrieben.

Die Pumpspeicherkraftwerke können drei Betriebszustände annehmen: Erstens können sie stillstehen. Zweitens können sie vom Unterbecken Wasser in das Oberbecken pumpen, wobei die Pumpen annahmegemäß auch mit einem Teil ihrer Leistung und maximal mit der Nennleistung im Pumpbetrieb arbeiten können. Dieses verursacht zusätzlichen Stromverbrauch, der von den anderen Kraftwerken gedeckt werden muss. Drittens können die (Speicher- und) Pumpspeicherkraftwerke im Turbinenbetrieb Strom erzeugen, wobei die Stromerzeugung maximal auf die Nennleistung im Turbinenbetrieb beschränkt ist. Anfahrvorgänge und eine Mindestteillastbedingung, wie bei thermischen Kraftwerken werden nicht unterstellt, da diese für Pumpspeicherkraftwerke (im Modell) nicht relevant sind.

Pumpspeicherkraftwerke können wie thermische Kraftwerke auf dem regulären Strommarkt und auf dem Regelenenergiemarkt eingesetzt werden. Die Möglichkeiten des Einsatzes in Abhängigkeit des Betriebszustandes sind in Abbildung A-13 dargestellt.

Abbildung A-13: Betriebszustände und Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken



Ausgleich der Energiebilanz und das Speichervolumen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die Stromerzeugung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken hat im Vergleich zu thermischen Kraftwerken sehr geringe variable Kosten, die im Modell vernachlässigt werden können. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist die Stromerzeugung unter Berücksichtigung des regulären Strommarktes sowie des Regelenenergiemarktes auf ein Energiebudget beschränkt, dass zum einen durch natürliche Zuflüsse zum Speicherbecken und zum anderen durch die geleistete Pumparbeit im regulären Strommarkt und auf dem Regelenenergiemarkt bestimmt wird. Die natürlichen Zuflüsse werden auf Grundlage von historischen Werten festgelegt. Die Energiemenge aus geleisteter Pumparbeit, die für die Stromerzeugung genutzt werden kann, wird modellendogen bestimmt. Dabei werden der Stromverbrauch der Kraftwerke im Pumpbetrieb über eine entsprechende Lasterhöhung sowie der Energieverlust zwischen Verbrauch der Pumpspeicher und Erzeugung der Pumpspeicher (Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke) im Modell berücksichtigt. Neben dem Ausgleich der Energiebilanz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist beim Einsatz das Speichervolumen zu beachten. Die maximalen Speichermengen ergeben sich aus dem nutzbaren Energiegehalt der Speicher, wobei dieser durch das Stauziel und das Absenkeziel determiniert wird. Durch die Berücksichtigung der chronologischen Reihenfolge der Lastperioden ist es möglich, den Inhalt des Speichers auf das maximale Speichervolumen zu beschränken.

Kosten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Da annahmegemäß weder ein Zubau noch Stilllegungen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgen und die variablen Erzeugungskosten auf Grund ihrer geringen Bedeutung vernachlässigt werden, fallen ausschließlich Instandhaltungs- und Wartungskosten an. Diese werden mit ihrem Barwert in der Zielfunktion des Modells berücksichtigt.

Nachfrageseitiges Lastmanagement

Nachfrageseitiges Lastmanagement ist in der Grundversion des GEMS-Modells nicht vorgesehen, kann aber als zusätzliche Option implementiert werden.

Durch nachfrageseitiges Lastmanagement ist es in der Stromwirtschaft grundsätzlich möglich, durch eine Glättung der Last Einsparungen in der Stromerzeugung zu realisieren. Langfristig kann die Stromnachfrage als preiselastisch angesehen werden. Höhere Strompreise führen zu einem zur Entwicklung energieeffizienterer Anlagen und Geräte und zum anderen zu Substitutionseffekten. Kurzfristig wird für die Stromnachfrage hingegen nur eine äußerst geringe Preiselastizität beobachtet, da Verbrauchern in der Regel messtechnische Einrichtungen, Preisinformationen und die nötige Flexibilität fehlen. Ob sich dieses in Zukunft ändern wird, ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Stromverbrauch wird in privaten Haushalten sowie den meisten gewerblichen und industriellen Betrieben als ‚low interest product‘ angesehen, da der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten gering ist. Der Möglichkeit der Kostenreduktion in der Stromerzeugung durch Lastmanagement müssen die Kosten auf der Verbraucherseite gegenübergestellt werden. Dabei handelt es sich sowohl um Informations- und Transaktionskosten als auch um Investitionskosten für die Einrichtung von messtechnischen Einrichtungen und/oder automatischen Regelungsmöglichkeiten und um Opportunitätskosten, da die Nutzung der installierten Anlagen und Geräte in Abhängigkeit des Strompreises beschränkt ist. Ob und in welchem Umfang nachfrageseitiges Lastmanagement in Zukunft eine Rolle spielen wird, ist nicht Gegenstand des GEMS-Modells, da zu diesem Zweck eine exakte Modellierung der Nachfrageseite einschließlich der Kosten notwendig wäre. Dieses ist in der Modellierungstiefe, die notwendig wäre, um realitätsnahe Ergebnisse zu erhalten, nicht möglich.

Für die Abschätzung von Kosteneinsparungen kann die Möglichkeit des Lastmanagements – bei gegebenen Annahmen über die konkrete Ausgestaltung und die Kosten – in unterschiedlicher Form im GEMS-Modell berücksichtigt werden. Modell-technisch wird Lastmanagement als „negative Kraftwerkstechnologie“ im GEMS-Modell implementiert. Je nach getroffener Annahme über die Art des Lastmanagements kann es als „negatives“ Pumpspeicherkraftwerk, als „negatives“ Speicherkraftwerk, als „negatives“ thermisches Kraftwerk oder als eine Kombination aus diesen Technologien modelliert werden. Dabei kann die Eignung zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung unterschiedlicher Qualität (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) als möglich angenommen oder ausgeschlossen werden.

Für die Ausgestaltung der „Technologie Lastmanagement“ müssen zahlreiche Parameter vorgegeben und Annahmen getroffen werden. Als Beispiele seien hier aufgeführt:

- Maximale (tägliche, saisonale und/oder jährliche) Energiemenge für Erhöhung und/oder Absenkung der Nachfrage;
- Maximale Leistung für Erhöhung und/oder Absenkung der Nachfrage;
- Fixe und/oder variable Kosten einer Erhöhung und/oder Absenkung der Nachfrage;
- Minstdauer einer Nachfrageerhöhung und/oder Absenkung;
- Flexibilität der Erhöhung und/oder Absenkung der Nachfrage.

Anhang B: Tabellen zum Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA und zur Regel- und Reserveenergie

Tabelle B-1: Durchschnittlicher Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA in % der installierten WEA-Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (siehe Abbildung 12-5)

	2003	2007	2010	2015
	%			
20 kälteste Tage	6,8%	5,8%	5,7%	5,3%
Alle Wintertage	9,2%	7,5%	7,0%	6,4%
Tage Jahreshöchstlast	7,3%	6,3%	5,9%	5,5%
Nov & Dez	8,8%	7,3%	7,0%	6,4%
Dezember	9,2%	7,7%	7,1%	6,5%
Mittelwert	8,3%	6,9%	6,5%	6,0%

Tabelle B-2: Sensitivitäten des Zugewinns an gesicherter Leistung der WEA zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bezüglich des Niveaus der Versorgungssicherheit (siehe Abbildung 12-6)

	2003	2007	2010	2015
	%			
97%	8,8%	7,4%	7,1%	6,6%
98%	8,6%	7,2%	6,9%	6,4%
99%	8,3%	6,9%	6,5%	6,0%

Tabelle B-3: Zusätzlicher positiver Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-5)

	2003	2007	2010	2015
	MW			
Maximum	2.077	4.089	5.534	7.064
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	1.178	2.094	2.623	3.227
Minimum	179	675	359	347

Tabelle B-4: Zusätzlicher negativer Regel-/Reserveleistungsbedarf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-6)

	2003	2007	2010	2015
	MW			
Maximum	1.871	3.429	4.304	5.480
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	753	1.396	2.020	2.822
Minimum	195	400	694	983

Tabelle B-5: Sensitivität des zusätzlichen positiven Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-7)

	2003	2007	2010	2015
	MW			
	Defizitniveau von 0,0025 %			
Maximum	2.077	4.089	5.534	7.064
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	1.178	2.094	2.623	3.227
Minimum	179	675	359	347
	Defizitniveau von 0,01 %			
Maximum	1.911	3.853	5.297	6.810
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	1.022	1.888	2.404	3.007
Minimum	138	587	305	294
	Defizitniveau von 0,1 %			
Maximum	1.567	3.299	4.714	6.157
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	772	1.483	1.944	2.513
Minimum	50	443	210	195

Tabelle B-6: Sensitivität des zusätzlichen negativen Regel-/Reserveleistungsbedarfs bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-8)

	2003	2007	2010	2015
	MW			
	Defizitniveau von 0,0025 %			
Maximum	1.871	3.429	4.304	5.480
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	753	1.396	2.020	2.822
Minimum	195	400	694	983
	Defizitniveau von 0,01 %			
Maximum	1.786	3.246	4.101	5.252
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	709	1.319	1.912	2.660
Minimum	179	373	655	928
	Defizitniveau von 0,1 %			
Maximum	1.610	2.846	3.638	4.717
im Mittel 'day ahead' zu kontrahieren	622	1.162	1.687	2.330
Minimum	150	321	583	827

Tabelle B-7: Aufteilung positive Stunden- und Minutenreserve am Gesamtbedarf beim Defizitniveau 0,0025 % (siehe Abbildung 13-9)

	2003	2007	2010	2015
	zusätzlicher Leistungsbedarf in MW			
	im Mittel 'day ahead' kontrahiert			
Minutenreserve	837	1.677	2.242	3.240
Stundenreserve	341	417	381	932
	maximale Vorhaltung			
Minutenreserve	837	1.677	2.242	3.240
Stundenreserve	1.240	2.412	3.292	6.006

Tabelle B-8: Sensitivität des Bedarfs an positiver Stunden- und Minutenreserveleistung bezüglich des Defizitniveaus (siehe Abbildung 13-10)

	2003	2007	2010	2015
	zusätzlicher Leistungsbedarf in MW			
	Defizitniveau von 0,0025 %			
Minutenreserve	837	1.677	2.242	3.240
Stundenreserve (im Mittel 'day ahead' kontrahiert)	341	417	381	-13
Stundenreserve (max. Vorhaltung)	899	823	859	1.253
	Defizitniveau von 0,01 %			
Minutenreserve	760	1.500	1.979	2.802
Stundenreserve (im Mittel 'day ahead' kontrahiert)	262	388	425	205
Stundenreserve (max. Vorhaltung)	978	852	815	1.035
	Defizitniveau von 0,1 %			
Minutenreserve	629	1.198	1.551	2.121
Stundenreserve (im Mittel 'day ahead' kontrahiert)	143	285	393	392
Stundenreserve (max. Vorhaltung)	1.097	955	847	848

Tabelle B-9: Positiver Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-11)

	2003	2007	2010	2015
	GWh/a			
Energieabruf pos. Minutenreserve	1.402	2.166	2.549	3.260
Energieabruf pos. Stundenreserve	677	1.450	1.884	2.299
Windbedingter Energieausgleich ohne Ausgleichseffekte	3.197	4.539	5.351	6.321

Tabelle B-10: Negativer Regel-/Reserveenergieabruf in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung (siehe Abbildung 13-12)

	2003	2007	2010	2015
	GWh/a			
Energieabruf neg. Minutenreserve	639	1.245	1.727	2.319
Windbedingter Energieausgleich ohne Ausgleichseffekte	3.552	5.098	6.182	7.325

Anhang C: Tabellen der installierten Leistung, der Stromerzeugung, des Brennstoffverbrauchs und der CO₂-Emissionen

Erläuterungen zu den Technologien

- Sonstige: Laufwasser, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie, Gruben-, Deponie- und Klärgas, Gichtgas, sonstige Gase, Müll;
- Erdgas & Öl: Gas-GuD-Anlagen, Kondensationskraftwerke auf Basis Erdgas & Heizöl, KWK-Anlagen auf Basis Erdgas und Heizöl, Gasturbinen mit Wärmeauskopplung, BHKW;
- Gasturbinen: Gasturbinen ohne Wärmeauskopplung auf Basis Erdgas und/oder leichtem Heizöl;
- Pumpspeicher: Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke mit und ohne natürlichem Zufluss.

Tabelle C-1: Installierte Leistung im Basisszenario in GW (siehe Abbildung 14-5)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	5,8	7,2	7,2	8,6	8,6	12,9	12,9
Wind	14,5	22,3	14,5	29,7	14,5	35,9	14,5
Kernenergie	20,6	20,3	20,3	16,3	16,3	13,2	13,2
Braunkohle	20,5	19,2	19,2	20,0	21,7	22,4	23,9
Steinkohle	28,0	27,3	27,3	30,1	31,2	26,6	27,7
Erdgas & Öl	18,4	14,1	15,4	12,1	11,8	10,7	12,2
Gasturbinen	2,6	5,7	4,8	9,9	6,4	11,8	8,9
Pumpspeicher	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9

Tabelle C-2: Installierte Leistung im Basisszenario + CO₂ in GW (siehe Abbildung 14-8)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	5,8	7,2	7,2	8,6	8,6	12,9	12,9
Wind	14,5	22,3	14,5	29,7	14,5	35,9	14,5
Kernenergie	20,6	20,3	20,3	16,3	16,3	13,2	13,2
Braunkohle	20,5	19,2	19,2	17,3	17,3	15,9	15,8
Steinkohle	28,0	26,6	26,6	23,4	23,4	19,9	19,9
Erdgas & Öl	18,4	17,1	18,6	24,9	27,5	25,8	31,7
Gasturbinen	2,6	5,5	4,3	9,8	7,5	12,4	10,4
Pumpspeicher	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9

Tabelle C-3: Installierte Leistung im Alternativszenario in GW (siehe Abbildung 14-11)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	5,8	7,2	7,2	8,6	8,6	12,9	12,9
Wind	14,5	22,3	14,5	29,7	14,5	35,9	14,5
Kernenergie	20,6	20,3	20,3	16,3	16,3	13,2	13,2
Braunkohle	20,5	19,3	19,2	19,3	21,5	20,9	23,9
Steinkohle	28,0	28,3	28,6	30,3	31,7	27,2	28,7
Erdgas & Öl	18,4	15,2	16,4	11,8	13,6	11,8	13,5
Gasturbinen	2,6	3,9	4,1	9,5	6,6	11,1	7,0
Pumpspeicher	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9

Tabelle C-4: Stromerzeugung im Basisszenario in TWh (siehe Abbildung 14-6)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	32	36	36	41	41	54	54
Wind	24	37	24	58	24	77	24
Kernenergie	158	156	156	125	125	101	101
Braunkohle	148	142	142	150	164	165	179
Steinkohle	130	147	151	169	182	145	172
Erdgas & Öl	28	38	41	22	23	19	30
Pumpspeicher	4	6	5	6	6	7	6
Ausland	26	-4	1	-10	-4	-7	-5
Verbrauch PS	6	8	7	9	8	9	8

Tabelle C-5: Stromerzeugung im Basisszenario + CO₂ in TWh (siehe Abbildung 14-9)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	32	36	36	41	41	54	54
Wind	24	37	24	58	24	76	24
Kernenergie	158	156	156	125	125	101	101
Braunkohle	148	141	142	125	129	113	119
Steinkohle	130	135	140	107	117	86	96
Erdgas & Öl	28	57	59	109	124	122	152
Pumpspeicher	4	6	5	5	5	6	5
Ausland	26	-10	-6	-11	-6	1	9
Verbrauch PS	6	7	7	7	6	7	6

Tabelle C-6: Stromerzeugung im Alternativszenario in TWh (siehe Abbildung 14-12)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Sonstige	32	36	36	41	41	54	54
Wind	24	37	24	58	24	77	24
Kernenergie	158	156	156	125	125	101	101
Braunkohle	148	141	142	141	160	151	177
Steinkohle	130	145	154	167	180	146	163
Erdgas & Öl	28	37	40	21	24	22	29
Pumpspeicher	4	5	5	6	5	6	5
Ausland	26	-1	0	0	1	3	6
Verbrauch PS	6	6	7	8	7	8	7

Tabelle C-7: Brennstoffverbrauch in TWh und CO₂-Emissionen in Mio.t im Basisszenario (siehe Abbildung 14-7)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Braunkohle	397	377	377	384	423	408	444
Steinkohle	328	366	377	389	412	323	382
Öl	1	2	2	0	0	0	0
Erdgas	37	53	61	33	35	27	49
CO₂-Emissionen	279	287	292	293	317	279	318

Tabelle C-8: Brennstoffverbrauch in TWh und CO₂-Emissionen in Mio.t im Basisszenario + CO₂ (siehe Abbildung 14-10)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Braunkohle	397	374	376	333	344	295	312
Steinkohle	328	339	354	277	303	221	244
Öl	1	2	2	0	0	0	0
Erdgas	37	80	83	149	174	168	213
CO₂-Emissionen	279	282	289	258	276	228	251

Tabelle C-9: Brennstoffverbrauch in TWh und CO₂-Emissionen in Mio.t im Alternativszenario (siehe Abbildung 14-13)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Braunkohle	397	373	375	361	411	371	440
Steinkohle	328	351	360	381	398	318	345
Öl	1	2	2	0	0	0	0
Erdgas	37	50	52	33	34	33	40
CO₂-Emissionen	279	280	284	281	307	264	302