



Langfristanalysen 2016 Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß § 3 Netzreserveverordnung

Abschlussbericht 30.11.2016



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016

3. Eingangsparameter

4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Anhang



Executive Summary Langfristanalysen 2016

Ergebnisse vom 30.11.2016



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

2. Analyseergebnisse

3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

Langfristanalysen – Untersuchungsdesign

2022/23 (t+7)	Markt	Netz												
Eingangsparameter	<ul style="list-style-type: none"> - Vollständiger Kernenergieausstieg - Leichter Rückgang fossiler Kraftwerke - EEG 2017 inkl. vorl. Netzausbaubereich - Steigerung Exportkapazität 	<ul style="list-style-type: none"> - Fortschritt Netzausbau - Ausweitung FLM/ HTLS - Phasenschieber-/HGÜ-Einsatz 												
Analysen	<p>2 Szenarien <u>Export Richtung Süd(ost)-Europa</u></p> <table> <tr> <th></th><th>BNetzA</th><th>ÜNB</th></tr> <tr> <td>DE-AT</td><td>4,0 GW</td><td>5,5 GW</td></tr> <tr> <td>DE-CH</td><td>1,6 GW</td><td>2,7 GW</td></tr> <tr> <td></td><td><hr/>5,6 GW</td><td>8,3 GW</td></tr> </table>		BNetzA	ÜNB	DE-AT	4,0 GW	5,5 GW	DE-CH	1,6 GW	2,7 GW		<hr/> 5,6 GW	8,3 GW	<p>2 Methoden <u>Redispatch*-Reihenfolge</u></p> <p>RD-Methode 1</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Markt-KW DE 2. Ausland <p>RD-Methode 2</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Markt-KW DE 2. <i>Reserve aus sonst stillgelegten Bestandsanlagen in Süd-DE</i> <ol style="list-style-type: none"> 1. 1,4 GW 2. 3,7 GW 3. Ausland
	BNetzA	ÜNB												
DE-AT	4,0 GW	5,5 GW												
DE-CH	1,6 GW	2,7 GW												
	<hr/> 5,6 GW	8,3 GW												

* Redispatch wird im Folgenden mit RD abgekürzt.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

2. **Analyseergebnisse**

3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

Übersicht über die durchgeführten Netzanalysen

		Grenzsituation „Starkwind/-last“	Jahreslauf
BNetzA-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
ÜNB-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
	RD-Methode 2: 1,4 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	
	RD-Methode 2: 3,7 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	



Bestimmung des RD-Bedarfs (GW)
jeweils für die Optionen der
Bedarfsdeckung



Aussagen zur RD-Energie (GWh)
jeweils für die Optionen der
Bedarfsdeckung

Hypothese: Szenario und RD-Methode haben eine Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!

Übersicht über die Ergebnisse der Netzanalysen

		Grenzsituation „Starkwind/-last“ Angaben in [GW]	Jahreslauf Angaben in [TWh]
BNetzA-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1)= 11,1 / EC= 12,4	5,0
ÜNB-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1)= 12,6 / EC= 13,9	6,4
	RD-Methode 2: 1,4 GW Reserve in Süd-DE	12,5	
	RD-Methode 2: 3,7 GW Reserve in Süd-DE	12,8	



Die Optionen der Bedarfsdeckung
(Reserve in DE / Ausland)
sind gleichwertig.

Ergebnis 1: Die Auswahl des Szenarios hat signifikante Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!

Ergebnis 2: Die Auswahl der RD-Methode hat keine signifikante Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!

Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

Übersicht der Ergebnisse (n-1)-Sicherheit, (Angaben in GW)

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)	ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)		
RD-Methode	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 2 Mit 1,4 GW Reserven	RD-Methode 2 Mit 3,7 GW Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	2,8	2,9	2,7
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,8	9,6	10,1
<i>Summe negativer RD</i>	11,1	12,6	12,5	12,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	5,7	5,6	5,5
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE	--	--	1,4 (max.)	3,6*
Pos. RD im Ausland	4,9	6,9	5,5	3,7
<i>Summe positiver RD</i>	11,1	12,6	12,5	12,8

*Aufgrund lokaler Netzengpässe kann nicht die gesamte verfügbare Leistung von 3,7 GW genutzt werden.

Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

Übersicht der Ergebnisse unter Berücksichtigung Exceptional Contingencies, (Angaben in GW)

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)		ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)	
RD-Methode	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	3,0	2,8	4,6
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,4	9,8	9,3
<i>Summe <u>negativer</u> RD</i>	<i>11,1</i>	<i>12,4</i>	<i>12,6</i>	<i>13,9</i>
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	6,5	5,7	6,1
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE*	--	--	--	--
Pos. RD im Ausland	4,9	mind. 5,9	6,9	mind. 7,8
<i>Summe <u>positiver</u> RD</i>	<i>11,1</i>	<i>12,4</i>	<i>12,6</i>	<i>13,9</i>

* In den Berechnungen der E.C.s wurden keine Reserven aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE unterstellt

Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (1/2)

Stromhandel und Lastflusssituation (Szenario)

- Eine höhere Handelskapazität nach Österreich und der Schweiz im ÜNB-Szenario (8,2 GW) führt gegenüber der stärkeren Handelsbeschränkung im BNetzA-Szenario (5,6 GW) zu einem höheren Transitfluss von Skandinavien durch Deutschland nach Zentraleuropa.
- Der höhere Import aus Skandinavien (+1,7 GW) im ÜNB-Szenario hat eine zusätzliche Abregelung von Windeinspeisung in DE in gleicher Größenordnung zur Folge

Einfluss der RD-Methode (Einsatzreihenfolge)

- Marktkraftwerke tragen in DE mit 5,5 – 6 GW zum Redispatch bei. Hierbei wird auch wie in den bisherigen Bedarfsanalysen (v.a. BA2016) das marktbasierte RD-Potenzial in Süd-DE vollständig eingesetzt.
- Das Redispatchpotenzial im Ausland kann rein zahlenmäßig den verbleibenden RD-Bedarf decken.
- Der Einsatz von zusätzlichen Reserven aus eigentlich stillgelegten Kraftwerken in Süd-DE substituiert im Wesentlichen den ausländischen RD-Bedarf.

Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (2/2)

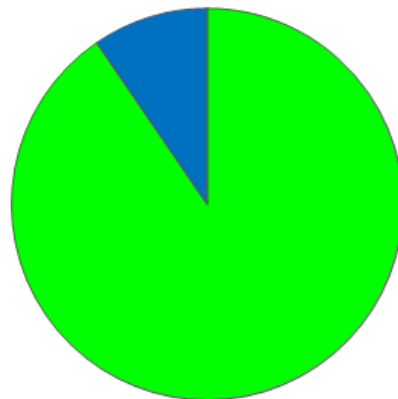
Betrachtung zu Exceptional Contingencies

- Erste Untersuchungen systemrelevanter Mehrfachausfälle (Exceptional Contingencies) zeigen unabhängig der Einsatzreihenfolge und unabhängig des zugrunde liegenden Szenarios einen zusätzlichen RD-Bedarf von rd. 1,3 GW.
- Dabei ist zu beachten, dass es sich bei den Exceptional Contingencies um eine besondere Form der systemrelevanten Mehrfachausfälle handelt, nämlich um Fehler, die in einem besonderen, prognostizierbaren Falle (Sturm/ Orkan) mit einer signifikant höheren Wahrscheinlichkeit von Fehlern mittels präventivem Redispatch zu besorgen sind.

Energiemengenbetrachtung der Bedarfsdeckungsoptionen

ÜNB- und BNetzA-Szenario, RD-Methode 1 (ohne Reserven), Ergebnisse im (n-1)-Fall

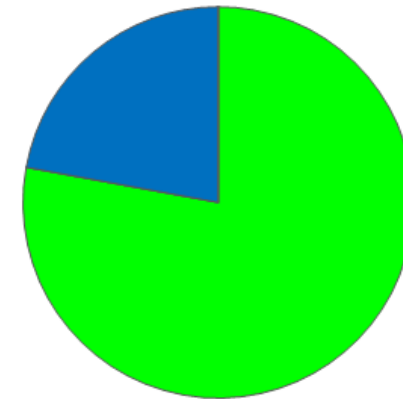
BNetzA-Szenario



● Hochfahren Marktkraftwerke im Ausland
● Hochfahren Marktkraftwerke in DE

	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4.852
Pos. RD im Ausland	512
Summe <u>positiver</u> RD	5.031

ÜNB-Szenario



	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5.295
Pos. RD im Ausland	1.504
Summe <u>positiver</u> RD	6.434

- Die Höhe der RD-Energie ist direkt abhängig von der Auswahl des Szenarios.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzungpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE.

Zwischenfazit zur Energiemengenbetrachtung

- Die gesamte RD-Energie ist im ÜNB-Szenario höher als im BNetzA-Szenario.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzengpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE (BNetzA-Szenario: ~96%, ÜNB-Szenario:~82%).

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

2. Analyseergebnisse

3. **Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)**

4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

Zusammenfassung:

- Eingangsdaten DE:
 - In Folge des Kernenergieausstiegs ist in t+7 insbesondere in Süd-DE die installierte Leistung um rd. 2,8 GW geringer.
 - In t+7 ist insbesondere in Nord-DE ist die installierte Leistung aus Wind (Onshore/Offshore) höher.
 - Beim Vergleich der installierten Leistungen DE zw. t+6 und t+7 bleibt das Ungleichgewicht zw. Nord-DE und Süd-DE in vergleichbarer Größenordnung bestehen.
- Eingangsdaten Ausland:
 - Geringere konventionelle installierte Leistung (insbes. KKW und BK) im Ausland in t+7
 - Identischer konventioneller Kraftwerkspark in AT in beiden Zeithorizonten
 - Keine signifikanten Unterschiede der installierten EE-Leistung im Ausland (in t+7 leicht höher)
- Netzausbau:
 - Der Netzausbauzustand in t+6 und t+7 unterscheidet sich nur marginal.

Schlussfolgerung:

Die Unterschiede in den energiewirtschaftlichen Eingangsdaten bei vergleichbarem Netzausbauzustand in t+6 und t+7 lassen die Schlussfolgerung zu, dass insbesondere in der GS „Starklast/Starkwind“ der Gesamt-Redispatch in t+6 nicht höher ausfallen wird als in t+7.

→ Die indikative Betrachtung für t+6 erlaubt eine ausreichende Bewertung im Hinblick auf die Zielgröße „Höhe Gesamt-Redispatch“

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Betrachtungsgegenstand und Untersuchungsdesign

2. Analyseergebnisse

3. Indikative Betrachtung t+6 (2021/22)

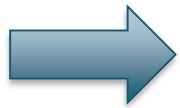
4. Einordnen der Langfristanalysen in den Kontext der Energiewende

Einordnung der Ergebnisse in den Kontext (1/2)

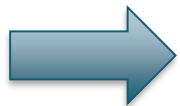
- Die Prämissen der zugrundeliegenden Analysen sind mit signifikanten Unsicherheiten verbunden und erfassen keine außergewöhnliche Ereignisse mit großen Tragweiten (z. B. aktueller Anlass: hohe Nichtverfügbarkeiten französischer KKW, Gasknappheiten, Stilllegungswellen...).
- Allein die gestiegene Abhängigkeit der Schweiz von Stromimporten aus Mittel- und Nordeuropa wurde untersucht und ergab einen Anstieg des RD-Bedarfs um 1,5 GW
- Der Erhalt der (n-1)-Sicherheit mittels präventivem Redispatch erfordert weiterhin netz- und marktbezogene Gegenmaßnahmen in erheblichem Umfang (11 bis 13 GW maximaler RD-Bedarf und ca. 3.000 engpassbehaftete Stunden im Jahreslauf).
 - Die Bewertung der Systemsicherheit über die beobachtete „(n-1)-Sicherheit“ hinaus ist ohne die Berücksichtigung besonderer singulärer Anforderungen (z.B. Sonderschaltungen, Knappheit im Ausland, etc.) nicht möglich.
 - Ferner erscheint es angesichts der Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes in Verbindung mit dem bei hohem präventiven Redispatch vollständigen Einsatz freier Kraftwerksleistung in Süd-DE notwendig, eine gesonderte Untersuchung vorzunehmen, die überprüft, ob und wenn ja, mit welchem Bedarf an kurzfristigen Gegenmaßnahmen das Netz im Falle von unplanbaren Einfach- und Mehrfachfehlern vor unangemessenen Überlastungen und damit Störungen geschützt werden kann.

Einordnung der Ergebnisse in den Kontext (2/2)

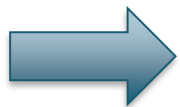
- Höhere Handelsflüsse im Vergleich zu heute sind grundsätzlich physikalisch realisierbar, haben aber einen signifikanten Einfluss auf die Höhe des RD-Bedarfs.
- Eine signifikante Steigerung der Übertragungsfähigkeit ist möglich durch umfangreiche Netzausbaumaßnahmen inkl. der Ausnutzung der Potenziale von FLM bzw. HTLS.
- Zusätzlich kann der optimierte Einsatz der geplanten Phasenschiebertransformatoren bzw. HGÜ eine effizientere Nutzung der Übertragungskanäle sicherstellen.



Fazit: Der Netzausbau wirkt und hat daher weiterhin höchste Priorität. Jegliche Ereignisse, die zu Verzögerungen im Vergleich mit den in den Langfristanalysen 2016 hinterlegten Annahmen zum Netzausbauzustand führen, wirken sich negativ auf den hier ermittelten Redispatchbedarf und die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aus.



Fazit: Durch die genannten netzseitigen Maßnahmen kann der RD-Bedarf auch mittelfristig auf den heutigen Umfang begrenzt werden, jedoch weiterhin mit einem relevanten Beitrag aus dem Ausland.



Fazit: Es ist erforderlich, in Zusatzanalysen den Bedarf an kurzfristigen Gegenmaßnahmen zu überprüfen.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016

3. Eingangsparameter

4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen

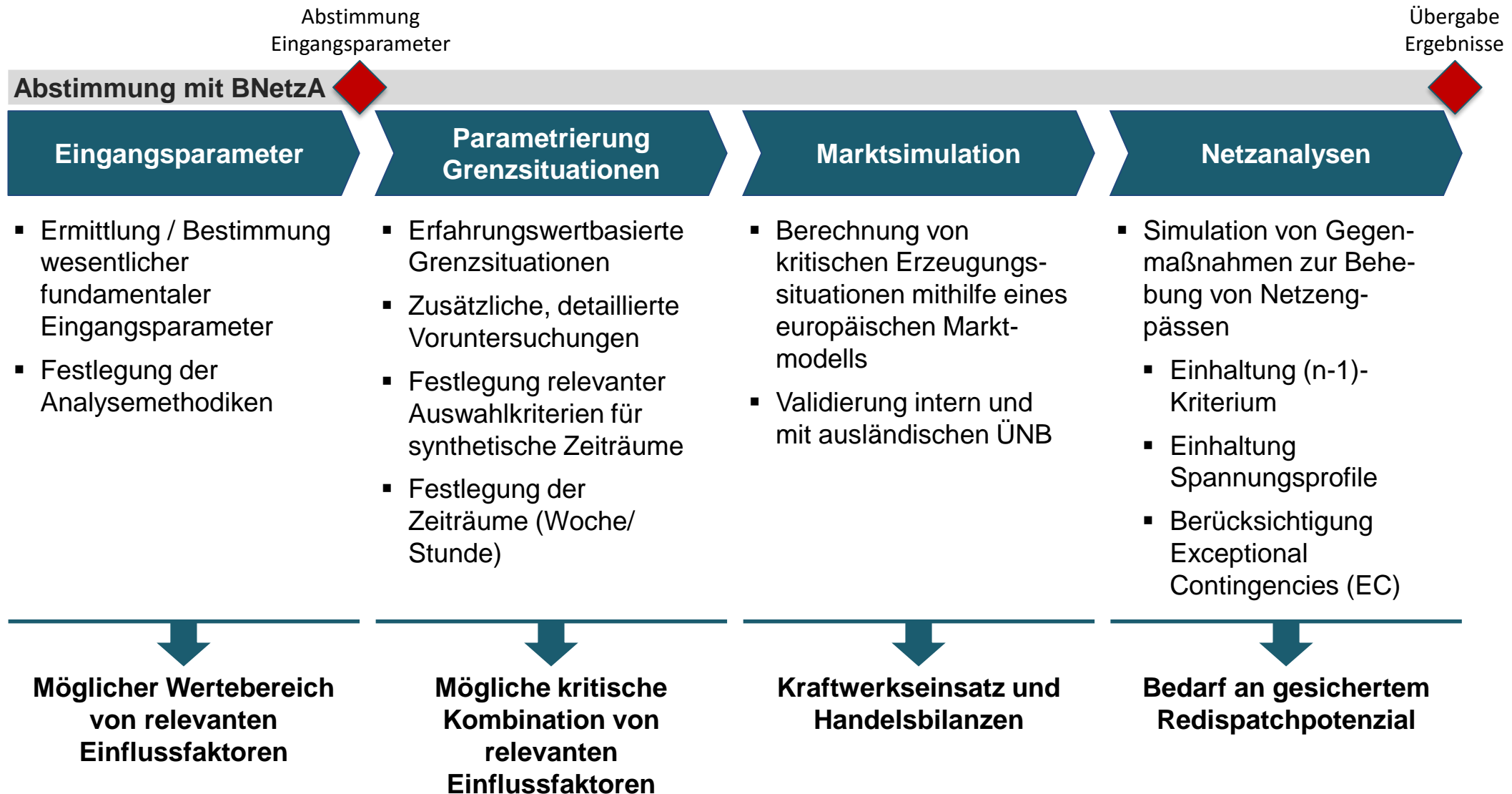
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Anhang

Die Systemanalysen gliedern sich in vier Phasen

Prozessübersicht



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary
2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016
3. **Eingangsparameter**
4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. Anhang

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen** bzw. konkreter Stilllegungsabsichten
 - Kraftwerke mit Stilllegungsanzeige werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob einer tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird
- Kraftwerke werden mit Erreichen der technischen Lebensdauergrenze nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt
- Für den deutschen konv. KW-Park wird ein pauschales Lebensdauer-Ende von im Markt befindlicher KW nach **technischer Lebensdauer** gemäß Szenariorahmen zum NEP2030 Version 2017 **Szenario A** angesetzt.

Energieträger	Szenarien der LA2016
Kernenergie	Nach Atomgesetz*
Braunkohle	50
Steinkohle	50
Erdgas	45
Mineralölprodukte	45
Hydraulische Kraftwerke	Keine Begrenzung
Sonstige	45
Abfall	Keine Begrenzung

* Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke in DE

Resultierender konv. KW-Park:

Nettonennleistung t+7 (2022/23) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser	Sonstige*	Sonstige Speicher	Summe Markt	Reserve	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	0	0	5.031	827	206	98	1.830	0	0	0	7.992	0	0
Bayern	0	0	822	2.993	151	214	543	0	6	0	4.729	0	0
Berlin	0	164	653	1.073	276	36	0	0	0	0	2.202	0	0
Brandenburg	0	3.479	0	400	306	118	0	0	125	10	4.437	0	930
Bremen	0	0	419	459	0	91	0	0	160	0	1.129	0	0
Hamburg	0	0	1.734	150	38	24	0	0	0	0	1.946	0	0
Hessen	0	34	792	784	25	108	623	0	28	0	2.394	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	0	849	0	0
Niedersachsen	0	0	2.933	1.953	3	75	220	0	289	0	5.472	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	7.570	7.107	8.792	232	498	291	0	1.456	0	25.947	0	292
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.559	0	102	0	0	0	0	1.675	0	0
Saarland	0	0	1.817	114	0	27	0	0	127	0	2.085	0	0
Sachsen	0	4.325	0	657	17	16	1.085	0	0	0	6.099	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.063	0	830	231	185	80	0	43	0	2.432	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	89	560	0	33	119	0	19	0	821	0	0
Thüringen	0	0	0	448	0	11	1.509	0	0	0	1.969	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.889	185	0	0	2.074	0	0
Summe	0	16.635	21.924	21.916	1.483	1.654	9.480	185	2.252	10	75.539	0	1.222

HINWEIS: KWK-Anlagen < 10 MW werden separat ausgewiesen und sind hier nicht enthalten!

*inkl. Kuppelgas-Anlagen

Nettonennleistung t+7 (2022/23) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser	Sonstige*	Sonstige Speicher	Summe Markt	Reserve	Sicherheitsbereitschaft
Nord	0	16.635	13.489	15.860	1.127	1.131	5.218	0	2.119	10	55.589	0	1.222
Süd	0	0	8.436	6.055	357	523	4.262	185	133	0	19.950	0	0
Summe	0	16.635	21.924	21.916	1.483	1.654	9.480	185	2.252	10	75.539	0	1.222

HINWEIS: KWK-Anlagen < 10 MW werden separat ausgewiesen und sind hier nicht enthalten!

*inkl. Kuppelgas-Anlagen

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen KWK<10 MW DE

▪ Mantelzahlen:

- Ermittlung des Bestands erfolgt auf Basis umfangreicher Anlagenstammdaten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der aggregierten Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Aktuelle Datengrundlage wird abgefragt).
- In der LA 2016 wird ein **Zubau der KWK < 10MW von 300 MW/a** des Energieträgers Erdgas angenommen. Die Annahme leitet sich aus den genehmigten Zahlen aus dem NEP 2025* ab und ist somit hierzu konsistent.

Mantelzahlen DE			
Leistung [GW]	2015	2021	2022
	t+0	t+6	t+7
	Zubau bei 0,3 GW/a	1,8	2,1
KWK<10MW	3,9	5,7	6,0

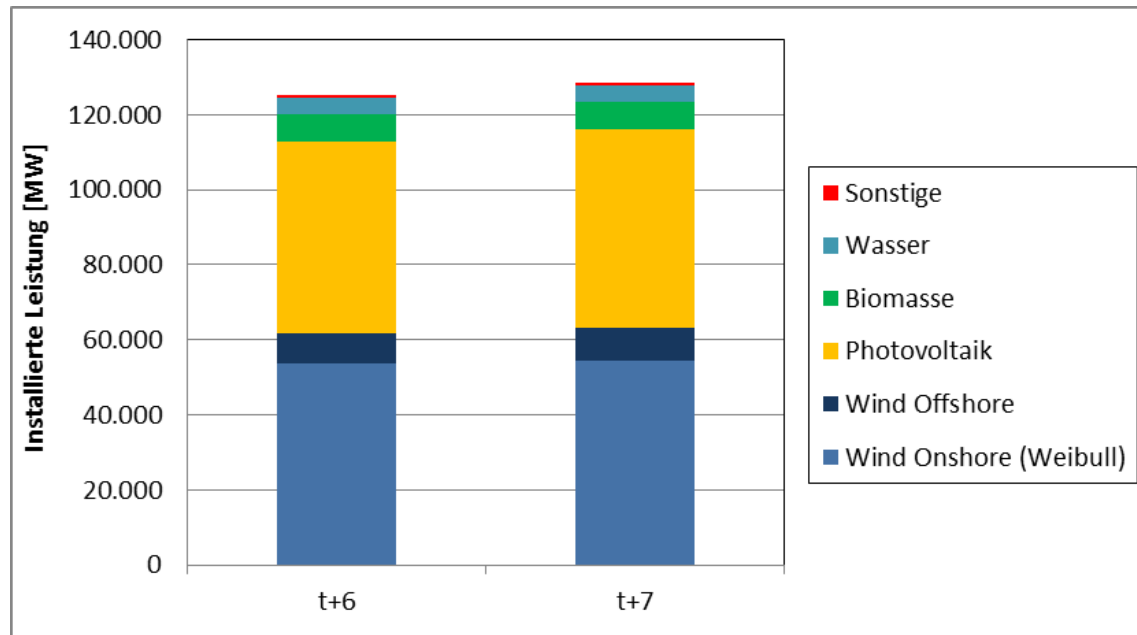
▪ Regionalisierung:

- Die Mantelzahlen für KWK < 10MW werden zweistufig regionalisiert.
- Zunächst wird der Bestand auf Basis der BAFA-Liste regionalisiert.
- Der angenommene Zubau für kleine Erdgas-KWK wird anhand der jeweiligen Bestandsanlagen modelliert.

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen erneuerbarer Energien in DE

▪ Mantelzahlen:



in GW	2021/2022	2022/2023
Wind Onshore	53,7	54,4
Wind Offshore*	8,1	8,6
Photovoltaik	51,0	53,0
Biomasse	7,4	7,5
Wasser**	4,3	4,3
Sonstige EE	0,6	0,6

* Mantelzahlen Offshore entsprechend WindSeeG (2020: 7.7 GW + Zubau 0,5 GW in den Jahren 2021 und 2022)

** Leistung für Laufwasser/Speicherwasser (EEG+ nicht geförderte Anlagen) wird als konstant i.H. des Bestands angenommen

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen erneuerbarer Energien in DE

Regionalisierung auf Bundeslandebene:

GW		Wind Onshore		PV		Biomasse		Wasserkraft *		Sonstige EE	
Bundesland		t+6	t+7	t+6	t+7	t+6	t+7	t+6	t+7	t+6	t+7
		2021/22	2022/23	2021/22	2022/23	2021/22	2022/23	2021/22	2022/23	2021/22	2022/23
Baden-Württemberg	BW	1,6	1,7	6,8	7,1	0,7	0,8	1,1	1,1	0,0	0,0
Bayern	BY	2,4	2,4	13,8	14,2	1,5	1,5	2,5	2,5	0,0	0,0
Saarland	SL	0,4	0,4	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Rheinland-Pfalz	RP	3,9	3,9	2,7	2,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	NW	5,3	5,4	6,3	6,6	0,8	0,8	0,2	0,2	0,3	0,3
Hessen	HE	2,1	2,1	2,6	2,7	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Thüringen	TH	1,9	2,0	1,5	1,6	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	NI	10,1	10,1	5,0	5,2	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	7,4	7,4	2,0	2,0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	MV	4,1	4,3	1,7	1,8	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	BB	7,2	7,3	3,5	3,6	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Berlin	BE	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,5	1,5	2,0	2,0	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	ST	5,6	5,7	2,4	2,4	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe		53,7	54,4	51,0	53,0	7,4	7,5	4,3	4,3	0,6	0,6

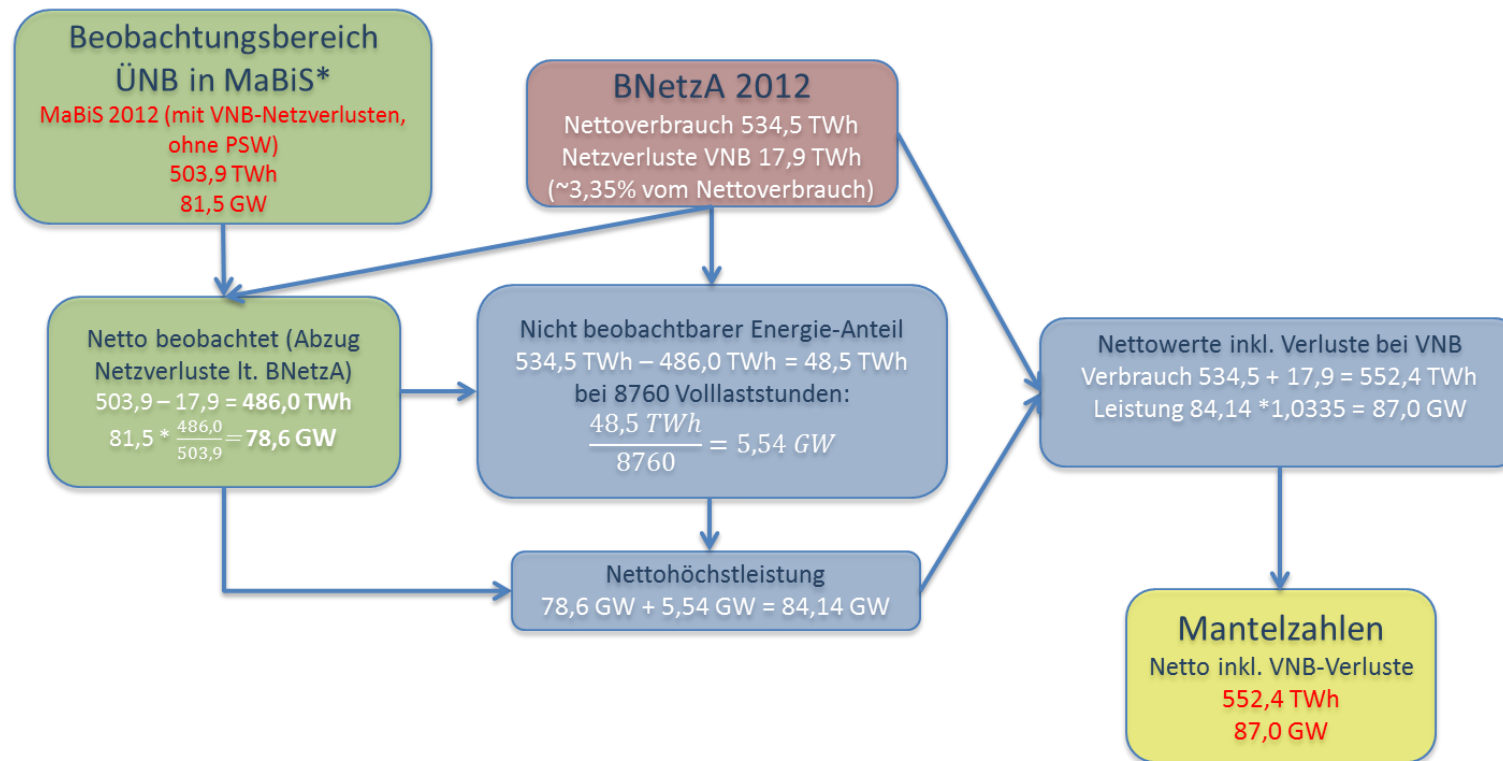
* Leistung für Laufwasser/Speicherwasser (EEG+ nicht geförderte Anlagen) wird als konstant i.H. des Bestands angenommen

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Verbrauch / Last DE – Netzverluste im HöS-Netz

▪ Mantelzahlen DE (alle Zeithorizonte)

- Höchstlast: 87,0 GW* (inkl. Netzverluste in Verteilnetz)
- Verbrauch DE: 552,4 TWh*



*Netzverluste im Höchstspannungsnetz sind nicht enthalten und werden pauschal in Höhe von 2% addiert.

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Austauschkapazitäten (NTC)

■ NTC-Bestimmung für die LA 2016:

- Zur Bestimmung der NTC-Werte werden die aktuellen verfügbaren Werte von ENTSO-E (SO&AF 2015 und TYNDP 2016) für die jeweiligen Zeithorizonte verwendet (nach Methodik Entwurf NEP2030).
 - Die Handelskapazitäten für das Jahr 2022 entsprechen der abgestimmten Referenzplanungsliste von ENTSO-E (Expected Progress 2020). Für die angrenzenden Zeithorizonte werden die erwarteten Änderungen der Handelskapazität durch geplante TYNDP-Projekte berücksichtigt.
- An allen Grenzen werden fixe NTC verwendet. Variable NTC (z.B. C-Funktion, NAK DE-SE) finden **keine** Anwendung.
- Die NTC-Angaben für die Grenze DE-PL beziehen sich auf das polnische Profil: PL <-> (DE+CZ+SK)
- NTC DE/AT: Vorgabe 4,0 GW

Von (Export)	Nach (Import)	t+6 2021* [MW]	t+7 2022* [MW]	Quelle
DE	AT	4.000	4.000	Vorgabe BNetzA
DE	BE	1.000	1.000	ENTSO-E TYNDP 2016
DE	CH	1.586	1.586	
DE	CZ	1.000	1.500	
DE	DKE	1.000	1.000	
DE	DKW	2.500	3.000	
DE	FR	3.000	3.000	
DE	LUG	2.300	2.300	
DE	NL	4.450	4.450	
DE	NO	1.400	1.400	
DE	PL	2.000	2.000	
DE	SE	615	615	
AT	DE	4.000	4.000	Vorgabe BNetzA
BE	DE	1.000	1.000	ENTSO-E TYNDP 2016
CH	DE	4.000	4.700	
CZ	DE	1.600	2.100	
DKE	DE	1.000	1.000	Vorgabe BNetzA
DKW	DE	1.800	1.800	
FR	DE	3.000	3.000	
LUG	DE	2.300	2.300	ENTSO-E TYNDP 2016
NL	DE	4.450	4.450	
NO	DE	1.400	1.400	
PL	DE	3.000	3.000	
SE	DE	600	600	
AT	CH	1.200	1.700	ENTSO-E TYNDP 2016
AT	CZ	1.000	1.000	
AT	HU	1.200	1.200	
AT	IT	555	555	
AT	SI	1.200	1.200	
CH	AT	1.200	1.700	
CZ	AT	1.200	1.200	
HU	AT	800	800	
IT	AT	385	385	
SI	AT	1.200	1.200	

* Handelskapazitäten, die nach Planungsstand spätestens zum jeweiligen Jahresende erreicht werden (2021 definiert damit beispielsweise den Zeithorizont 2021/2022)

Hinweis: Grenze DE-SE enthält Hansa Power Bridge Stufe 1 ab 2025 mit 700 MW. An der Grenze DE-BE wird ab 2025 durch ein weiteres Projekt eine Austauschkapazität von insgesamt 2.000 MW erwartet. Werte für die Grenze DE↔AT sind Vorgaben des Regulators, die von den ENTSO-E Werten abweichen.

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Installierte Leistungen Anrainerstaaten DE

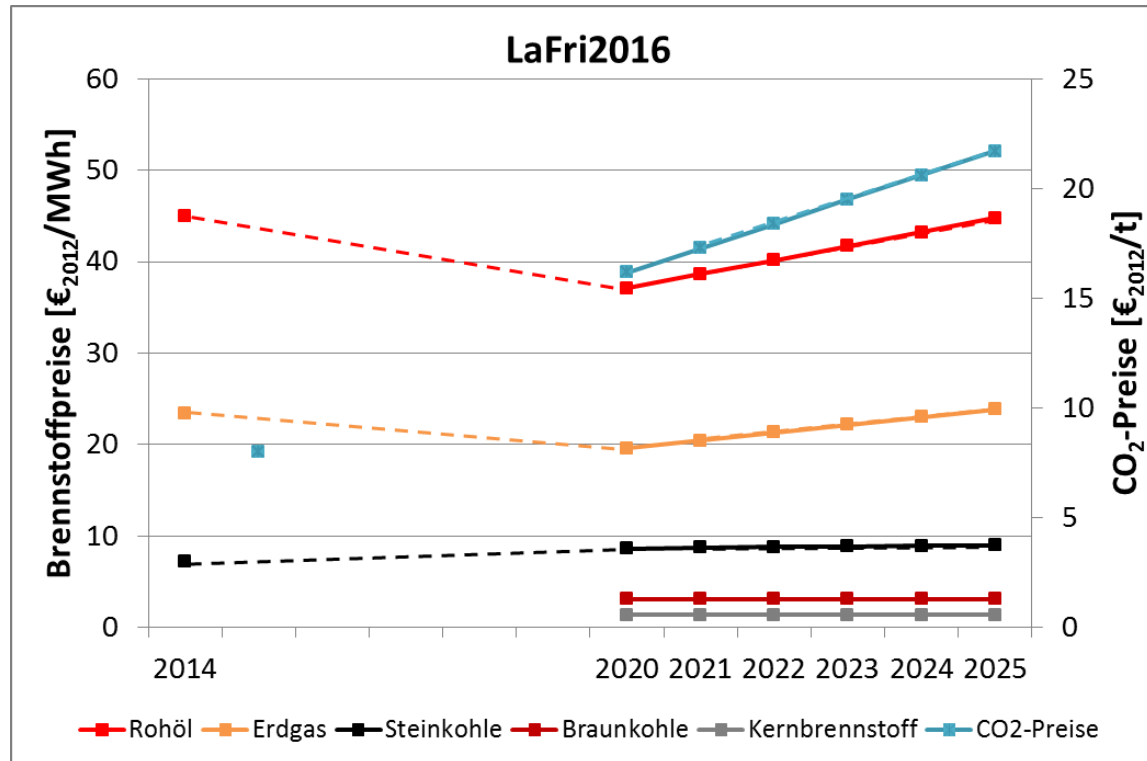
▪ Mantelzahlen:

- Für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger (konv. und EE) im Ausland (inkl. AT) wird das **SO&AF 2015 Szenario A** herangezogen und auf die Zieljahre übertragen.

Kapazitäten in MW (t+7)	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0	3046	2905	3920	0	59240	1889	0	0	486	0	696	2823
Braunkohle	0	0	0	6313	0	0	747	0	0	0	8014	890	220
Steinkohle	1233	0	0	797	1373	3145	30	10345	0	4610	20154	135	292
Erdgas	5119	6789	400	1880	952	8550	2749	49650	520	19605	3946	470	879
Mineraloelprodukte	196	0	80	31	741	1675	407	960	0	0	0	0	256
Sonstige (inkl. Abfall)	356	1109	180	0	0	2522	0	685	10	705	0	54	625
Summe konv. Kapazitäten	6904	10944	3565	12941	3066	75132	5822	61640	530	25406	32114	2245	5095
Pumpspeicher+Speicherwasser	7452	1306	15122	1844	0	17600	0	15616	10	0	1829	360	1554
Laufwasser	4972	130	3544	286	3	7600	50	6853	28	38	582	1003	1379
Biomasse	392	1819	290	959	2828	900	330	700	20	485	814	55	206
Wind Onshore	2875	3181	60	670	3749	13840	330	12210	102	5815	8586	0	34
Wind Offshore	0	2225	0	0	1142	1500	0	490	0	1861	0	0	0
PV	980	4641	756	2902	1020	8800	32	23500	130	7551	163	257	571
Summe Kapazitäten EE	16671	13302	19772	6661	8742	50240	742	59369	290	15750	11974	1675	3744
Gesamt	23575	24246	23337	19602	11808	125372	6564	121009	820	41156	44088	3920	8839

Übersicht der wichtigsten Eingangsparameter der Langfristanalysen

Kostenkomponenten

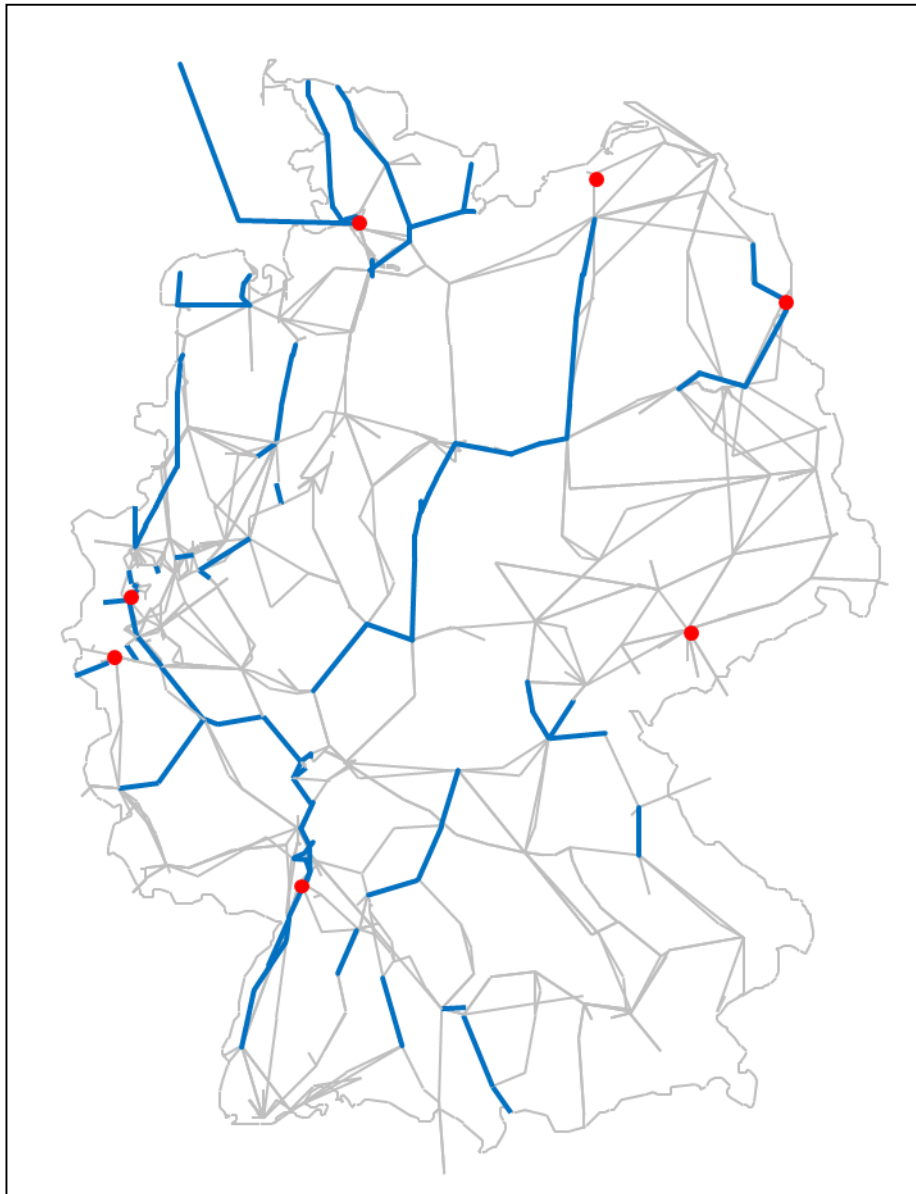


- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2014 und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **World Energy Outlook 2015 (WEO2015)** konstant angenommene Braunkohle-Preise.
- Ableitung der CO₂-Preise anhand der **Interpolation** zwischen dem **Spotmarktpreis** (September 2015) und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **WEO2015**.

	Rohöl [€/2012/MWh]	Erdgas [€/2012/MWh]	Steinkohle [€/2012/MWh]	Braunkohle [€/2012/MWh]	Kernbrennstoff [€/2012/MWh]	CO ₂ -Preise [€/2012/t]
(t+6)	38,6	20,5	8,7	3,1	1,36	17,3
(t+7)	40,2	21,3	8,8	3,1	1,36	18,4

Überblick der berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen bis t+7

Geographische Darstellung



Legende

- Streckenmaßnahme
- Punktmaßnahme (HGÜ-Kopfstation (ohne Offshore) oder Phasenschieber)

Hinweis





Die detaillierte Auflistung aller Strecken- und Punktmaßnahmen erfolgt im Anhang.

Berücksichtigung von witterungsabhängiger Stromtragfähigkeit

- Die deutschen ÜNB bilden die **in t+7 zu erwartende betriebliche Praxis** hinsichtlich der Berücksichtigung witterungsabhängiger Stromtragfähigkeit ab.
- Die deutschen ÜNBs unterscheiden hierbei bei der Stromtragfähigkeit von Freileitungen grundsätzlich nach Sommer- und Winterwerten.
- Die Winterwerte werden einheitlich in den Monaten November, Dezember, Januar und Februar verwendet.
- Für jeden Zeithorizont wird nach individueller Prüfung der Betriebsmittel festgelegt, welche 380/220-kV-Stromkreise eine höhere Stromtragfähigkeit erhalten.
- Im Netzgebiet von Amprion und TenneT werden Stromtragfähigkeiten auf geeigneten Stromkreisen in Abhängigkeit der im Wetterjahr 2012 stundenscharf vorgefundenen Wetterverhältnisse (insbesondere Umgebungstemperatur und Wind) zugelassen.

Langfristanalysen Eingangsdaten

Vergleich der Eingangsdaten t+6 und t+7

Vergleich relevanter Eingangsdaten t+6 (2021/22) und t+7 (2022/23)			t+7 (2022/23) [GW]	t+6 (2021/22) [GW]	Unterschied in t+6 im Vergleich zu t+7 [GW]	Auswirkungen auf den Gesamt- RD-Bedarf in t+6
Konventioneller Kraftwerkspark in DE	Kernenergie	DE	<u>Keine</u> Kernenergie	Insgesamt 6,8	<u>+ 6,8</u>	
		- Nord-DE	-	4,1	+ 4,1	
		- Süd-DE	-	2,7	+ 2,7	
	Gesamt- betrachtung (inkl. KKW)	DE	75,5	82,1	<u>+ 6,6⁽¹⁾</u>	
		- Nord-DE	55,6	59,3	+ 3,7 ⁽¹⁾	
		- Süd-DE	20,0	22,8	+ 2,8 ⁽¹⁾	
Erneuerbare Energien in DE ⁽²⁾	Wind (Onshore/ Offshore)	DE	63,0	61,8	<u>- 1,2</u>	
		- Nord-DE	54,3	53,3	- 1,0	
		- Süd-DE	8,7	8,5	- 0,2	
NTC	(Relevante ⁽³⁾) Nachbarländer	DE - CZ	1,5	1,0	<u>- 0,5</u>	
		AT - CH	1,7	1,2	<u>- 0,5</u>	




⁽¹⁾ gesamte install. Leistung ist redispatchfähig

⁽²⁾ installierte PV-Leistung spielt in GS „Starklast/Starkwind“ keine Rolle

⁽³⁾ Mit Bezug auf die GS „Starklast/Starkwind“ relevante NTC

Langfristanalysen Eingangsdaten

Vergleich der Eingangsdaten t+6 und t+7

Vergleich relevanter Eingangsdaten t+6 (2021/22) und t+7 (2022/23)			t+7 (2022/23) [GW]	t+6 (2021/22) [GW]	Unterschied in t+6 im Vergleich zu t+7 [GW]	Auswirkungen auf den Gesamt- RD-Bedarf in t+6
Ausland	(Relevante ⁽⁴⁾) konventionelle Kapazitäten	CZ	12,9	13,5	+ 0,6	
		FR	75,1	77,4	+ 2,3	
		IT	61,6	62,0	+ 0,4	
		NL	25,4	25,6	+ 0,2	
		PL	32,1	32,2	+ 0,1	
	(Relevante ⁽⁴⁾) EE-Kapazitäten	CZ	6,7	6,5	- 0,2	
		FR	50,2	48,5	- 1,7	
		NL	15,8	14,3	- 1,5	
		PL	12,0	11,8	- 0,2	
		BE	13,3	12,6	- 0,7	
		AT	16,7	16,5	- 0,2	
Weiteres	Netzausbau	DE	Zwischen t+6 und t+7 werden Netzausbaumaßnahmen in geringem Umfang angenommen.			

⁽⁴⁾ Konventionelle und EE-Kapazitäten bei Delta zw. t+6 und t+7 > 100 MW

Langfristanalysen Eingangsdaten

Vergleich der Eingangsdaten t+6 und t+7

Zusammenfassung:

- Eingangsdaten DE:
 - In Folge des Kernenergieausstiegs ist in t+7 insbesondere in Süd-DE die installierte Leistung um rd. 2,8 GW geringer
 - In t+7 ist insbesondere in Nord-DE die installierte Leistung aus Wind (Onshore/Offshore) höher
 - Beim Vergleich der installierten Leistungen DE zw. t+6 und t+7 bleibt das Ungleichgewicht zw. Nord-DE und Süd-DE in vergleichbarer Größenordnung bestehen
- Eingangsdaten Ausland:
 - Geringere konventionelle installierte Leistung (insbes. KKW und BK) im Ausland in t+7
 - Identischer konventioneller Kraftwerkspark in AT in beiden Zeithorizonten
 - Keine signifikanten Unterschiede der installierten EE-Leistung im Ausland (in t+7 leicht höher)

Schlussfolgerung:

Die Unterschiede in den energiewirtschaftlichen Eingangsdaten bei vergleichbarem Netzausbauzustand in t+6 und t+7 lassen die Schlussfolgerung zu, dass insbesondere in der Grenzsituation „Starklast/Starkwind“ der Gesamt-Redispatch-Bedarf in t+6 nicht höher ausfallen wird als in t+7.





→ Daher wird eine ausführliche Analyse des Zeithorizonts t+6 als nicht erforderlich erachtet.

Erläuterungen zu den Folien „Langfristanalysen 2016 – Vergleich der Eingangsdaten t+6 (2021/22) und t+7 (2022/23)“

Gemäß §3 Reservekraftwerksverordnung (ResKV) sind die ÜNB aufgefordert im Rahmen der Langfristanalysen 2016 die Zeithorizonte 2021/22 (t+6) und 2022/23 (t+7) zu analysieren.

Auf Grund der eng beieinander liegenden Zeithorizonte haben die ÜNB einen Vergleich der den Analysen beider Betrachtungszeiträume zugrunde gelegten Eingangsdaten durchgeführt. Dabei kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass sich der Zeithorizont 2022/23 im Vergleich zum Zeithorizont 2021/22 als kritischer erweist. Aus diesem Grund kann für diesen Zeithorizont auf eine ausführliche Markt- und Netzanalyse im Rahmen der Langfristanalysen 2016 verzichtet werden. Der Eingangsdatenvergleich sowie die Schlussfolgerungen werden im Folgenden erläutert.

Tabellen 1 und 2 zeigen den Vergleich der relevanten Eingangsdaten zwischen den zwei Zeithorizonten 2021/22 (t+6) und 2022/23 (t+7).




Vergleich relevanter Eingangsdaten t+6 (2021/22) und t+7 (2022/23)			t+7 (2022/23) [GW]	t+6 (2021/22) [GW]	Unterschied in t+6 im Vergleich zu t+7 [GW]	Auswirkungen auf den Gesamt- RD-Bedarf in t+6
Konventioneller Kraftwerkspark in DE	Kernenergie	DE	<u>Keine</u> Kernenergie	Insgesamt 6,8	<u>+ 6,8</u>	
		- Nord-DE	-	4,1	+ 4,1	
		- Süd-DE	-	2,7	+ 2,7	
	Gesamt- betrachtung (inkl. KKW)	DE	75,5	82,1	<u>+ 6,6⁽¹⁾</u>	
		- Nord-DE	55,6	59,3	+ 3,7 ⁽¹⁾	
		- Süd-DE	20,0	22,8	+ 2,8 ⁽¹⁾	
Erneuerbare Energien in DE ⁽²⁾	Wind (Onshore/ Offshore)	DE	63,0	61,8	<u>- 1,2</u>	
		- Nord-DE	54,3	53,3	- 1,0	
		- Süd-DE	8,7	8,5	- 0,2	
NTC	(Relevante ⁽³⁾) Nachbarländer	DE - CZ	1,5	1,0	<u>- 0,5</u>	
		AT - CH	1,7	1,2	<u>- 0,5</u>	

⁽¹⁾ gesamte install. Leistung ist redispatchfähig

⁽²⁾ installierte PV-Leistung spielt in GS „Starklast/Starkwind“ keine Rolle

⁽³⁾ Mit Bezug auf die GS „Starklast/Starkwind“ relevante NTC

Tabelle 1: Eingangsdatenvergleich – Erzeugungskapazitäten DE und NTCs

Vergleich relevanter Eingangsdaten t+6 (2021/22) und t+7 (2022/23)			t+7 (2022/23) [GW]	t+6 (2021/22) [GW]	Unterschied in t+6 im Vergleich zu t+7 [GW]	Auswirkungen auf den Gesamt- RD-Bedarf in t+6
Ausland	(Relevante ⁽⁴⁾) konventionelle Kapazitäten	CZ	12,9	13,5	+ 0,6	
		FR	75,1	77,4	+ 2,3	
		IT	61,6	62,0	+ 0,4	
		NL	25,4	25,6	+ 0,2	
		PL	32,1	32,2	+ 0,1	
	(Relevante ⁽⁴⁾) EE-Kapazitäten	CZ	6,7	6,5	- 0,2	
		FR	50,2	48,5	- 1,7	
		NL	15,8	14,3	- 1,5	
		PL	12,0	11,8	- 0,2	
		BE	13,3	12,6	- 0,7	
		AT	16,7	16,5	- 0,2	
Weiteres	Netzausbau	DE	Zwischen t+6 und t+7 werden Netzausbaumaßnahmen in geringem Umfang angenommen.			

⁽⁴⁾ Konventionelle und EE-Kapazitäten bei Delta zw. t+6 und t+7 > 100 MW

Tabelle 2: Eingangsdatenvergleich – Erzeugungskapazitäten Ausland und Netzausbau

Es werden die Eingangsparameter mit potentiell signifikanten Auswirkungen auf die Höhe des Redispatch-Bedarfs mit den Zahlenwerten für beide Zeithorizonte aufgeführt. In der Spalte „Unterschied in t+6 im Vergleich zu t+7“ ist die Differenz des jeweiligen Eingangsparameters zwischen den beiden Zeithorizonten dargestellt. In der Spalte „Auswirkungen auf den Gesamt-RD-Bedarf in t+6“ ist qualitativ illustriert, wie sich die unterschiedlichen Eingangsparameter des Zeithorizonts t+6 auf den Gesamt-Redispatch-Bedarf im Vergleich zum Zeithorizont t+7 tendenziell auswirken dürften. Zeigt der Pfeil nach unten, ist von einer absenkenden Wirkung auf den Gesamt-RD-Bedarf im Horizont t+6 auszugehen. Waagrechte Pfeile deuten eine neutrale Wirkung an. Eine Pfeilrichtung nach oben deutet eine steigende Wirkung auf den Gesamt-RD-Bedarf an.

Zunächst wurden die Eingangsdaten hinsichtlich der installierten Leistungen (konventionell und erneuerbar) in Deutschland analysiert.

Der Vergleich der **inländischen konventionellen Erzeugungsleistung** zeigt, dass die installierte Leistung in t+6 deutlich höher liegt als in t+7. Insgesamt reduziert sich die konventionelle Leistung in t+7 um 6,6 GW. Der Kernenergieausstieg, durch welchen im Süden rd. 2,7 GW und im Norden Deutschlands rd. 4,1 GW an installierter Leistung wegfallen, spielt dabei eine wesentliche Rolle. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang, dass in t+7 ggü. t+6 in Süd-DE etwa 2,8 GW und in Nord-DE etwa 3,7 GW weniger konventionelle Kraftwerksleistung vorhanden ist. Diese Leistung kann somit (falls nicht schon bereits aufgrund der Marktsimulation eingesetzt) nicht als positive RD-Leistung eingesetzt werden. Zusätzliche Kraftwerksleistung in Nord-DE kann dem gegenüber zum negativen RD eingesetzt werden und erhöht daher nicht die Übertragungsaufgabe. Das Nord-Süd-Gefälle installierter Kraftwerkskapazitäten fällt dabei in t+6 mit 36,5 GW geringfügig größer aus als in t+7 und könnte isoliert betrachtet zwar zu einer tendenziell höheren Übertragungsaufgabe führen, wird jedoch vor dem Hintergrund des geringen absoluten Unterschieds (ca. 0,9 GW) zum Nord-Süd-Gefälle in t+7 mit Bezug auf den Gesamt-Redispatch-Bedarf als nicht bedarfsdimensionierend angesehen. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass sich die Änderung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung in DE nicht erhöhend auf den Gesamt-RD-Bedarf auswirkt (Pfeilrichtung nach unten zeigend).

Die geringere installierte Leistung **an Windenergie in DE** im Zeithorizont t+6 hat eine senkende Wirkung auf den Gesamt-RD-Bedarf. Die installierte Leistung in Nord-DE ist im Zeithorizont t+6 im Vergleich zum Zeithorizont t+7 deutlich geringer (rd. -1,2 GW) und hat eine entsprechend kleinere EE-Einspeisung in Nord-DE zur Folge.

Auch die Betrachtung der **Handelskapazitäten** zwischen den Marktgebieten (NTC-Werte) lässt sich eine ähnliche Schlussfolgerung zu. An vielen Grenzen ist zwischen den beiden Zeithorizonten keine Veränderung zu erwarten. Vergleicht man die wenigen Grenzen, bei denen Änderungen zwischen t+6 und t+7 zu erwarten sind (DE-CZ und AT-CH), führen die Erhöhungen in t+7 zu einer kritischeren Ausgangslage. Die relevanten Änderungen erfolgen an Grenzen süd-/südöstlich von DE und führen dadurch zu einem verstärkten Export in Richtung Süd-Europa. Dies führt zu einem tendenziell höheren innerdeutschen Nord-Süd-Transit in t+7.

Der Vergleich der **installierten Leistungen im benachbarten Ausland** zeigt, dass die Unterschiede verhältnismäßig gering ausfallen. Lediglich in Frankreich ergeben sich im konventionellen Kraftwerkspark Änderungen größer 1 GW (2,3 GW). Auch die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Ausland liegen in vergleichbarer Größenordnung. Zwischen beiden Zeithorizonten ergeben sich keine Änderungen im konventionellen Kraftwerkspark in AT. Auf Grund der geringen Differenzen ist von einem geringen Einfluss auf den Gesamt-RD-Bedarf auszugehen.

Darüber hinaus wurde der **Netzausbauzustand** zwischen beiden Zeithorizonten verglichen. Hier ist lediglich von einer geringen Änderung des Ausbauzustandes auszugehen. Da Ausbaumaßnahmen in kleinem Umfang in t+6 noch nicht realisiert sein werden, ist dies ein Indiz für eine geringfügig steigende Wirkung auf den RD-Bedarf in t+6.

Die Unterschiede zwischen den relevanten Eingangsdaten in t+6 und t+7 lassen die Schlussfolgerung zu, dass insbesondere in der GS „Starkwind/Starklast“ der Gesamt-RD-Bedarf in t+6 geringer ausfallen wird als in t+7. Vor diesem Hintergrund kann auf eine ausführliche Analyse des Zeithorizonts t+6 verzichtet werden. Der Zeithorizont t+7 ist dimensionierend für den Gesamt-RD-Bedarf.

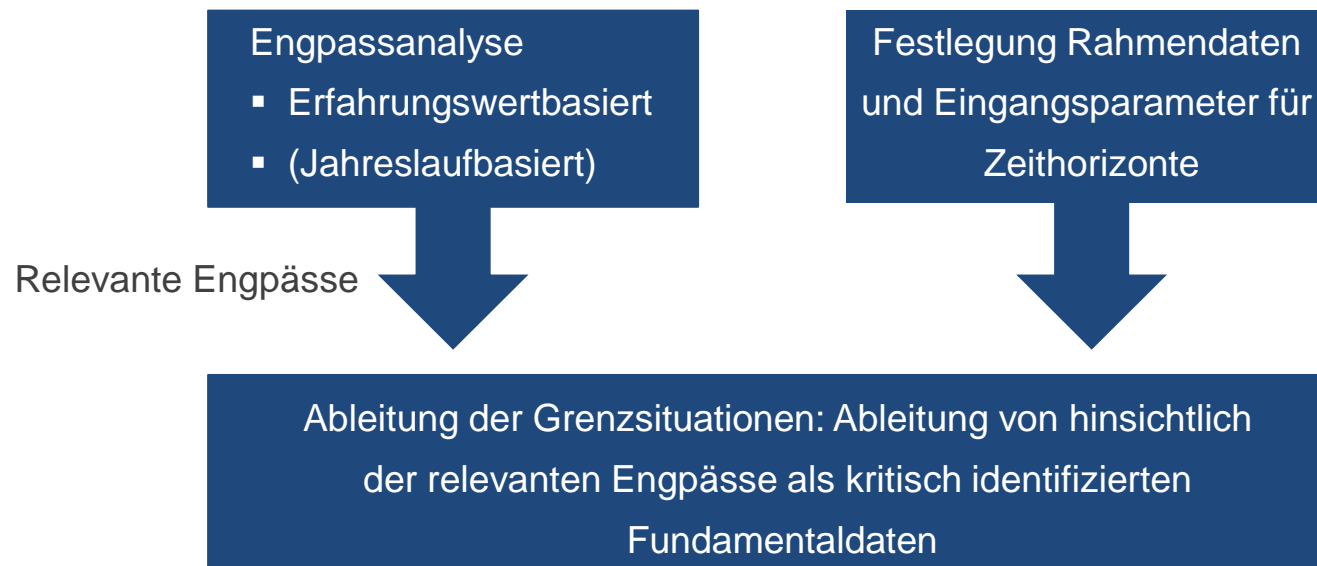
Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary
2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016
3. Eingangsparameter
4. **Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen**
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. Anhang

Ableitung der Grenzsituationen

Grundprämissen

- Analysen sollen ausreichende Verfügbarkeit von betrieblichen Gegenmaßnahmen bewerten
- ➔ Szenarien müssen **zu erwartende kritische Situationen** abbilden
- ➔ Abschätzung der Einflussparameter zu konkreten kritischen Grenzsituationen



Ableitung der Grenzsituationen

Grundprämissen

- **Ziel:** Identifizierung von Engpässen, die den Redispatchbedarf determinieren
- **Vorüberlegungen hinsichtlich potentiell kritischer Situationen (auf Basis betrieblicher Erfahrung):**
 - Relevant sind Situationen, in denen das Redispatchpotenzial aus sonst marktbasiert eingesetzten Kraftwerken nicht ausreicht, um die Systemsicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten
 - Erzeugungspark in Deutschland weist auch zukünftig regionale Asymmetrien auf
 - Tendenziell Erzeugungsüberschuss (konventionelle Kraftwerke, Wind On/Offshore) in Nord-DE
 - Relativ geringe gesicherte Erzeugungsleistung in Süd-DE
 - ➔ Insbesondere in Süd-DE ist ein Ausschöpfen des marktbasierten Redispatchpotenzials zu erwarten
- Für die LA 2016 sind voraussichtlich weiterhin Netzengepässe relevant, die durch hohe Leistungsflüsse (Nord→Süd) hervorgerufen werden

Ableitung der Grenzsituationen

Szenarien Übersicht

Grenzsituation-Szenario	Beschreibung	Periode
„Winter“	Starklast/Starkwind	Oktober bis März
„Sommer“	Kritischer NNF aus Sommerperiode des Jahreslaufes	Mai bis August



Genaue Ausgestaltung
in Abhängigkeit der
Modellergebnisse noch
festzulegen

Grenzsituation Starklast/Starkwind:

- Abbildung einer potentiell aus Netzsicht kritischen Situation im Winterhalbjahr (Zeitraum Oktober bis März)
- Wird für alle Zeithorizonte (t+6/t+7) parametrisiert und analysiert

Grenzsituation aus Jahreslauf:

- Wahl eines weiteren kritischen NNF aus den Modellergebnissen des Jahreslaufs t+9 im Sommerhalbjahr (Zeitraum Mai bis August), noch abzustimmen
- Inhaltliche Festlegung der Randbedingungen erst im laufenden Prozess möglich

Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Winter („Starklast/Starkwind“)

Einflussfaktor	Stellgröße	Netzrelevante Wirkung	Parametrierung Grenzsituation Starklast / Starkwind	Abhängigkeit Prozessschritte
Stromverbrauch/ Last	Höhe, regionale Verteilung, Flexibilität	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz, freies Redispatchpotential, Lastflüsse im Netz	Höchstlast in DE lässt kritischste Parametrierung erwarten	Rahmendaten Stromverbrauch/Last
Wind	Erhöhung/Verringerung	Höherer/geringerer Erzeugungsüberschuss in Nord-DE; höherer/geringerer Export aus DE	Maximaler Wind lässt kritischste Parametrierung erwarten	Mantelzahlen, Regionalisierung, (Einspeisemodellierung)
PV	Erhöhung/Verringerung	Geringeres/höheres Leistungsdefizit in Süd-DE	Keine PV-Einspeisung lässt kritischste Parametrierung erwarten	Keine Abhängigkeit
KW-NV	Höhe und regionale Verteilung	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Hohe NV von KW im Süden / geringe NV von KW im Norden	Kraftwerksliste DE/AT, (Kraftwerksliste EU), Methodik NV
Must-Run und KWK	Höhe und regionale Verteilung	Einfluss auf Kraftwerkseinsatz und verfügbares Redispatch-Potential	Geringe Must-Run-Einspeisung von KW im Süden / hohe Must- Run-Einspeisung von KW im Norden	KWK-/Wärmemodell

Ableitung der Grenzsituationen

Szenario: Winter („Starklast/Starkwind“)

Kombination der Einflussfaktoren

- Die Annahme einer maximalen Last am Abend impliziert eine PV-Einspeisung von Null
- Ferner zeichnet sich der kritische Starkwindfall dadurch aus, dass die deutschen Windenergieanlagen maximal einspeisen. Die maximale Einspeisung sowie die regionale Verteilung (Nord/Süd) wird hierbei individuell für Wind On- und Offshore auf Basis eines Referenzzeitpunktes mit der höchsten relativen Windeinspeisung aus der Vergangenheit ermittelt.
- Für die Grenzsituation „Starklast/Starkwind“ für das europäische Ausland und insbesondere für Frankreich wird wie in der BA 2016 kein Höchstlast-, sondern ein Starklastzeitfenster simuliert. Dies sehen die ÜNB nach Analysen hierzu weiterhin als sachgerecht an.

Randbedingungen

Jahreszeitabhängige Randbedingungen sind für das Winter-Szenario wie folgt zu wählen:

- **Strom-Engpasswerte:** Verwendung der Winterwerte
- **Freischaltungen:** Für die Zeithorizonte t+6 / t+7 / t+9 wird eine Jahresfreischnittplanung in Anlehnung an die Methodik BA 2016 geeignet berücksichtigt (gemäß der kommunizierten Methodik zu netzausbaubedingten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln)
- **NTCs:** Wahl der Winter-NTCs

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary
2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016
3. Eingangsparameter
4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
5. **Marktsimulation**
6. Netzanalysen
7. Anhang

Annahmen zur Marktsituation 2022/23

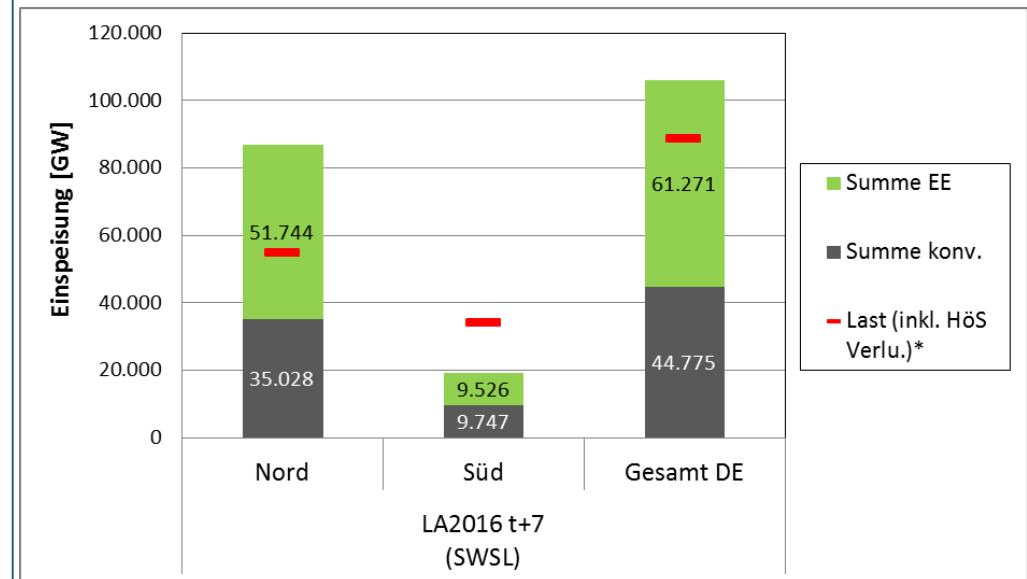
Erzeugungsstruktur und Handelskapazitäten

- EE-Ausbauziele gemäß aktuellem EEG 2017 (inst. Leistung: Onshore 54,4 GW, Offshore 8,6 GW)
- Vorgabe der BNetzA zur Berücksichtigung einer Netzausbauregion Niedersachsen und Schleswig-Holstein (inkl. Hamburg und Bremen) bei der EE-Regionalisierung
- KWK-G 2016: Annahme eines (Erdgas-)Zubaus von KWK-Anlagen < 10 MW in Höhe von 300 MW/a
- Konventioneller Kraftwerkspark, wesentliche Veränderungen im Vergleich zu heute (Stand: 10.05.2016):
 - Vollständiger Kernenergie-Ausstieg in DE: rd. -10,8 GW
 - Steinkohle: rd. -4,9 GW
 - Braunkohle: rd. -2,9 GW
 - Erdgas: rd. +0,8 GW
 - Sicherheitsbereitschaft: 1,2 GW
 - *Kapazitätsreserve: 1,8 GW (nicht berücksichtigt)*
- BNetzA-Vorgabe für die NTCs DE - CH (1,6 GW) und DE - AT (4 GW), übrige NTC nach TYNDP 2016
- Fortschritt des europ. Binnenmarktes schafft höhere Handelskapazitäten an den deutschen Grenzen
 - Exportkapazitäten: +9,2 GW
 - Importkapazitäten: +10 GW

Einspeisesituation in Deutschland 2022/23

Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (BNetzA-Szenario)

Einspeisung [MW]	LA2016 t+7 (SWSL)		
	Nord	Süd	Gesamt DE
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	15.138	0	15.138
Steinkohle	11.756	5.117	16.873
Erdgas	4.419	2.161	6.581
Öl	80	22	102
Speicher	5	19	25
Sonstige konv.	578	217	795
KWK<10MW (nach BL)	3051	2211	5.262
Summe konv.	35.028	9.747	44.775
Wind onshore	40.148	5.928	46.075
Wind offshore	7.928	0	7.928
PV	0	0	0
Biomasse	3.140	1.665	4.805
Laufwasser	238	1.821	2.059
Sonstige EE	292	112	404
Summe EE	51.744	9.526	61.271
Summe Gesamt	86.772	19.274	106.046
Last (ohne HöS Verlu.)	53.727	33.273	87.000
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.801	33.939	88.740
Saldo (Erz. - Last)	31.971	-14.665	17.306

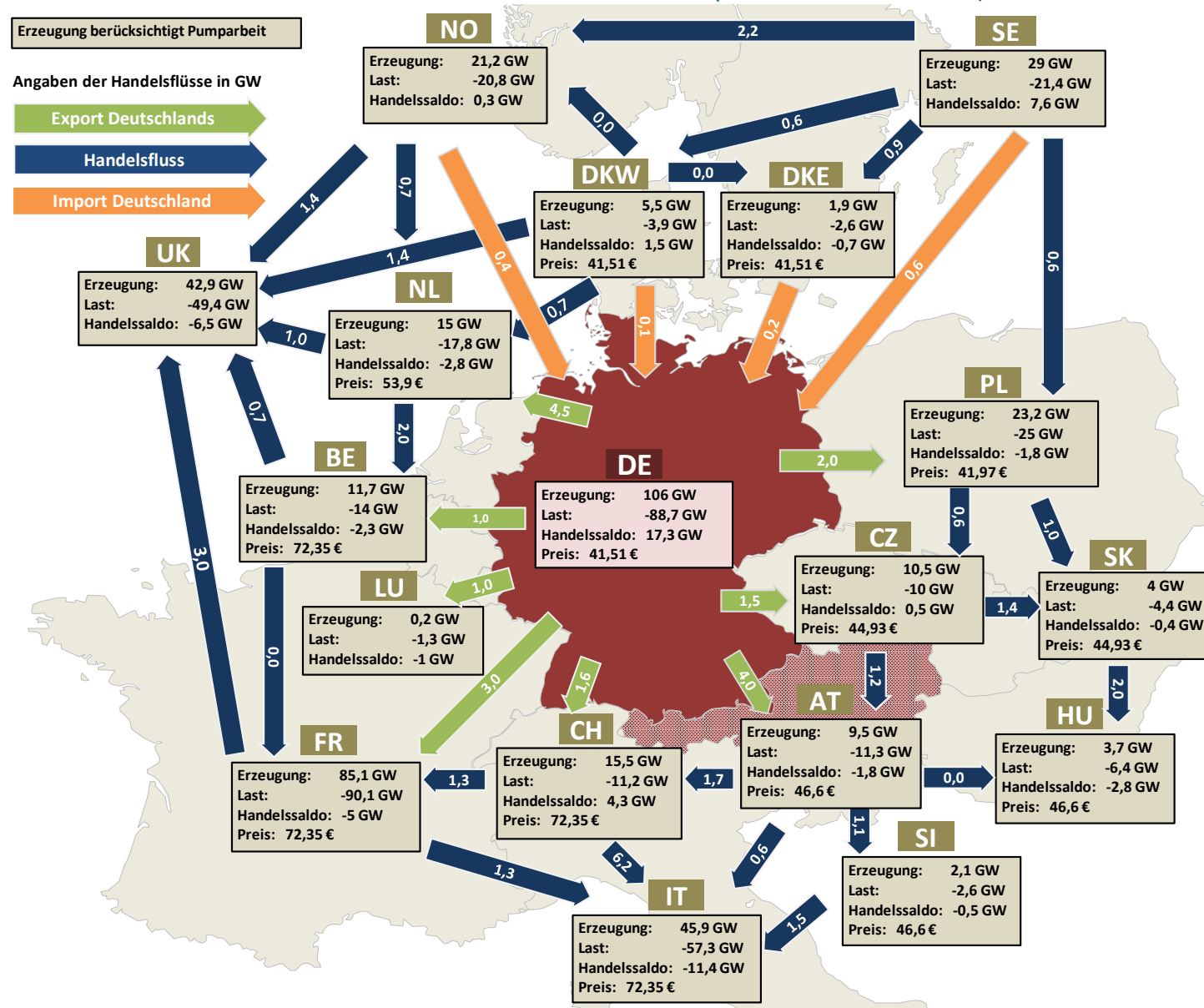


- Im Vergleich zu BA2016 (t+3) fällt die Kernenergie-Einspeisung (rd. 8,2 GW) weg und die Braunkohle-Einspeisung reduziert sich um rd. 1,8 GW. Beides wird durch eine deutlich höhere Steinkohle-Einspeisung (rd. 8,3 GW) teilweise kompensiert. Die Erdgas-Einspeisung steigt um rd. 0,6 GW. Geringer Speichereinsatz in Süd-DE (rd. 0,3 GW). Die Einspeisung aus KWK < 10 MW steigt um rd. 2,6 GW (zu gleichen Teilen in Nord-/Süd-DE) an.
- Die EE-Einspeisung steigt aufgrund Ausbau bei Wind (on-/offshore) um ca. 6 GW an.
- Das Handelssaldo DE steigt um rd. 6,7 GW auf 17,3 GW
- Das Handelsdefizit Süd-DE sinkt um 1,5 GW auf 14,7 GW

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste

Handelsflüsse Deutschlands 2022/23

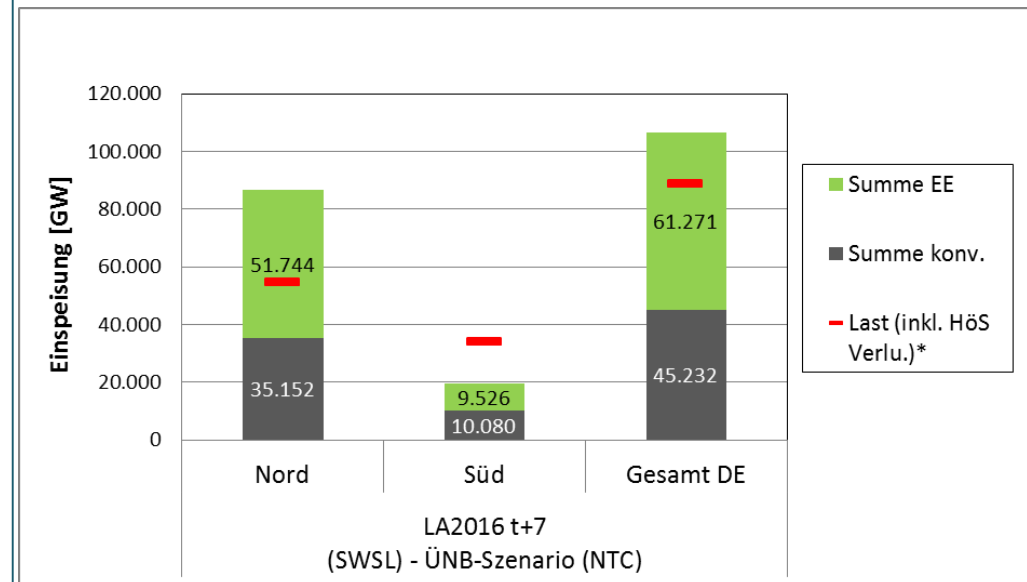
Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (BNetzA-Szenario)



Einspeisesituation in Deutschland 2022/23

Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (ÜNB-Szenario)

Einspeisung [MW]	LA2016 t+7 (SWSL) - ÜNB-Szenario (NTC)		
	Nord	Süd	Gesamt DE
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	15.138	0	15.138
Steinkohle	11.756	5.469	17.225
Erdgas	4.549	2.161	6.710
Öl	80	22	102
Speicher	0	0	0
Sonstige konv.	578	217	795
KWK<10MW (nach BL)	3051	2211	5.262
Summe konv.	35.152	10.080	45.232
Wind onshore	40.148	5.928	46.075
Wind offshore	7.928	0	7.928
PV	0	0	0
Biomasse	3.140	1.665	4.805
Laufwasser	238	1.821	2.059
Sonstige EE	292	112	404
Summe EE	51.744	9.526	61.271
Summe Gesamt	86.896	19.606	106.502
Last (ohne HöS Verlu.)	53.727	33.273	87.000
Last (inkl. HöS Verlu.)*	54.801	33.939	88.740
Saldo (Erz. - Last)	32.095	-14.332	17.762

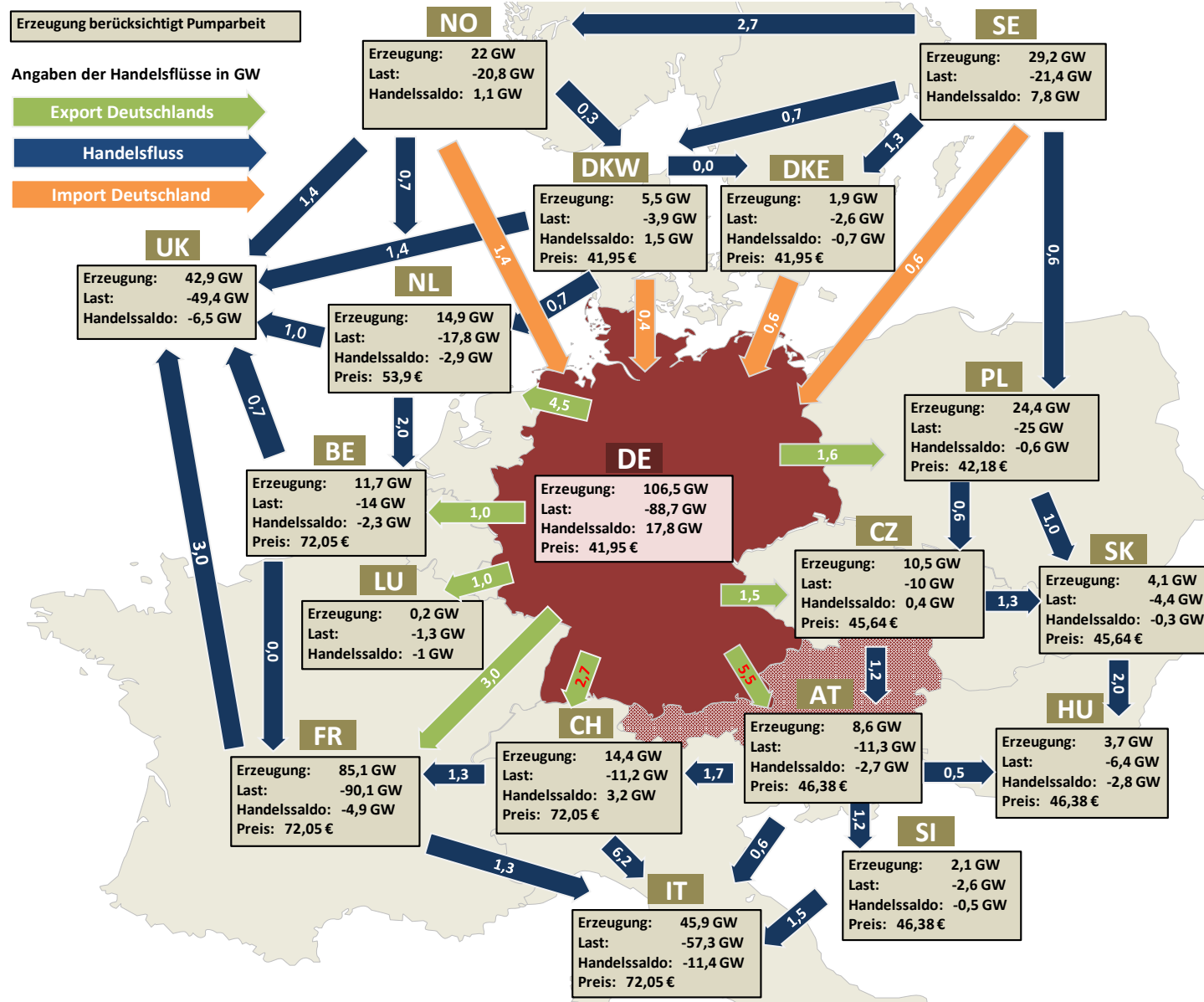


- Im Vergleich zu LA2016 (t+1) BNetzA-Szenario fällt die konventionelle Einspeisung rd. 0,5 GW höher aus.
 - Steinkohle (rd. + 0,4 GW)
 - Erdgas (rd. + 0,1 GW)

*vereinfachte Aufteilung der HöS-Verluste

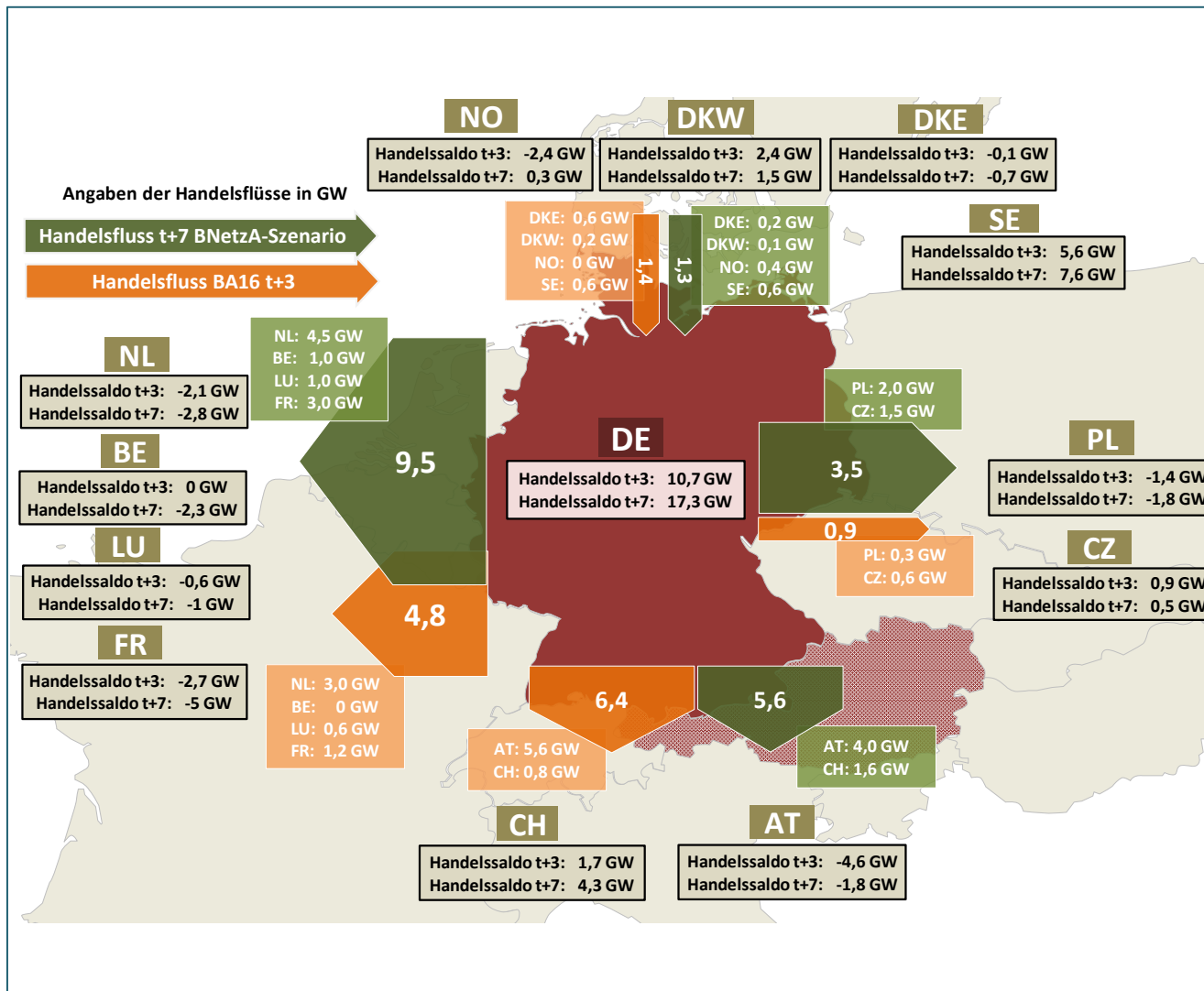
Handelsflüsse Deutschlands 2022/23

Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (ÜNB-Szenario)



Vergleich 2022/23 (LA16 BNetzA-Sz.) vs. 2018/19 (Systemanalysen 2016)

Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ für Europa (Auswertung nach Himmelsrichtungen)

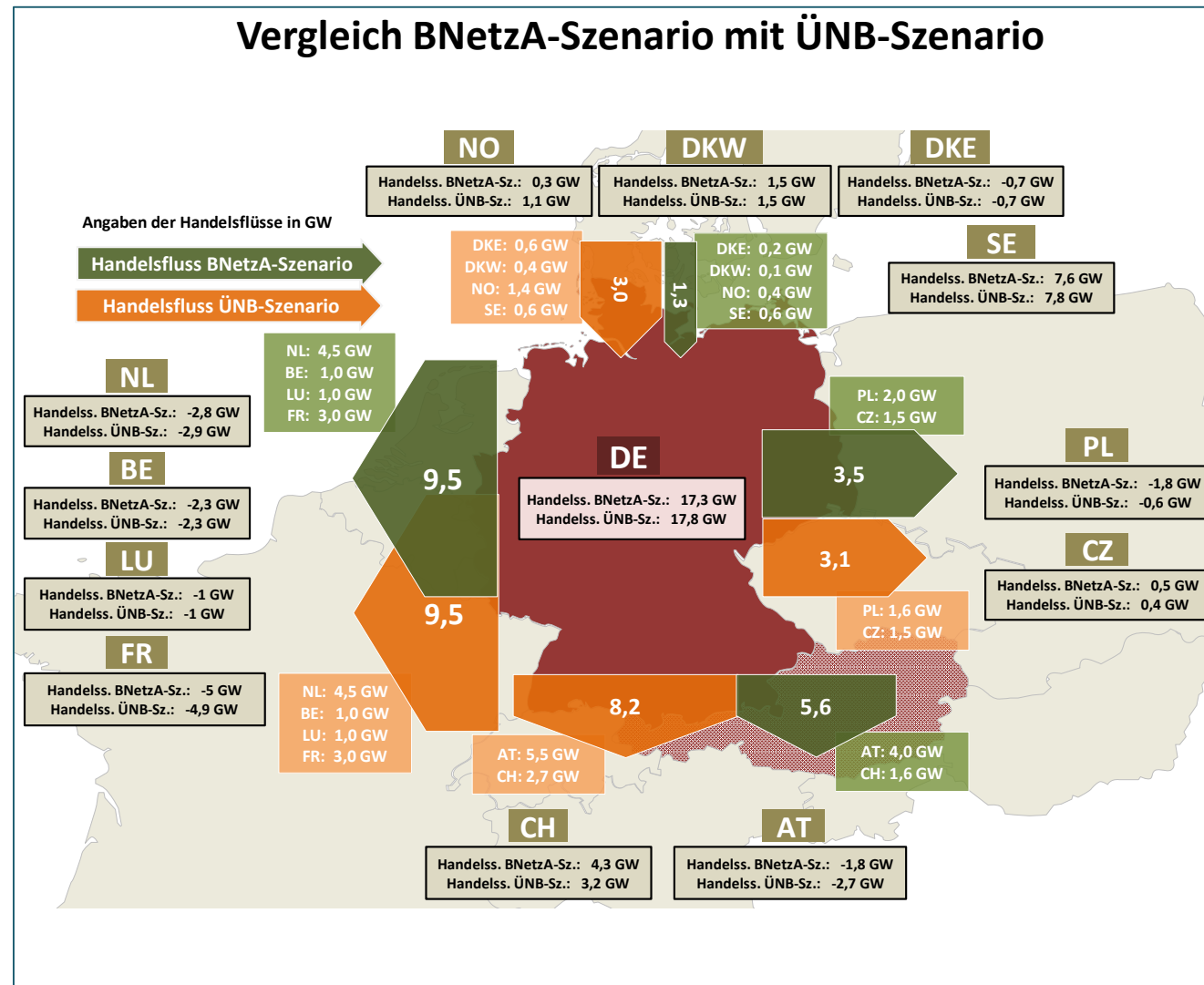


Situation Europa in (t+7):

- Hohe Exporte aus DE nach Kontinentaleuropa, wobei der Export von DE nach AT durch die Limitierung des NTC sowie die Erhöhung anderer NTCs (z.B. nach PL, FR und CH) nicht mehr so stark dominiert
- Alle Handelskapazitäten von DE in Richtung der südlichen Nachbarn ausgelastet
- Transit durch Deutschland auf Grund hoher Importe aus Skandinavien zum Weitertransport nach Süden (Summe ca. 1,3 GW)
- Hohe Importe IT via CH, FR, AT und SI (Summe ca. 9,6 GW)

Vergleich 2022/23 (BNetzA-Sz.*) vs. 2022/23 (ÜNB-Sz.*)

Ergebnisse Marktsimulation Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ für Europa (Auswertung nach Himmelsrichtungen)



Vergleich BNetzA- mit ÜNB-Szenario:

- Hohe Exporte aus DE nach Kontinentaleuropa - erhöhte Handelskapazitäten im ÜNB-Szenario (ca. 2,6 GW) in die südlichen Nachbarländer werden vollständig ausgenutzt
- Zusätzlicher Transit durch Deutschland auf Grund erhöhter Importe aus Skandinavien zum Weitertransport nach Süden (ca. 1,7 GW)
- Leichter Rückgang der Exporte an der Grenze DE-PL (ca. -0,4 GW)
- Unverändert hohe Importe IT via CH, FR, AT und SI

* BNetzA-Szenario: NTC DE-AT: 4,0 GW; NTC DE-CH: 1,6 GW

ÜNB-Szenario: NTC DE-AT: 5,5 GW; NTC DE-CH: 2,7 GW

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary
2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016
3. Eingangsparameter
4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen
5. Marktsimulation
6. **Netzanalysen**
7. Anhang

Übersicht über die durchgeführten Netzanalysen

		Grenzsituation „Starkwind/-last“	Jahreslauf
BNetzA-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
ÜNB-Szenario	RD-Methode 1: keine Reserve in DE	(n-1) und EC-Analyse	(n-1)
	RD-Methode 2: 1,4 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	
	RD-Methode 2: 3,7 GW Reserve in Süd-DE	(n-1)	



Bestimmung des RD-Bedarfs (GW)
jeweils für die Optionen der
Bedarfsdeckung



Aussagen zur RD-Energie (GWh)
jeweils für die Optionen der
Bedarfsdeckung

Hypothese: Szenario und RD-Methode haben eine Auswirkung auf die Höhe des RD-Bedarfs!

Zugrundeliegende Prämissen

Einsatzprioritäten/ Strafkosten (in €/MWh)

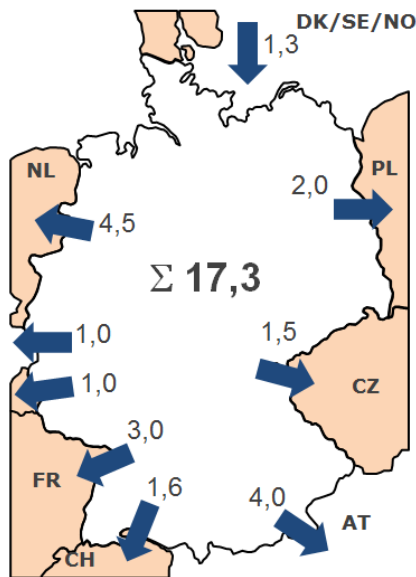
	RD-Methode 1 Ohne potenzielle Reserven in Süd-DE	RD-Methode 2 Mit potenziellen Reserven in Süd-DE
Marktkraftwerke in DE	500	500
Potenzielle Reserven in Süd-DE	---	1.000
RD im Ausland	1.000	1.500
Einsenkung Windeinspeisung	2.500	2.500
Einsenkung PV-Einspeisung	2.500	2.500

Marktergebnis und physikalische Leistungsflüsse (vor Redispatch)

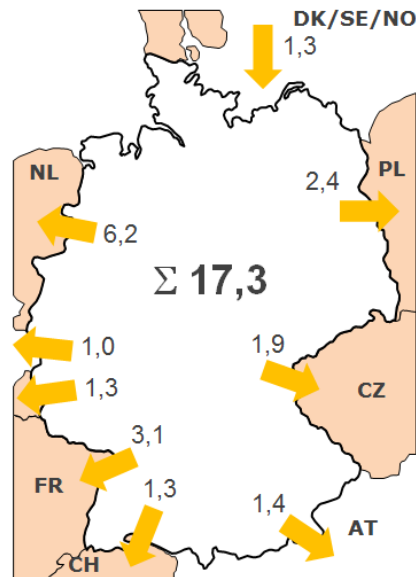
Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starklast/-wind“, (t+7)

BNetzA-Szenario

Handelsfluss in GW

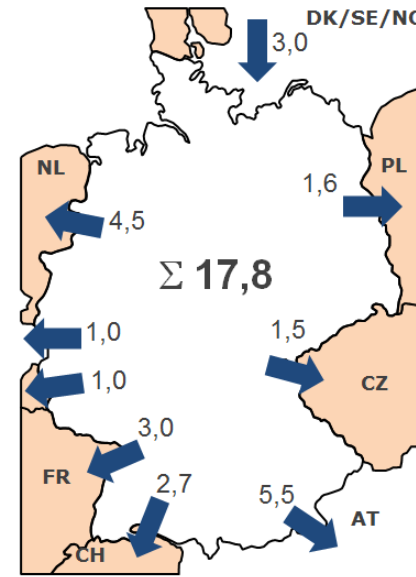


Phys. Leistungsfluss in GW

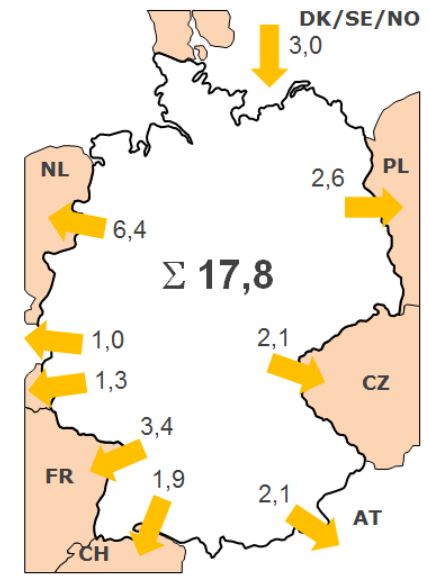


ÜNB-Szenario

Handelsfluss in GW



Phys. Leistungsfluss in GW



- Der physikalischer Leistungsfluss DE → PL ist größer als der dazugehörige Handelsfluss.
- Der Handelsfluss DE → AT erfolgt physikalisch nur zu einem geringen Teil über die Kuppelleitungen DE – AT.

Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

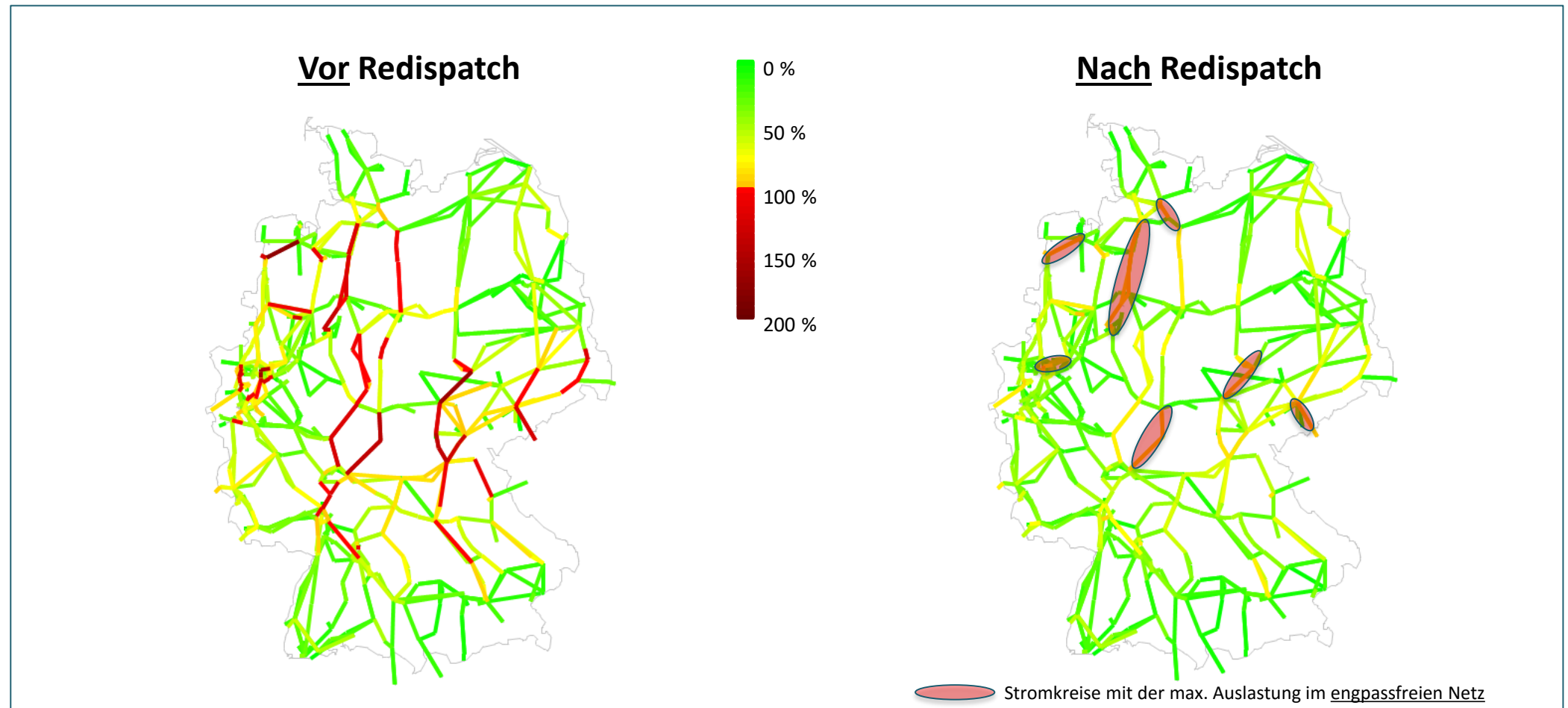
Übersicht der Ergebnisse: (n-1)-Fall und Exceptional Contingencies, (Angaben in GW)

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)		ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)	
RD-Methode	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven	(n-1) RD-Methode 1 Ohne Reserven	E.C. RD-Methode 2 Mit Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	3,0	2,8	4,6
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,4	9,8	9,3
<i>Summe <u>negativer</u> RD</i>	11,1	12,4	12,6	13,9
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	6,5	5,7	6,1
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE*	--	--	--	--
Pos. RD im Ausland	4,9	mind. 5,9	6,9	mind. 7,8
<i>Summe <u>positiver</u> RD</i>	11,1	12,4	12,6	13,9

* In den Berechnungen der E.C.s wurden keine Reserven aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE unterstellt

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

BNetzA-Szenario, Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall

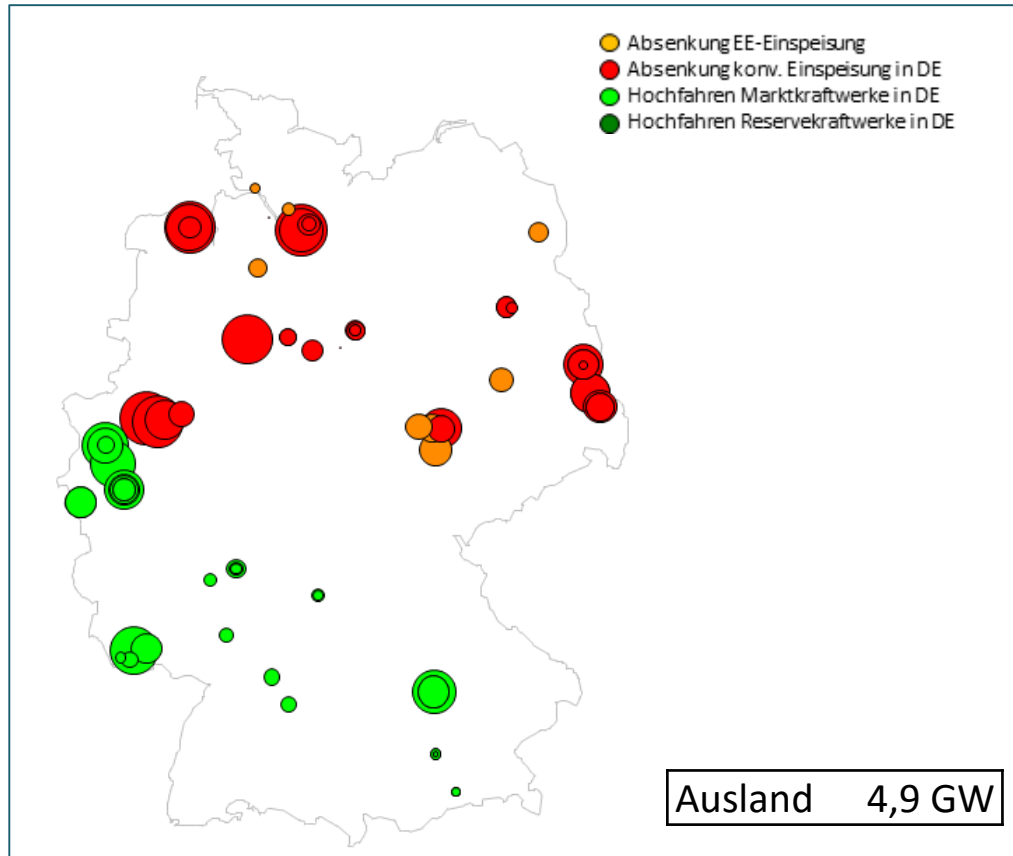


- Netzenspässe befinden sich in Nord-Süd-Richtung in Niedersachsen, Hessen und zwischen Thüringen und Nordbayern.

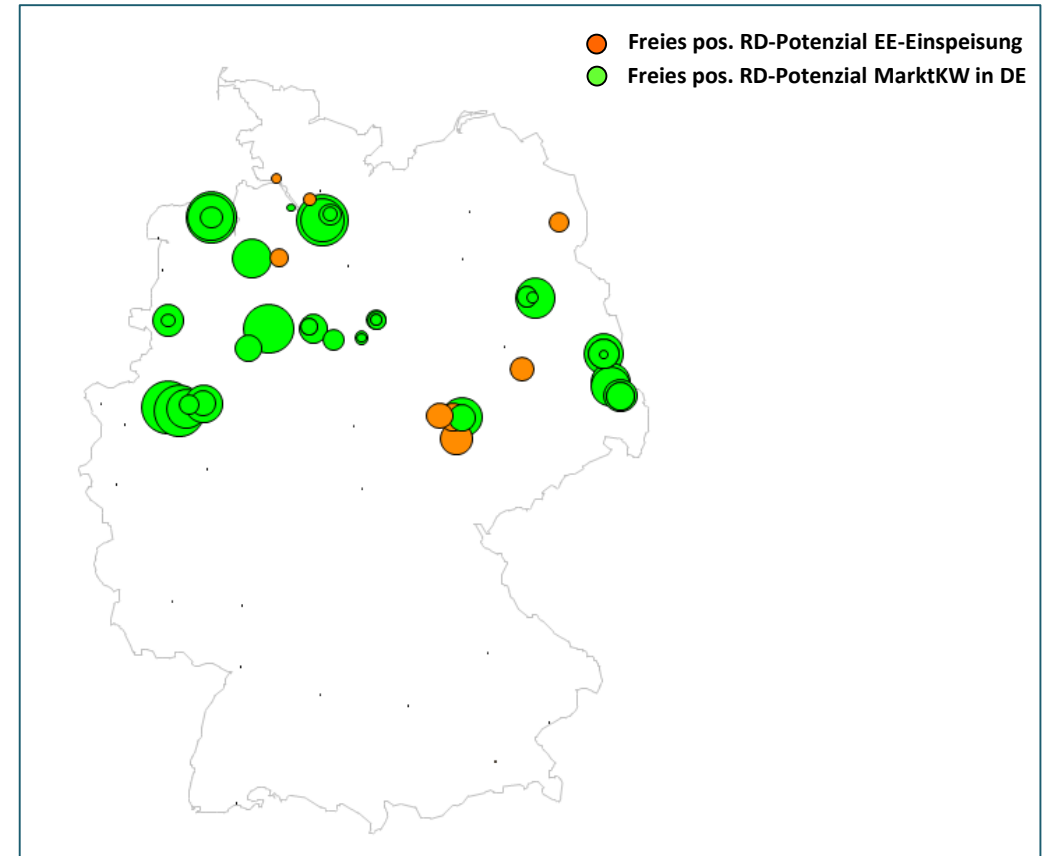
Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

BNetzA-Szenario, RD-Methode 1 (ohne Reserven) im (n-1)-Fall

Notwendiger positiver und negativer RD



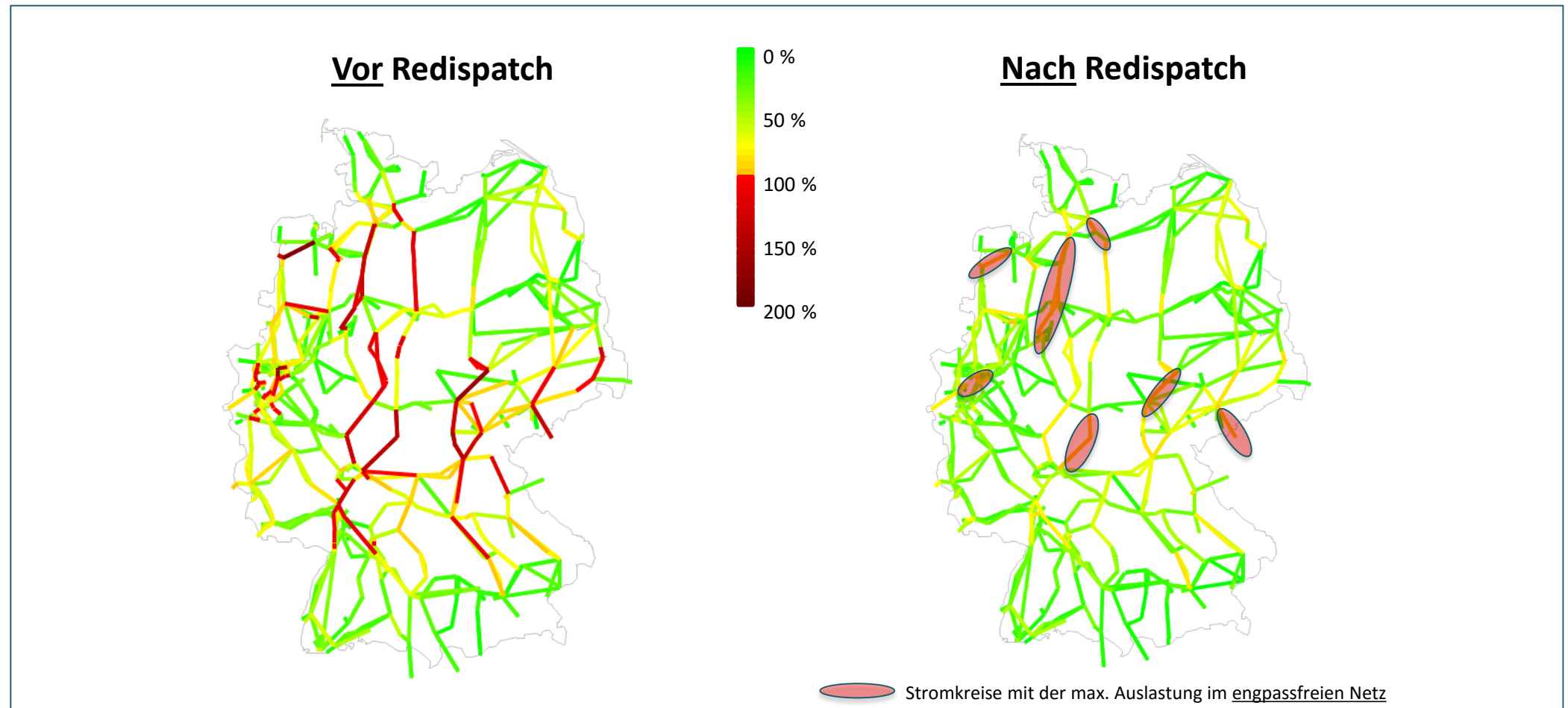
Verbleibendes positives RD-Potenzial



- Das positive RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE vollständig genutzt.

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

ÜNB-Szenario, Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im (n-1)-Fall

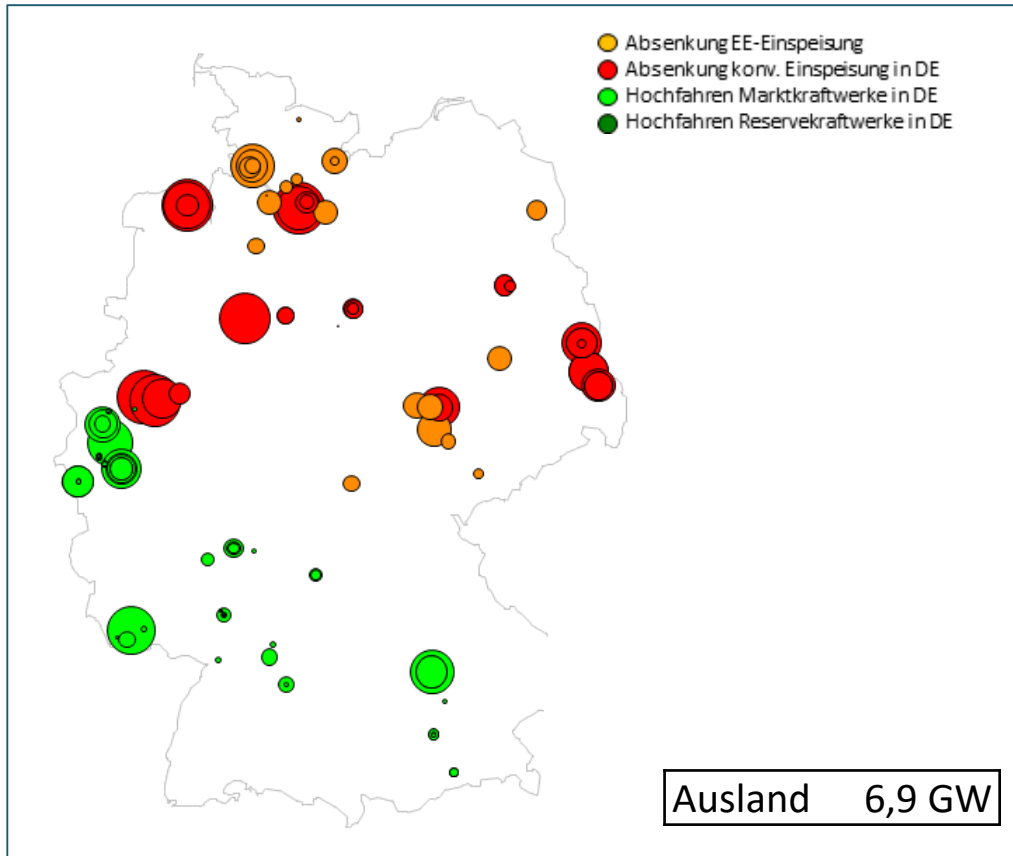


- Netzenspässe befinden sich in Nord-Süd-Richtung in Niedersachsen, Hessen und zwischen Thüringen und Nordbayern.

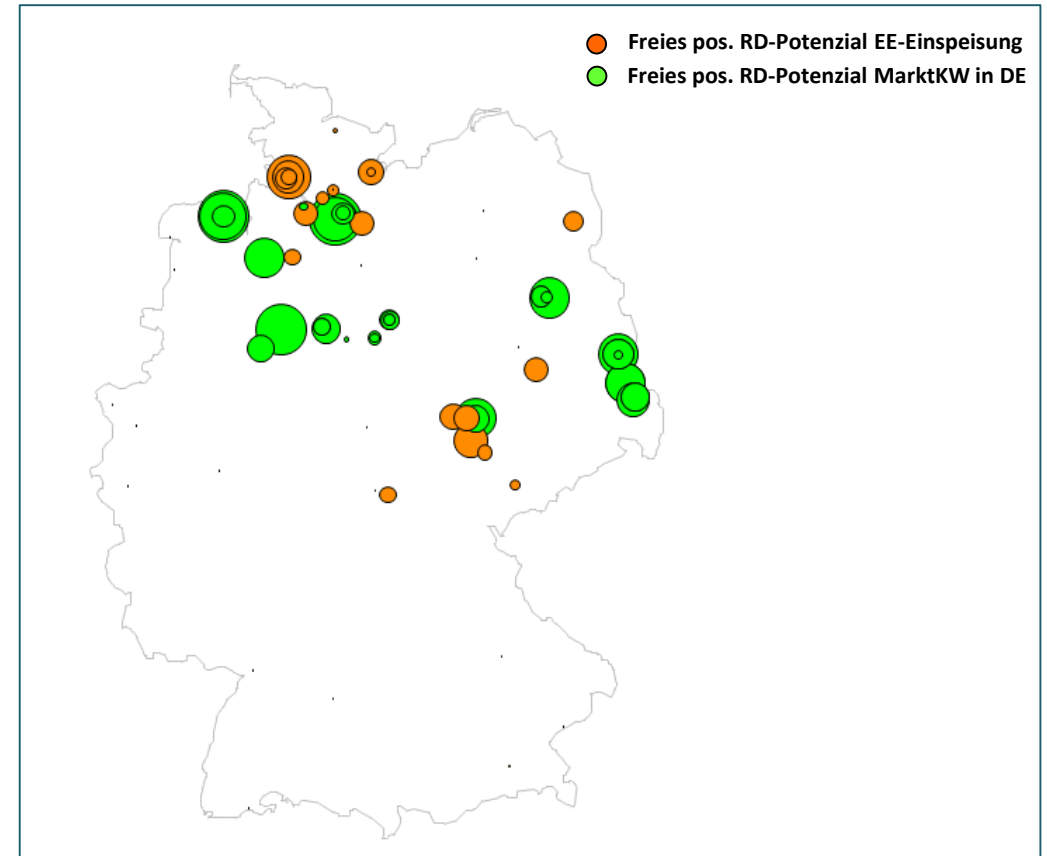
Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

ÜNB-Szenario, RD-Methode 1 (ohne Reserven) im (n-1)-Fall

Notwendiger positiver und negativer RD



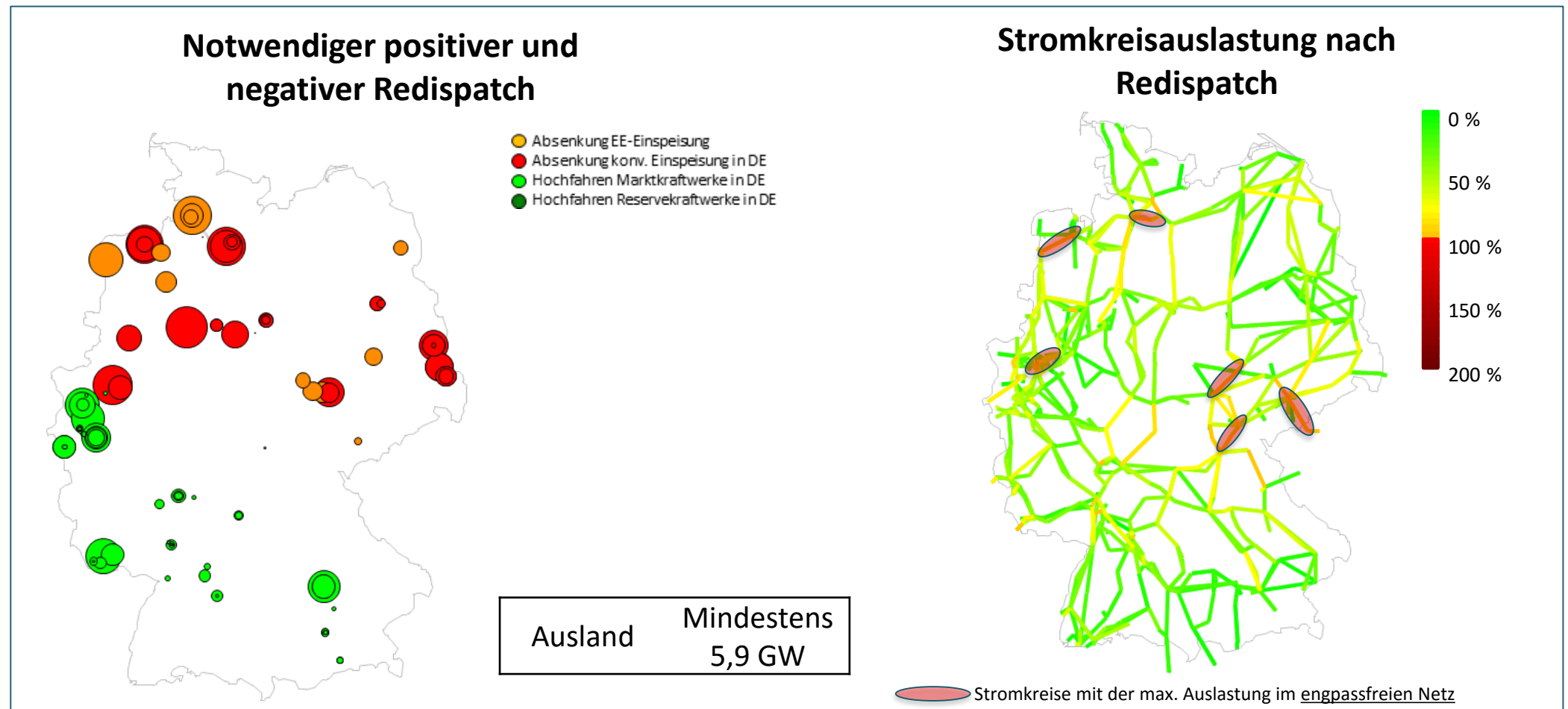
Verbleibendes positives RD-Potenzial



- Das positive RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE wird vollständig genutzt.

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

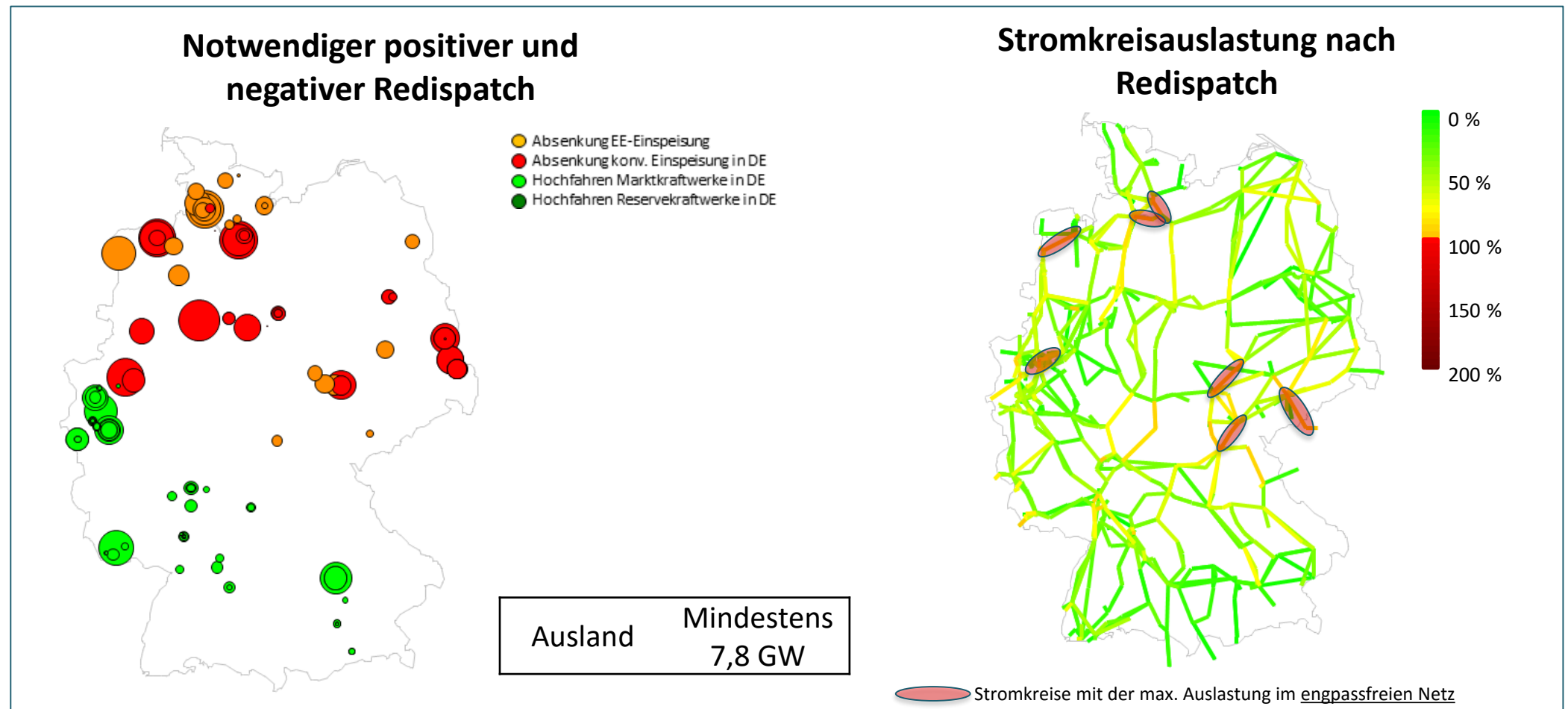
BNetzA-Szenario, RD-Methode 2 (mit Reserven) unter Berücksichtigung von Exceptional Contingencies



- Die höchsten verbleibenden Stromkreisauslastungen befinden sich insbesondere im Raum Thüringen.

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

ÜNB-Szenario, RD-Methode 2 (mit Reserven) unter Berücksichtigung von Exceptional Contingencies



- Die höchsten verbleibenden Stromkreisauslastungen befinden sich insbesondere im Raum Hamburg und Thüringen.

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

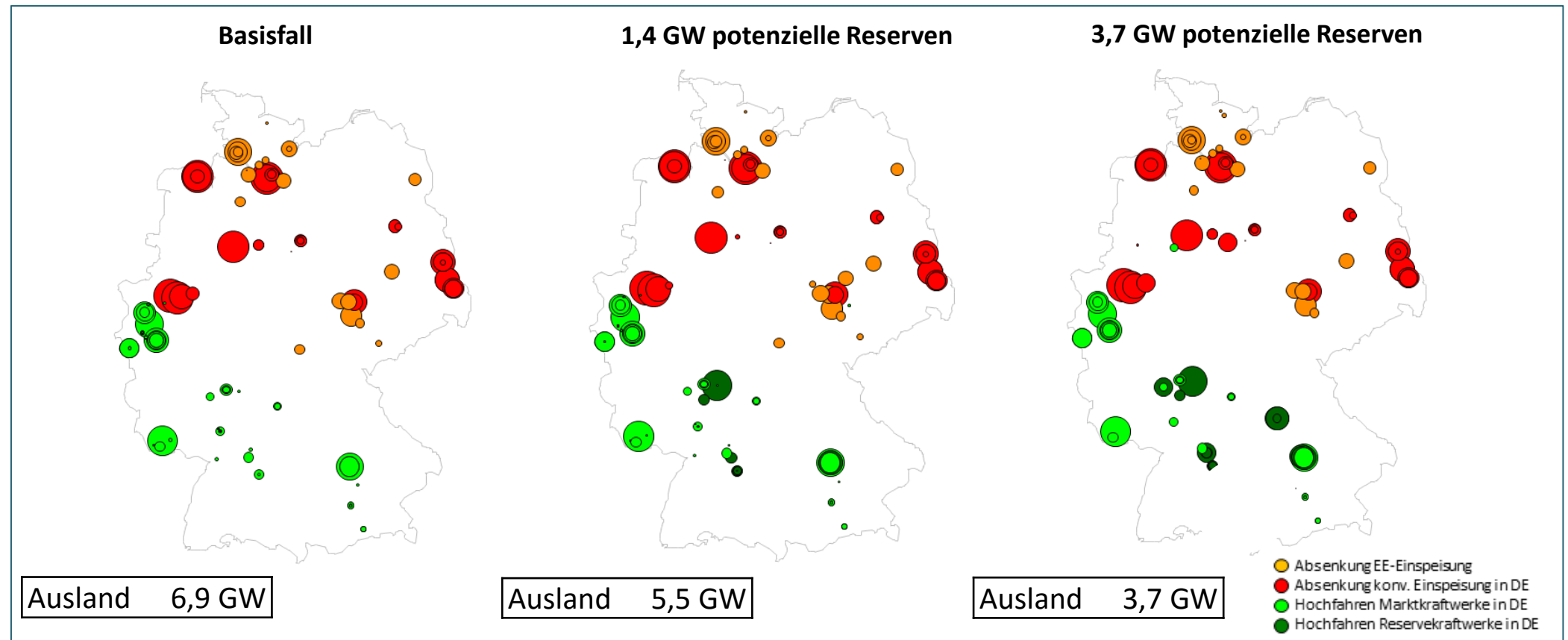
Übersicht der Ergebnisse im (n-1)-Fall unter Berücksichtigung potenzieller Reserven in Süd-DE, (Angaben in GW)

Szenario (NTC DE-AT/ NTC DE-CH)	BNetzA-Szenario (4 GW/1,6 GW)	ÜNB-Szenario (5,5 GW/ 2,7 GW)		
RD-Methode	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 1 Ohne Reserven	RD-Methode 2 Mit 1,4 GW Reserven	RD-Methode 2 Mit 3,7 GW Reserven
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	1,2	2,8	2,9	2,7
Neg. RD marktbasierter KW in DE	9,9	9,8	9,6	10,1
Summe <u>negativer</u> RD	11,1	12,6	12,5	12,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	6,2	5,7	5,6	5,5
Reserve aus sonst stillgelegten Anlagen in Süd-DE	--	--	1,4 (max.)	3,6*
Pos. RD im Ausland	4,9	6,9	5,5	3,7
Summe <u>positiver</u> RD	11,1	12,6	12,5	12,8

**Aufgrund lokaler Netzengpässe kann nicht die gesamte verfügbare Leistung von 3,7 GW genutzt werden.

Ergebnisse Netzanalysen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“, 2022/23

ÜNB-Szenario, RD-Methode 2 (mit Reserven), notwendiger positiver und negativer Redispatch im (n-1)-Fall



- Der Einsatz von potenziellen Reserven in Süd-DE verdrängt i. W. den ausländischen RD-Bedarf.

Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (1/2)

Stromhandel und Lastflusssituation (Szenario)

- Eine höhere Handelskapazität nach Österreich und der Schweiz im ÜNB-Szenario (8,2 GW) führt gegenüber der stärkeren Handelsbeschränkung im BNetzA-Szenario (5,6 GW) zu einem höheren Transitfluss von Skandinavien durch Deutschland nach Zentraleuropa.
- Der höhere Import aus Skandinavien (+1,7 GW) im ÜNB-Szenario hat eine zusätzliche Abregelung von Windeinspeisung in DE in gleicher Größenordnung zur Folge

Einfluss der RD-Methode (Einsatzreihenfolge)

- Marktkraftwerke tragen in DE mit 5,5 – 6 GW zum Redispatch bei. Hierbei wird auch wie in den bisherigen Bedarfsanalysen (v.a. BA2016) das marktbasierte RD-Potenzial in Süd-DE vollständig eingesetzt.
- Das Redispatchpotenzial im Ausland kann rein zahlenmäßig den verbleibenden RD-Bedarf decken.
- Der Einsatz von zusätzlichen Reserven aus eigentlich stillgelegten Kraftwerken in Süd-DE substituiert im Wesentlichen den ausländischen RD-Bedarf.

Zwischenfazit zur Grenzsituation „Starkwind/ Starklast“ (2/2)

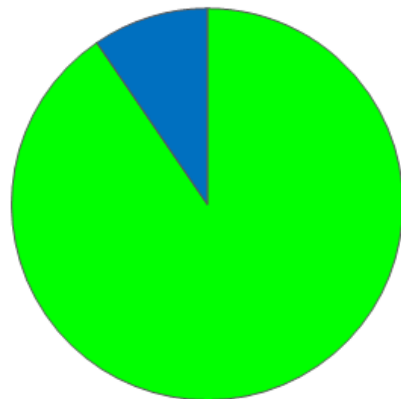
Betrachtung zu Exceptional Contingencies

- Erste Untersuchungen systemrelevanter Mehrfachausfälle (Exceptional Contingencies) zeigen unabhängig der Einsatzreihenfolge und unabhängig des zugrunde liegenden Szenarios einen zusätzlichen RD-Bedarf von rd. 1,3 GW.
- Dabei ist zu beachten, dass es sich bei den Exceptional Contingencies um eine besondere Form der systemrelevanten Mehrfachausfälle handelt, nämlich um Fehler, die in einem besonderen, prognostizierbaren Falle (Sturm/ Orkan) mit einer signifikant höheren Wahrscheinlichkeit von Fehlern mittels präventivem Redispatch zu besorgen sind.

Energiemengenbetrachtung der Bedarfsdeckungsoptionen

ÜNB- und BNetzA-Szenario, RD-Methode 1 (ohne Reserven), Ergebnisse im (n-1)-Fall

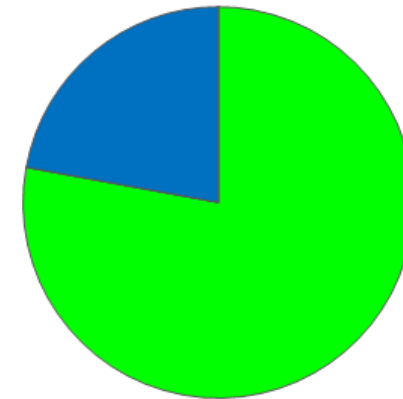
BNetzA-Szenario



● Hochfahren Marktkraftwerke im Ausland
● Hochfahren Marktkraftwerke in DE

	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	4.852
Pos. RD im Ausland	512
Summe <u>positiver</u> RD	5.031

ÜNB-Szenario



	GWh
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5.295
Pos. RD im Ausland	1.504
Summe <u>positiver</u> RD	6.434

- Die Höhe der RD-Energie ist direkt abhängig von der Auswahl des Szenarios.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzungpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE.

Zwischenfazit zur Energiemengenbetrachtung

- Die gesamte RD-Energie ist im ÜNB-Szenario höher als im BNetzA-Szenario.
- Der deutlich größte Beitrag zur Behebung von Netzengpässen erfolgt durch den Einsatz positiver RD-Energie aus Marktkraftwerken in DE (BNetzA-Szenario: ~96%, ÜNB-Szenario:~82%).

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Executive Summary

2. Vorgehensweise / Methodik Langfristanalysen 2016

3. Eingangsparameter

4. Identifikation und Kenndaten von Grenzsituationen

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. **Anhang**

Hinweis zum Lesen der Liste der Netzausbaumaßnahmen

- In der Gesamtliste mit allen Strecken- und Punktmaßnahmen werden 274 Projekte geführt.
- Davon sind die 140 Projekte nicht Gegenstand der nachfolgenden Übersicht, welche ausschließlich den Zubau von
 - 380/110-kV-Transformatoren,
 - 220/110-kV-Transformatoren,
 - MSCDNs oder
 - Spulenbeschreiben.
- Die Projekte, bei denen Anpassungen ggü. den IBN-Zeitpunkten des BBPIG/EnLAG-Monitorings Q2/2016 vorgenommen wurden, sind gesondert aufgeführt und begründet.

Netzausbaumaßnahmen – BBPIG-Projekte (1/2)

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber- schreitende Maßnahme	Maßnahmen- art	BBPIG/EnLAG-Monitoring				Für LA16 berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)	
					BBP-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015				Q2/2016
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultraset)	DC2		Leitung	2			2019	2021	2021	X	X
DC2	Konverter Osterath	DC201Konv1		Anlage	2				2021	2021	X	X
DC2	Konverter Phillippsburg	DC201Konv2		Anlage	2				2021	2021	X	X
DC2	Anlage Rheinau	DC201SA1		Anlage	2				2021	2021	X	X
P118	Borken - Mecklar	M207		Leitung	43				2022	2022		X
P185	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	M420		Leitung	46				2022	2022		X
P20	Emden/Ost - Halbemond	M69		Leitung	37				2022	2022		X
P24	Stade West - Sottrum	M71		Leitung	7	2021	2020	2021	2022	2022		X
P24	Sottrum	M71TR1		Anlage	7				2022	2022		X
P25	Süderdonn (früher Barlt) - Heide/West	M42		Leitung	8	2017	2017	2017	2018	2018	X	X
P25	Heide/West - Husum/Nord	M43		Leitung	8	2018	2018	2018	2018	2018	X	X
P25	Husum/Nord - Niebüll/Ost	M44		Leitung	8	2018	2018	2018	2019	2019	X	X
P25	Niebüll/Ost - Bundesgrenze DK	M45	X	Leitung	8	2021	2021	2021	2021	2021	X	X
P30	Hamm/Uentrop - Kruckel	M61		Leitung	9	2018	2018	2018	2017	2017	X	X
P33	Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle	M24a		Leitung	10			2022	2022	2022		X
P34	Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt	M22a		Leitung	39				2020	2020	X	X
P34	Güstrow - Parchim/Süd	M22c		Leitung	39				2022	2021	X	X
P34	Parchim/Süd - Perleberg	M22b		Leitung	39				2021	2021	X	X
P36	Bertikow - Pasewalk	M21		Leitung	11				2021	2021	X	X
P36	Pasewalk	M21TR1		Anlage	11				2021	2021	X	X
P41	Punkt Metternich - Niederstedem	M57		Leitung	15			2021	2021	2021	X	X
P48	Grafenrheinfeld - Kupferzell	M38a		Leitung	20			2020	2022	2022		X
P48	Kupferzell - Großgartach	M39		Leitung	20			2020	2022	2022		X
P49	Daxlanden - Bühl/Kuppenheim - Weier - Eichstetten	M41a		Leitung	21			2021	2021	2021	X	X
P49	Neubau einer Anlage in Kuppenheim	M41aSA1		Anlage	21				2021	2021	X	X
P49	Neubau einer Anlage in Bühl	M41aSA2		Anlage	21				2021	2021	X	X
P49	Neubau einer Anlage in Weier	M41aSA3		Anlage	21				2021	2021	X	X
P52	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	M93		Leitung	24	2018	2018	2018	2020	2020	X	X
P52	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	M95		Leitung	25				2020	2020	X	X

Netzausbaumaßnahmen – BBPIG-Projekte (2/2)

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber- schreitende Maßnahme	Maßnahmen- art	BBPIG/EnLAG-Monitoring					Für LA16 berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)
					BBP-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q2/2016			
P64	Combined Grid Solution (CSG)	M107offshore	X	Leitung	29	2018	2018	2020	2018	2018	X	X
P64	Konverter CGS	M107Konv1	X	Anlage	29	2018	2018	2020	2018	2018	X	X
P65	Oberzier - Bundesgrenze (BE)	M98	X	Leitung	30	2018	2018	2019	2020	2020	X	X
P65	Oberzier	M98Konv1	X	Anlage	30				2020	2020	X	X
P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	M101		Leitung	31	2018	2018	2018	2020	2020	X	X
P67	Altheim - Bundesgrenze Österreich	M103	X	Leitung	32	2018	2018	2020	2021	2021	X	X
P67	Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT	M102	X	Leitung	32	2018	2018	2018	2021	2021	X	X
P67	Altheim - Adlkofen	M103a		Leitung	32				2021	2021	X	X
P67	Adlkofen - Matzenhof (Abzweig Simbach)	M103b		Leitung	32				2021	2021	X	X
P67	Altheim	M103TR2		Anlage	32				2021	2021	X	X
P69	Emden/Ost - Conneforde	M105		Leitung	34	2019	2019	2019	2021	2021	X	X
P69	Emden/Ost	M105TR2		Anlage	34				2021	2021	X	X
P70	Birkenfeld - Mast 115A	M106		Leitung	35				2019	2019	X	X
P72	Kreis Segeberg - Lübeck	M50		Leitung	42				2021	2021	X	X
P72	Göhl - Lübeck	M351		Leitung	42				2022	2022		X
P72	Lübeck - Siems	M49		Leitung	42				2022	2022		X
TTG-P25a	Brunsbüttel - Süderdonn (früher Bartl)	MTTG-25a		Leitung	8	2016	2016	2015	2016	2016	X	X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	M108a	X	Leitung	33		2018	2019	2019	2019	X	X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	M108b	X	Leitung	33			2019	2019	2019	X	X
TTG-P68	Konverter Wilster	M108Konv1	X	Anlage	33				2019	2019	X	X

Netzausbaumaßnahmen – EnLAG-Projekte (1/2)

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber- schreitende Maßnahme	Maßnahmen- art	BBPIG/EnLAG-Monitoring					Für LA16 berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)
					EnLAG- Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q2/2016			
50HzT-001	Altenfeld - Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	M50HzT-001b		Leitung	4	2017	2017	2016	2017	2017	X	X
50HzT-003	Bertikow	M50HzT-003TR2		Anlage	3				2020	2020	X	X
50HzT-003	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	M50HzT-003a	X	Leitung	3	2016	2017	2017	2020	2020	X	X
50HzT-007	Neuenhagen - Henningsdorf - Wustermark	M50HzT-007a		Leitung	11	2018	2018	2017	2021	2021	X	X
AMP-001	Wehrendorf - St. Hülfe	M001a		Leitung	2	2015	2016	2017	2019	2019	X	X
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen	M009a		Leitung	5	2017	2018	2019	2021	2021	X	X
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen (Kabel)	M009aKabel		Leitung	5	2017	2018	2019	2021	2021	X	X
AMP-009	Punkt Wettringen - Punkt Meppen	M009b		Leitung	5	2017	2018	2019	2021	2021	X	X
AMP-010	Punkt Gaste - Lüstringen	M010e		Leitung	18	2015	2015	2017	2017	2017	X	X
AMP-010	Hesseln - Gütersloh	M010j		Leitung	16	2017	2017	2018	2019	2019	X	X
AMP-013	Niederrhein - Punkt Lackhausen	M013a	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	X	X
AMP-013	Millingen-Isselburg - Bundesgrenze (NL)	M013b	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	X	X
AMP-013	Punkt Lackhausen - Punkt Wittenhorst	M013c	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	X	X
AMP-013	Punkt Wittenhorst - Millingen-Isselburg	M013d	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	X	X
AMP-014	Punkt Fellerhöfe - Punkt St. Tönis	M014a		Leitung	14	2014	2015	2016	2018	2018	X	X
AMP-014	Osterath - Gohrpunkt	M014d		Leitung	15	2016	2017	2018	2019	2019	X	X
AMP-014	Gohrpunkt - Rommerskirchen	M014e		Leitung	15	2015	2016	2017	2019	2019	X	X
AMP-014	Utfort - Osterath	M014f		Leitung	14	1)	1)	1)	1)	2019	X	X
AMP-014	Punkt Stratum-Süd - Gellep	M014g		Leitung	14	1)	1)	1)	1)	2019	X	X
AMP-014	Utfort - Pkt. Hüls-West	M014c		Leitung	14	2018	2018	2019	2021	2021	X	X
AMP-018	Rommerskirchen - Sechtem	M018a		Leitung	15	2016	2017	2018	2018	2018	X	X
AMP-018	Brauweiler - Sechtem	M018b		Leitung	15	1)	1)	1)	1)	2018	X	X
AMP-018	Sechtem	M018SA2		Anlage	15	1)	1)	1)	1)	2019	X	X
AMP-020	Abzweig Kriftel - Punkt Obererlenbach	M020a		Leitung	8	2014	2015	2016	2017	2017	X	X
AMP-020	Kriftel - Abzweig Kriftel	M020b		Leitung	8	2014	2015	2016	2017	2017	X	X
AMP-022	Kruckel - Garenfeld	M022a		Leitung	19	2016	2020	2020	2018	2018	X	X
TTG-004	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) - Redwitz	M-TTG-004b		Leitung	4	2015	2017	2016	2016	2016	X	X

¹⁾ Nicht explizit im EnLAG-Monitoring aufgeführt

Netzausbaumaßnahmen – EnLAG-Projekte (2/2)

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

					BBPIG/EnLAG-Monitoring							
Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber- schreitende Maßnahme	Maßnahmen- art	EnLAG- Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q2/2016	Für LA16 berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)
TTG-005	Audorf - Hamburg/Nord	M-TTG-005b		Leitung	1	2017	2017	2017	2017	2017	X	X
TTG-005	Audorf	MTTG-005TR1		Anlage	1				2017	2017	X	X
TTG-005	Hamburg/Nord - Dollern	M-TTG-005a		Leitung	1	2015	2016	2016	2018	2018	X	X
TTG-005	Audorf - Flensburg - Kassø	M-TTG-005c	X	Leitung	1	2019	2019	2019	2020	2020	X	X
TTG-006	Wahle - Mecklar	M-TTG-006a		Leitung	6	2018	2018	2020	2021	2021	X	X
TTG-007	Dörpen/West	M-TTG-007SA1		Anlage	5				2018	2018	X	X
TTG-007	Dörpen/West - Punkt Meppen	M-TTG-007a		Leitung	5	2016	2017	2017	2019	2019	X	X
TTG-009	Ganderkesee - St. Hülfe	M-TTG-009a		Leitung	2	2017	2017	2018	2021	2021	X	X
TTG-009	Ganderkesee	MTTG-009SA1		Anlage	2				2021	2021	X	X

Netzausbaumaßnahmen – BBPIG/EnLAG-Projekte mit ggü. dem Q2/2016-Monitoring angepassten IBN-Zeitpunkten

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

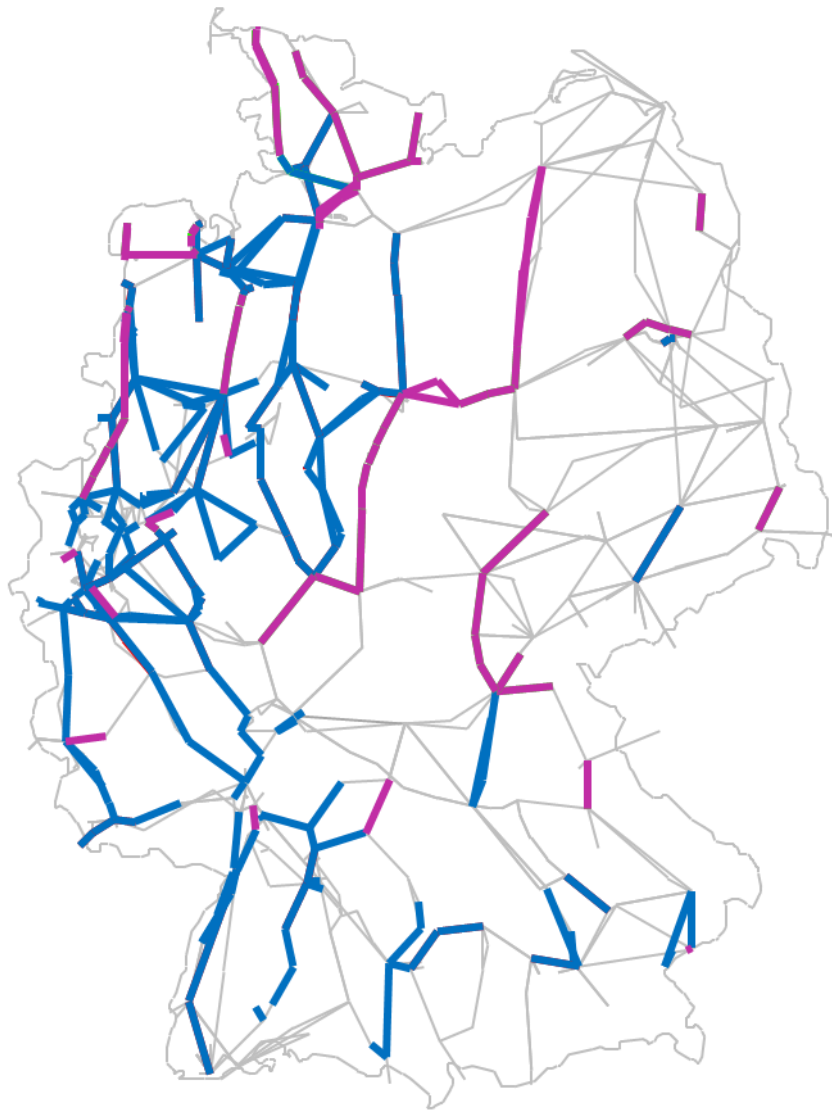
Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber-schreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	BBPIG/EnLAG-Monitoring						Für LA16 Berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)	Kommentar
					BBP-Nr.	EnLAG-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q2/2016				
AMP-022	Garenfeld - Dauersberg	M022b		Leitung		19	2020	2020	2021	2022	2023			Neueste Erkenntnisse zeigen in Teilabschnitte zusätzliche Verzögerungen im Zuge des Genehmigungsverfahrens.
AMP-032	Wesel (Niederrhein) - Uftort	M032a		Leitung		14	2018	2018	2019	2022	2023			Durch die Forderung nach einer Rheinunterquerung (Tunnel) sind weitere Verzögerungen zu erwarten.
P34	Güstrow - Parchim/Süd	M22c		Leitung	39					2022	2021	X	X	Es besteht inzwischen die begründete Erwartung, dass die Inbetriebnahme bis 2021 erfolgen kann, was auch im Monitoring Q3/2016 durch 50Hertz als „voraussichtliche Fertigstellung“ korrigiert wird. Die „Best Case Fertigstellung“ bleibt unverändert auf 2019.
P47	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	M60		Leitung	19				2022	2022	2023			Das Projekt befindet sich derzeit in einer frühen Entwicklungsphase, so dass mit einer IBN nach 2022 zu rechnen ist.
P47	Weinheim - Daxlanden	M31		Leitung	19					2022	2021	X	X	Maßnahme wird aufgrund hoher Dringlichkeit vorgezogen und in 2021 fertiggestellt.
P47	Weinheim - G380	M32		Leitung	19					2022	2021	X	X	Maßnahme wird aufgrund hoher Dringlichkeit vorgezogen und in 2021 fertiggestellt.
P47	G380	M32TR1		Anlage	19					2022	2021	X	X	Maßnahme wird aufgrund hoher Dringlichkeit vorgezogen und in 2021 fertiggestellt.
P47	G380 - Altlußheim	M33		Leitung	19					2022	2021	X	X	Maßnahme wird aufgrund hoher Dringlichkeit vorgezogen und in 2021 fertiggestellt.
P47	Altlußheim - Daxlanden	M34		Leitung	19					2022	2021	X	X	Maßnahme wird aufgrund hoher Dringlichkeit vorgezogen und in 2021 fertiggestellt.

Netzausbaumaßnahmen – Sonstige Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+6 und t+7

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüber-schreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	Für LA16 Berücksichtigtes IBN-Jahr	T+6 (2021)	T+7 (2022)
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	M50HzT-003c	X	Leitung	2022		X
50HzT-P128	Röhrsdorf	M214	X	Anlage	2017	X	X
50HzT-P128	Vierraden	M213	X	Anlage	2018	X	X
AMP-002	Pkt. Ackerstraße - Pkt. Mattlerbusch	M002a		Leitung	2017	X	X
AMP-012	Mengede - Punkt Herne	M012a		Leitung	2016	X	X
AMP-012	Punkt Herne - Punkt Wanne	M012b		Leitung	2016	X	X
AMP-033	Schaltanlage Lamsheim	M033SA1		Anlage	2020	X	X
AMP-034	Kriftel	M034Q1		Anlage	2018	X	X
Amp-Neu	380/220-kV-Trafo in Niederstedem	Neu		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	St. Peter	M01		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	Opladen	M02		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	St. Peter - Opladen	M03		Leitung	2018	X	X
AMP-Neu	Brauweiler	M04		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	Dauersberg	M06		Anlage	2021	X	X
P100	380/220-kV-Transformator Walsum (Ausbau einer bestehenden Anlage)	M216		Anlage	2017	X	X
P110	380/220-kV-Transformator Sechtem	M225TR1		Anlage	2018	X	X
P115	Bereich Mehrum	M205		Anlage	2019	X	X
P115	Mehrum	M205TR1		Anlage	2019	X	X
P127	Lubmin	M393		Anlage	2018	X	X
P127	Transformator Lubmin	M436		Anlage	2019	X	X
P133	Borken - Gießen/Nord	M253		Leitung	2022		X
P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	M356TR1		Anlage	2019	X	X
P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	M356a		Leitung	2019	X	X
P155	Schaltanlage Elsfleth/West	M357		Anlage	2019	X	X
P158	St. Peter und Eiberg	M360SA1		Anlage	2019	X	X
P160	380/220-kV-Transformator Brauweiler	M361TR1		Anlage	2019	X	X
P200	Dreibein Paffendorf-Oberzier-Sechtem	Neu		Leitung	2017	X	X
P26	Brunsbüttel - Büttel	M432		Leitung	2021	X	X
P26	Büttel - Wilster	M76		Leitung	2021	X	X
P26	Elbekreuzung	M79		Leitung	2021	X	X
P47a	Punkt Okriftel - Farbwerke Höchst-Süd	M64		Leitung	2021	X	X
P50	Pulverdingen - Oberjettingen	M366		Leitung	2022		X
P74	Woringen/Lachen	M97		Leitung	2018	X	X
P74	Vöhringen - Punkt Bundesgrenze (AT)	M96		Leitung	2020	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM TenneT	M17l		Anlage	2018	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber TenneT	M17m		Anlage	2018	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion	M17k		Anlage	2019	X	X
TNG-006	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	MTNG-006a		Leitung	2017	X	X
TNG-006	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	MTNG-006b		Leitung	2017	X	X
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	MTTG-013SA1		Anlage	2016	X	X
TTG-P114	Krümmel	MTTG-P114		Anlage	2016	X	X

Übersicht der Stromtragfähigkeiten



- Witterungsabhängige Stromtragfähigkeit
- Stromtragfähigkeit ganzjährig 3.600 A