



Ergebnispräsentation Systemanalysen 2025 (t+1) (2025/26) und (t+3) (2027/28)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. **Aufgaben und Zielsetzung**

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. Fazit

Aufgaben und Zielsetzung

Mit der Systemanalyse 2025 erfüllen die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Verpflichtung nach §3 Absatz 2 der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV).

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln damit den Bedarf an Netzreserve in Form von Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen.

Die der Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2024 abgestimmt. Sie umfassen:

- Analyse der Zeithorizonte 01.04.2025 – 31.03.2026 (t+1) und 01.04.2027 – 31.03.2028 (t+3)
- Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
 - Erzeugungsportfolio (konventionell und erneuerbare Erzeugung)
 - Last- und Verbrauchsentwicklung
 - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
 - Brennstoffpreise
- Netzausbauzustand für den jeweiligen Betrachtungshorizont

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. **Randbedingungen**
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. Fazit

Randbedingungen

Kohleausstieg:

- Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2025/2026 und 2027/2028 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. bis 7. Ausschreibungsrunde, sowie die Stilllegungen aus der Altersreihung werden explizit berücksichtigt.

Netzausbau:

- Der Netzausbauzustand wird gemäß den realistischen Annahmen der ÜNB implementiert. Der Stichtag ist jeweils mit dem 01.10.2024 bzw. 01.10.2026 berücksichtigt.

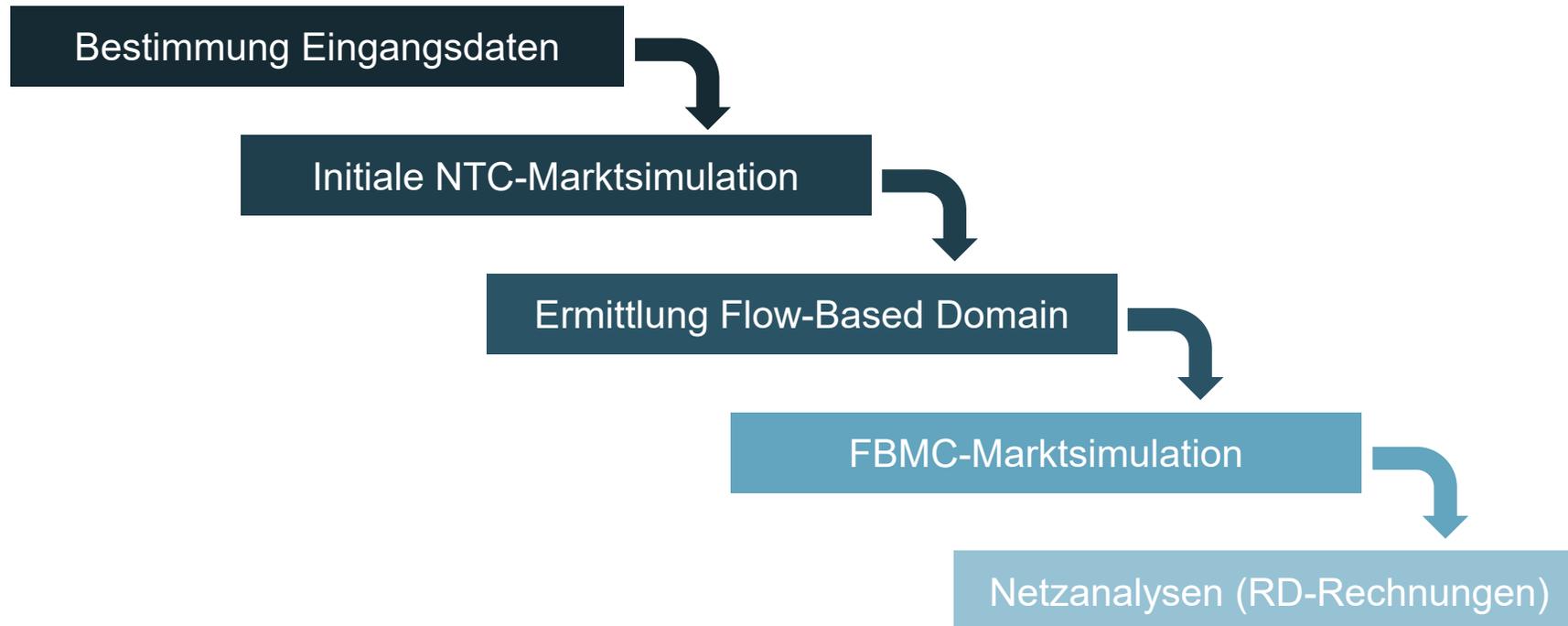
Strommarkt:

- Es werden die Vorgaben der Binnenmarkttrichtlinie für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Advanced Hybrid Coupling“-Ansatz verwendet. Die FBMC-Fokusregion für (t+1) ist CORE und wird in (t+3) auf Central Europe erweitert, so dass die Schweiz und Italien/Nord in die Fokusregion aufgenommen werden. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten für Deutschland 70 % für beide Zeithorizonte.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. **Vorgehensweise und Methodik**
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. Fazit

Vorgehensweise und Methodik



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. **Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation**
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Eckpunkte

Datengrundlage

- BNetzA Zu- und Rückbauliste vom 13.09.2024
- Regelungen und Fristen des KVBG zu Kohleverstromung
- ÜNB interne Datengrundlage z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen bzw. Zubauten

In- und Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkspark

- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen**¹ bzw. konkreten Stilllegungsabsichten und Informationen zu Inbetriebnahme
 - Die Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerke erfolgt gemäß einem bundesweiten Stichtag. Liegt das Datum der Stilllegungsanzeige vor dem Stichtag, wird das Kraftwerk nicht im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt. Dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird.
- Berücksichtigung von **Informationen zu Inbetriebnahme** von Kraftwerken gemäß einem bundesweiten Stichtag
 - Berücksichtigung des Kraftwerks im Portfolio der Marktkraftwerke, wenn Inbetriebnahme bis inklusive zum Stichtag erfolgt
- **Bei der Betrachtung des Jahres 20XX/20YY ist der Stichtag der 31.12.20XX**
- Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark wird kein pauschales Lebensdauerende von im Markt befindlichen Kraftwerken angesetzt

- Für deutsche und ausländische Kraftwerke findet die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen (t+1)

Nettonennleistung (t+1) (2025/26) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Pumpspeicher	Speicherwasser	Summe
Baden-Württemberg	0	3.142	1.048	345	106	0	15	1.914	40	6.608
Bayern	0	24	4.827	76	213	0	0	256	282	5.678
Berlin	0	653	1.364	34	36	0	0	0	0	2.087
Brandenburg	3.510	0	643	334	167	89	0	0	0	4.743
Bremen	0	0	563	86	111	160	18	0	0	938
Hamburg	0	154	352	0	28	0	4	0	0	538
Hessen	54	177	1.362	25	226	0	0	625	20	2.488
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	300	0	19	0	0	0	0	832
Niedersachsen	19	1.033	3.614	0	123	320	0	200	0	5.308
Nordrhein-Westfalen	5.891	2.671	8.463	277	445	1.342	156	300	28	19.574
Rheinland-Pfalz	0	0	1.843	1	79	0	98	0	0	2.021
Saarland	0	0	279	0	39	101	0	0	0	418
Sachsen	4.252	0	1.036	17	16	0	0	1.045	0	6.366
Sachsen-Anhalt	975	0	1.124	229	215	0	0	80	0	2.622
Schleswig-Holstein	0	253	442	226	44	0	45	119	0	1.128
Thüringen	0	0	499	0	12	0	0	1.509	0	2.021
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.339	639	2.977
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.294	0	1.294
Nord	8.790	2.607	8.611	970	820	569	67	3.578	20	26.032
Süd	5.910	6.014	19.147	680	1.056	1.443	268	6.102	988	41.608
Summe	14.700	8.621	27.758	1.650	1.876	2.012	335	9.681	1.008	67.640

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen (t+3)

Nettonennleistung (t+3) (2027/28) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Pumpspeicher	Speicherwasser	Summe
Baden-Württemberg	0	2.022	2.275	275	106	0	15	1.992	40	6.723
Bayern	0	24	4.827	76	213	0	0	256	282	5.678
Berlin	0	653	1.364	34	36	0	0	0	0	2.087
Brandenburg	3.010	0	643	334	167	89	0	0	0	4.243
Bremen	0	0	563	86	111	160	18	0	0	938
Hamburg	0	154	352	0	28	0	4	0	0	538
Hessen	54	54	1.424	25	245	0	0	625	20	2.446
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	300	0	19	0	0	0	0	832
Niedersachsen	19	862	3.595	0	123	320	0	200	0	5.119
Nordrhein-Westfalen	5.891	2.654	8.380	258	445	1.342	156	300	28	19.454
Rheinland-Pfalz	0	0	1.843	1	79	0	98	0	0	2.021
Saarland	0	0	279	0	39	101	0	0	0	418
Sachsen	4.252	0	1.036	17	16	0	0	1.045	0	6.366
Sachsen-Anhalt	975	0	1.124	229	215	0	0	80	0	2.622
Schleswig-Holstein	0	0	442	175	44	0	45	119	0	824
Thüringen	0	0	499	0	12	0	0	1.509	0	2.021
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.469	639	3.107
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.294	0	1.294
Nord	8.290	2.183	8.509	900	820	569	67	3.578	20	24.936
Süd	5.910	4.754	20.436	610	1.076	1.443	268	6.310	988	41.795
Summe	14.200	6.937	28.945	1.510	1.896	2.012	335	9.889	1.008	66.732

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi 1/2

- **Betriebsmodi:**

- Die Betriebsmodi der deutschen konventionellen Kraftwerke werden in Anlehnung an den Status quo bestimmt.
- Es wird zwischen den folgenden fünf Betriebsmodi unterschieden:

Marktbasiert: Kraftwerke, welche rein marktgetrieben eingesetzt werden. Bei Einsatz muss die eingespeiste Leistung zwischen der technischen Mindestleistung und der Maximalleistung liegen.

Zwangseinsatz: Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere Industriekraftwerke und Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperaturunabhängigen) Must-Run Profil.

Zwangseinsatz mit KWK-Option: Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, eine temperaturabhängige Wärmebereitstellung bedienen müssen. Wenn ökonomisch sinnvoll kann weitere Erzeugung für den Markt bereitgestellt werden, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Dies gilt für alle KW mit Betriebsmodus „Zwangseinsatz“, welche zusätzlich als KWK-Anlage gekennzeichnet sind.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi 2/2

- **Betriebsmodi:**

Wärmegeführt (KWK): Anlagen mit Betriebsmodus KWK laufen exakt mit dem temperaturabhängigen Must-Run Profil (bspw. Wert zum Referenzzeitpunkt oder KWK-Zeitreihe), d.h. diese Anlagen weisen eine per (temperaturabhängiger) Zeitreihe vorgegebene fixe Einspeisevorgabe auf. Es handelt sich hierbei vornehmlich um dezentrale, kleine KWK-Anlagen (Gegendruckanlagen). Die (zeitvariablen) Einspeisevorgaben werden auf Grundlage der Temperaturzeitreihen des betrachteten Wetterjahres erstellt.

Nicht-Wärmegeführt (KWK): Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Fernwärmeauskopplung) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere KWK-Anlagen mit einem (temperaturabhängigen) Must-Run Profil als auch Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperatur-unabhängigen) Must-Run Profil.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

- 1 ENTSO-E Transparency Platform;
<https://transparency.entsoe.eu/>
- 2 Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011 - 2020, Ausgabe 2021;
<https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Jahreslauf

▪ Kraftwerksnichtverfügbarkeiten:

Datengrundlage:

Nichtverfügbarkeiten (NV) der **ENTSO-E Transparenz Plattform (ETP)**¹

- Stichtag der Auskopplung vom 04.04.2023 für die Jahre 2015-2022
- Intensives „Datacleaning“, welches mit ENTSO-E verifiziert wurde
- Länderspezifische Nichtverfügbarkeiten

Modellierung:

- Ermittlung blockscharfer Verfügbarkeitszeitreihen mittels stochastischer Ausfallziehungen

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Nichtverfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke

Mit mehr als 60 GW installierter Leistung machen **französische Kernkraftwerke** einen großen Teil des konventionellen europäischen Kraftwerksparks aus

- Damit haben insbesondere die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten dieser Kraftwerke großen Einfluss auf Handelsergebnisse
- Zur genauen Abschätzung der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten werden daher mehrere Quellen herangezogen:
 - **EDF** gibt als Prognose für 2025 (BA25 (t+1)) eine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken von **335–365 TWh** an¹ ohne Einschränkung einer **gleichzeitig maximal verfügbaren Leistung**
 - Für 2027 (BA25 (t+3)) liegen keine weiteren Informationen vor, sodass keine Begrenzung der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und die **gleichzeitig maximal verfügbare Leistung** angenommen wird
 - Daten der ETP-Plattform bilden diese Besonderheiten nicht ab, sodass die Energiemenge nach unten skaliert wird



Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

Datengrundlage:

- Datengrundlage: VGB-Statistik (2011-2020)¹ für DE und ETP-Auswertungen für Ausland

Analyse:

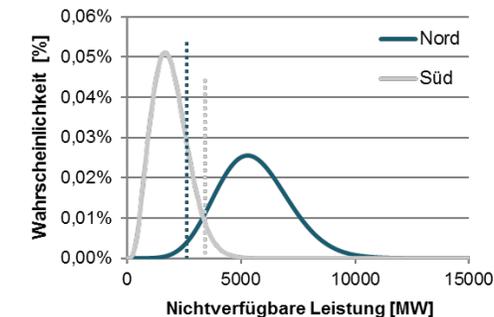
- Analytisches Verfahren: Bestimmung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd/AT) über rekursive Faltung der Kraftwerkseinheiten
- Betrachtung von Voll- und Teilausfällen
- Quantil-Auswertung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichte der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd/AT)
 - Nord:
 - GS-SWSL: 5%-Quantil
 - GS-Import: 95%-Quantil
 - Süd und AT (95%-Quantil)

Vorgehen:

- Abschätzung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Energieträger über Leistungskreditbetrachtung

Energieträger	Ungeplante Nichtverfügbarkeiten (Teil- und Vollaussfall)	Geplante Nichtverfügbarkeiten* (nur Vollaussfall)	Ungeplante Nichtverfügbarkeiten (nur Vollaussfall)
Kernenergie	7,6%	1,7%	6,4%
Braunkohle	9,5%	1,6%	8,0%
Steinkohle	13,6%	2,6%	8,0%
Erdgas	6,0%	2,1%	4,6%
Mineralölprodukte	6,0%	2,7%	4,6%
Abfall	13,6%	2,6%	8,0%
Sonstige	6,0%	1,8%	4,6%
Pumpspeicher	1,8%	6,2%	1,8%
Speicherwasser	0,5%	5,0%	0,5%

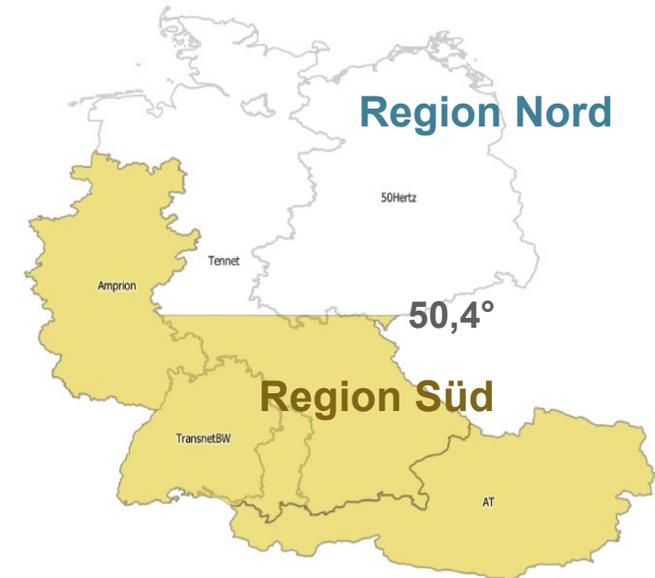
*basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März



Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Starkwind/Starklast (SWSL) und Import

		2025/2026 (t+1)	2027/2028 (t+3)
		GS SWSL/Import	GS SWSL/Import
Nord (5%/95%-Quantil)	Installierte Leistung	26,5 GW	25,4 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,3 GW / 4,1 GW	1,2 GW / 4 GW
Süd (95%-Quantil)	Installierte Leistung	42,4 GW	42,3 GW
	Nichtverfügbare Leistung	6 GW	5,9 GW
AT (95%-Quantil)	Installierte Leistung	12,4 GW	12 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,4 GW	1,4 GW



Relativer Anteil der Energieträger an nicht-verfügbarer Leistung:

GS SWSL	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
Nord (t+1)	0%	25% / 46%	24% / 20%	33% / 22%	4% / 3%	13% / 10%
Süd (t+1)	0%	20%	30%	38%	1%	11%
AT (t+1)	0%	0%	0%	49%	1%	50%
Nord (t+3)	0%	25% / 46%	22% / 19%	35% / 23%	4% / 3%	14% / 10%
Süd (t+3)	0%	21%	26%	41%	1%	11%
AT (t+3)	0%	0%	0%	39%	1%	60%

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL Nord (t+1)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
NORD	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	321	100	150	171	
NORD	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	116	34	116	0	
NORD	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	445	155	161	284	
				Summe Erdgas	882 MW		427 MW		427
				Differenz					0
NORD	8646	Boxberg	R	Braunkohle	630	305	250	380	
NORD	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	500	160	77	423	
				Summe Braunkohle	1.130 MW		327 MW		327
				Differenz					0
NORD	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	86	16	57	29	
				Summe Mineralölprodukte	86 MW		57 MW		57
				Differenz					0
NORD	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	240	28	167	73	
				Summe Pumpspeicher	240 MW		167 MW		167
				Differenz					0
NORD	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	726	169	153	573	
NORD	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	514	206	153	361	
				Summe Steinkohle	1.240 MW		306 MW		306
				Differenz					0
				Summe	3.578 MW		1.284 MW		1284

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Import Nord (t+1)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
NORD	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	321	100	321	0	
NORD	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	116	34	116	0	
NORD	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	445	155	445	0	
NORD	8425a	Marzahn	nicht gesetzt	Erdgas	190	66	34	156	
				Summe Erdgas	1.071 MW		916 MW		915
				Differenz					0
NORD	8646	Boxberg	R	Braunkohle	630	305	630	0	
NORD	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	500	160	500	0	
NORD	8367	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	755	325	304	451	
NORD	8539	Schkopau	B	Braunkohle	450	270	450	0	
				Summe Braunkohle	2.335 MW		1.884 MW		1884
				Differenz					0
NORD	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	86	16	86	0	
NORD	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	106	32	26	80	
				Summe Mineralölprodukte	192 MW		112 MW		112
				Differenz					0
NORD	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	240	28	240	0	
NORD	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	174	40	80	94	
NORD	8718	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	263	40	83	180	
				Summe Pumpspeicher	677 MW		403 MW		403
				Differenz					0
NORD	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	726	169	726	0	
NORD	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	514	206	91	423	
				Summe Steinkohle	1.240 MW		817 MW		817
				Differenz					0
				Summe	5.515 MW		4.132 MW		4131

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import Süd (t+1) (1/2)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
SUED	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	291	100	291	0	
SUED	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	140	100	140	0	
SUED	2026a	Franken 1	2 GT	Erdgas	53	21	53	0	
SUED	2026b	Franken 1	2 DT	Erdgas	387	155	387	0	
SUED	4002	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	65	40	65	0	
SUED	2032	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	561	370	561	0	
SUED	7189	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	407	180	407	0	
SUED	2207	Burghausen 01 - GT	Gasturbinenanlage 12	Erdgas	137	48	137	0	
SUED	7835c	Emsland	DT	Erdgas	340	90	213	127	
				Summe Erdgas	2.381 MW		2.254 MW		2254
				Differenz					0
SUED	7622	Weisweiler	H	Braunkohle	656	245	656	0	
SUED	7418	Niederaussem	G	Braunkohle	628	280	272	356	
SUED	7419	Niederaussem	H	Braunkohle	648	280	291	357	
				Summe Braunkohle	1.932 MW		1.219 MW		1219
				Differenz					0
SUED	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	136	70	51	85	
SUED	7831	GT	GTKW	Mineraloelprodukte	86	15	20	66	
				Summe Mineralölprodukte	222 MW		71 MW		71
				Differenz					0

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import Süd (t+1) (2/2)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
SUED	4024	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher	227	0	227	0	
SUED	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher	145	0	124	21	
SUED	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher	295	110	295	0	
				Summe Pumpspeicher	667 MW		646 MW		646
				Differenz					0
SUED	4015	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	834	292	171	663	
SUED	4030	GKM	Block 9	Steinkohle	843	210	843	0	
SUED	4041	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	323	270	323	0	
SUED	7600	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	725	290	240	485	
SUED	7666	Trianel Kohlekraftwerk Luenen	Block 10	Steinkohle	746	165	243	503	
				Summe Steinkohle	3.471 MW		1.820 MW		1820
				Differenz					0
				Summe	8.673 MW		6.010 MW		6009

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import AT (t+1)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	G3	Erdgas	370	KAT	174	196	
AT	ATGSMel02	GUD Mellach	2	Erdgas	397	KAT	397	0	
AT	ATGSMel01	GUD Mellach	1	Erdgas	386	KAT	104	282	
				Summe Erdgas	1.153 MW		675 MW		675
				Differenz					0
AT	ATGSOMV00	OMV Raffinerie Schwechat	NV	Mineraloelprodukte	120	KAT	16	104	
				Summe Mineralölprodukte	120 MW		16 MW		16
				Differenz					0
AT	ATPSHau01	HAUSLING 12	12	Pumpspeicher	400	KAT	145	255	
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher	480	KAT	150	330	
AT	ATPSMah01	MALTA-HAUPTSTUFE 1	1	Pumpspeicher	183	KAT	183	0	
AT	ATPSRei21	REISSECK-II NO 1	21	Pumpspeicher	215	KAT	215	0	
				Summe Pumpspeicher	1.278 MW		693 MW		692
				Differenz					0
				Summe	2.551 MW		1.384 MW		1383

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL Nord (t+3)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
NORD	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	321	100	150	171	
NORD	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	116	34	116	0	
NORD	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	445	155	142	303	
				Summe Erdgas	882 MW		408 MW		408
				Differenz					0
NORD	8646	Boxberg	R	Braunkohle	630	305	218	412	
NORD	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	500	160	77	423	
				Summe Braunkohle	1.130 MW		295 MW		295
				Differenz					0
NORD	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	86	16	49	37	
				Summe Mineralölprodukte	86 MW		49 MW		49
				Differenz					0
NORD	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	240	28	165	75	
				Summe Pumpspeicher	240 MW		165 MW		165
				Differenz					0
NORD	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	726	169	130	596	
NORD	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	514	206	127	387	
				Summe Steinkohle	1.240 MW		257 MW		257
				Differenz					0
				Summe	3.578 MW		1.174 MW		1175

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Import Nord (t+3)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
NORD	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	321	100	321	0	
NORD	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	116	34	116	0	
NORD	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	445	155	445	0	
NORD	8425a	Marzahn	nicht gesetzt	Erdgas	190	66	26	164	
				Summe Erdgas	1.071 MW		908 MW		908
				Differenz					0
NORD	8646	Boxberg	R	Braunkohle	630	305	630	0	
NORD	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	500	160	500	0	
NORD	8367	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	755	325	236	519	
NORD	8539	Schkopau	B	Braunkohle	450	270	450	0	
				Summe Braunkohle	2.335 MW		1.816 MW		1816
				Differenz					0
NORD	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	86	16	86	0	
NORD	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	106	32	17	89	
				Summe Mineralölprodukte	192 MW		103 MW		103
				Differenz					0
NORD	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	240	28	240	0	
NORD	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	174	40	82	92	
NORD	8718	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	263	40	83	180	
				Summe Pumpspeicher	677 MW		405 MW		405
				Differenz					0
NORD	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	726	169	726	0	
NORD	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	514	206	8	506	
				Summe Steinkohle	1.240 MW		734 MW		734
				Differenz					0
				Summe	5.515 MW		3.966 MW		3966

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import Süd (t+3) (1/2)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
SUED	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	291	100	291	0	
SUED	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	140	100	140	0	
SUED	2026a	Franken 1	2 GT	Erdgas	53	21	53	0	
SUED	2026b	Franken 1	2 DT	Erdgas	387	155	387	0	
SUED	4150	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 3	Erdgas	663	232	235	428	
SUED	2032	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	561	370	561	0	
SUED	7189	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	407	180	407	0	
SUED	2207	Burghausen 01 - GT	Gasturbinenanlage 12	Erdgas	137	48	137	0	
SUED	7835c	Emsland	DT	Erdgas	340	90	213	127	
				Summe Erdgas	2.979 MW		2.424 MW		2424
				Differenz					0
SUED	7622	Weisweiler	H	Braunkohle	656	245	656	0	
SUED	7418	Niederaussem	G	Braunkohle	628	280	275	353	
SUED	7419	Niederaussem	H	Braunkohle	648	280	291	357	
				Summe Braunkohle	1.932 MW		1.222 MW		1222
				Differenz					0

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import Süd (t+3) (2/2)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
SUED	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	136	70	46	90	
SUED	7831	GT	GTKW	Mineraloelprodukte	86	15	20	66	
				Summe Mineralölprodukte	222 MW		66 MW		66
				Differenz					0
SUED	4024	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher	227	0	227	0	
SUED	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher	145	0	145	0	
SUED	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher	295	110	295	0	
				Summe Pumpspeicher	667 MW		667 MW		667
				Differenz					0
SUED	4015	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	834	292	171	663	
SUED	4030	GKM	Block 9	Steinkohle	843	210	843	0	
SUED	7600	KW Walsum	Walsum 10	Steinkohle	725	290	250	475	
SUED	7666	Trianel Kohlekraftwerk Luene	Block 10	Steinkohle	746	165	253	493	
				Summe Steinkohle	3.148 MW		1.517 MW		1517
				Differenz					0
				Summe	8.948 MW		5.896 MW		5897

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL/Import AT (t+3)

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	G3	Erdgas	370	KAT	139	231	
AT	ATGSMel01	GUD Mellach	1	Erdgas	386	KAT	386	0	
				Summe Erdgas	756 MW		525 MW		525
				Differenz					0
AT	ATGSOMV00	OMV Raffinerie Schwechat	NV	Mineraloelprodukte	120	KAT	16	104	
				Summe Mineralölprodukte	120 MW		16 MW		16
				Differenz					0
AT	ATPSHau01	HAUSLING 12	12	Pumpspeicher	400	KAT	200	200	
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher	480	KAT	212	268	
AT	ATPSMah01	MALTA-HAUPTSTUFE 1	1	Pumpspeicher	183	KAT	183	0	
AT	ATPSRei21	REISSECK-II NO 1	21	Pumpspeicher	215	KAT	215	0	
				Summe Pumpspeicher	1.278 MW		810 MW		809
				Differenz					0
				Summe	2.154 MW		1.351 MW		1351

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Annahmen zu den dezentrale KWK < 10 MW

Installierte Leistung in Deutschland

- Marktstammdatenregister (MaStR) dient als Grundlage zur Bestimmung der aktuell installierten Leistung
- Sonstige Nicht-Erneuerbare <10 MW werden mitberücksichtigt, blockscharfe Anlagen aus konventionellem Kraftwerkspark werden vernachlässigt, um Doppelzählungen zu vermeiden
- Keine Berücksichtigung von erneuerbaren Energieträgern und Notstromaggregaten

Anlagenkategorie	Mittlerer historischer Zubau/Jahr 2016-2023 ¹ [MW]
KWK-Anlagen < 10 MW	~ 220
Sonst. nicht-Erneuerbare <10 MW	~ 20
Summe	~ 240

Installiert [GW]	Datenbasis ¹ (31.12.2023)	2024	(t+1)	(t+3)
KWK<10MW	4,8	5,0	5,2	5,7

Annahmen für BA25:

- Der mittlere Zubau von KWK-Anlagen < 10 MW betrug in den letzten Jahren 220 MW pro Jahr, allerdings umfasst das Ausschreibungsvolumen nach § 8c KWKG 2023 lediglich **200 MW** pro Jahr, weswegen dieser Wert angesetzt wird
 - Neben KWK-Anlagen gab es auch einen Zubau von sonstigen nicht-Erneuerbaren-Anlagen < 10 MW von **20 MW** pro Jahr (nicht KWK-fähig)
- Nach Addition ergibt sich ein **jährlicher Nettozubau an Neuanlagen von 220 MW bis 2027**

Zweistufige Regionalisierung:

- 1) Regionalisierung Bestand gem. MaStR
- 2) Modellierung Zubau für kleine Erdgas-KWK und sonstige nicht-Erneuerbare anhand von Standorten der Bestandsanlagen

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

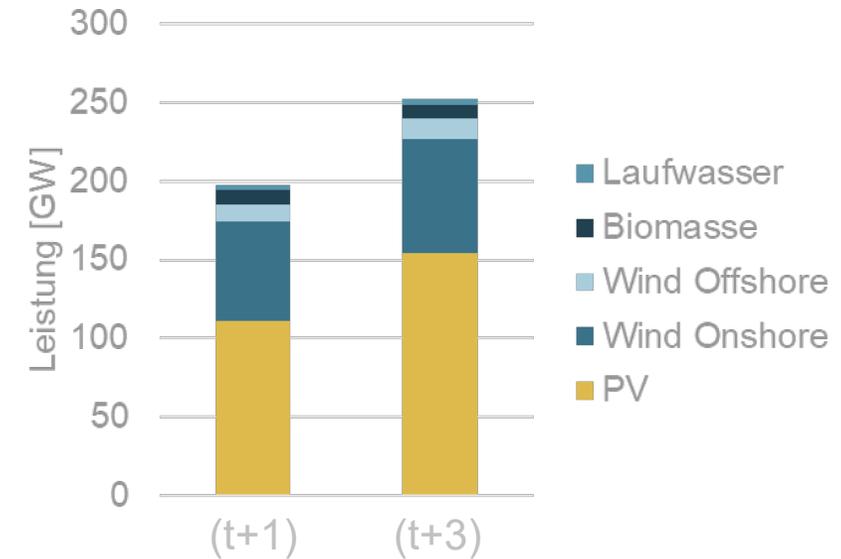
Europa

Kostenkomponenten

Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Bundesland-Mantelzahlen

- Aus der Mittelfrist-Prognose (MiFri) 2025-2029¹ nach §74 EEG:
 - Wind Onshore, PV
 - “Oberes Szenario” für Wind Onshore in (t+1)
 - Sonst “Referenzszenario” (siehe auch nächste Folie)
- Biomasse: Fortschreibung Bestand
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB



[GW]	(t+1)	(t+3)
Wind Onshore	65,2	72,6
Wind Offshore	10,8	12,7
PV	110,8	154,4
Biomasse	9	9
Laufwasser	3,6	3,6
Summe	199,4	252,3

Regionalisierung:

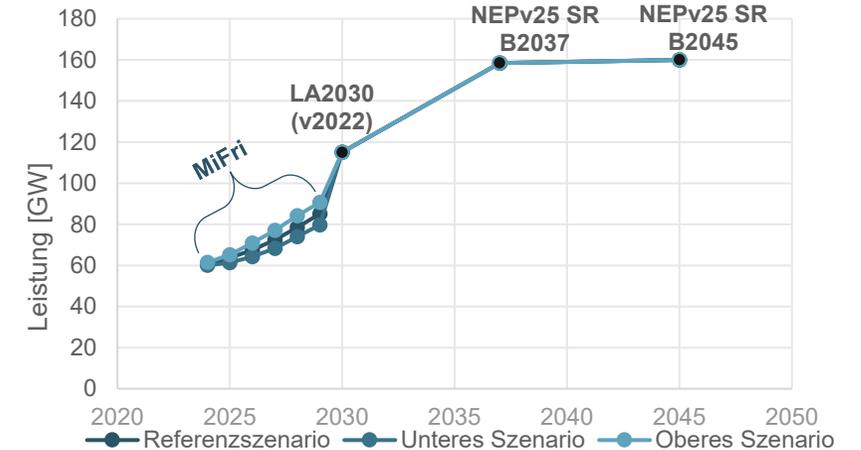
- Die installierten Leistungen auf Bundeslandebene werden grundsätzlich nach bekannter Methodik kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet.
- Die kleinräumige Regionalisierung erfolgt durch den Dienstleister FFE.

Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

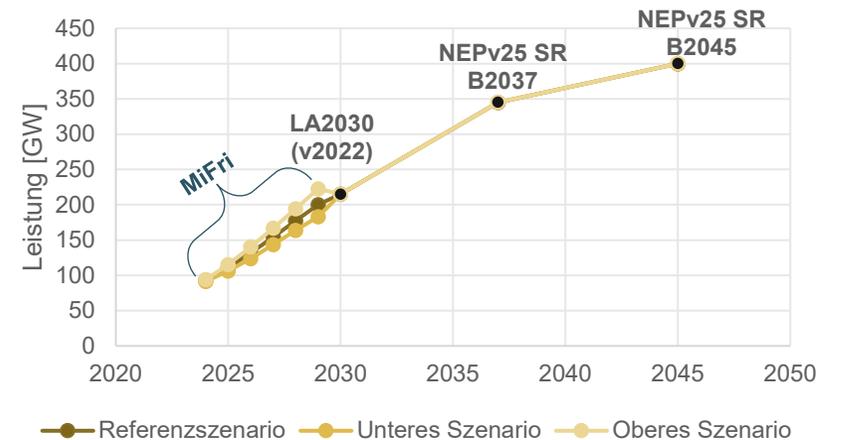
Mittelfristprognose (MiFri) 2025-2029

- Es werden drei Szenarien abgebildet: Oberes Szenario / Referenzszenario / Unteres Szenario
- Ausgehend von der historischen Entwicklung von Wind Onshore und PV erscheint das obere Szenario für Wind Onshore in (t+1) am wahrscheinlichsten, für PV und Wind Onshore in (t+3) wird auf das Referenzszenario zurückgegriffen

Wind Onshore



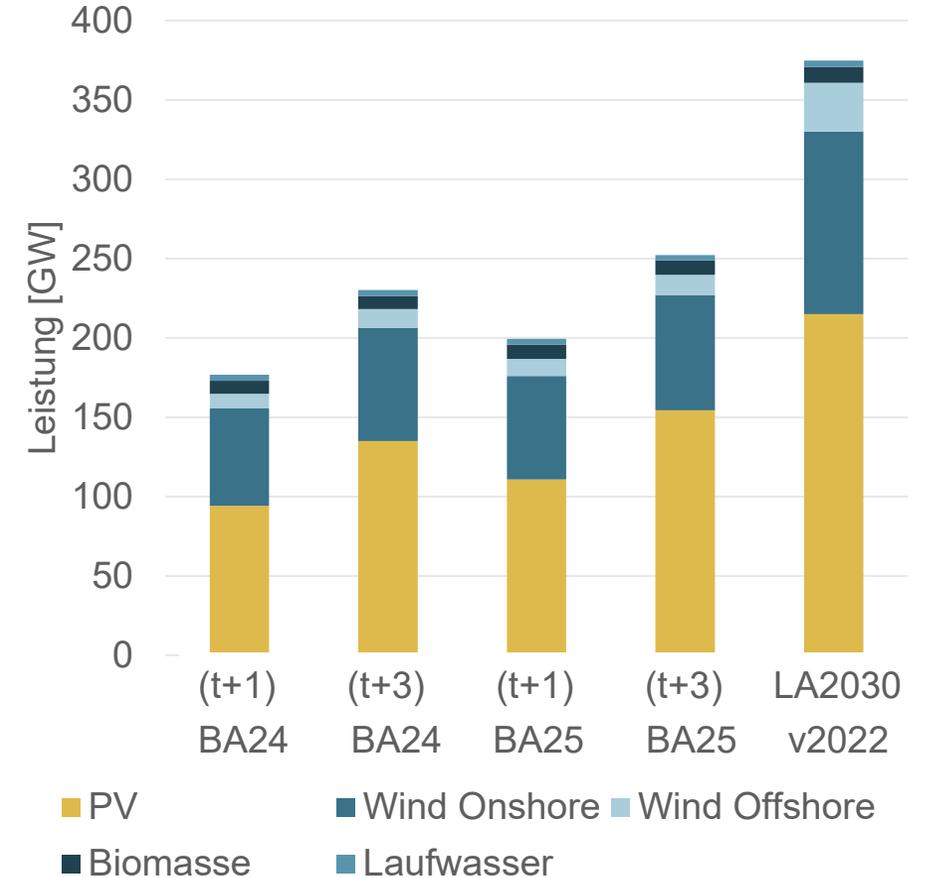
Photovoltaik



Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Vergleich mit BA24, LA2030(v2022)

[GW]	BA24 (t+1)	BA24 (t+3)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)	LA2030 (v2022)
Wind Onshore	61,5	71,5	65,2	72,6	115,0
Wind Offshore	9,0	11,7	10,8	12,7	30,8
PV	94,2	134,9	110,8	154,4	215,0
Biomasse	8,2	8,2	9	9	10,0
Laufwasser	3,9	3,9	3,6	3,6	3,9
Summe	176,8	230,2	199,4	252,3	374,5



- Insgesamt starke Erhöhung der installierten EE-Leistung
- PV steigt um 16,6 GW in BA25 (t+1) im Vergleich zur BA24 (t+1)

Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Installiert [GW]		Wind Onshore		Wind Offshore		PV-Freiflächen		PV-Dachflächen		Biomasse	
Bundesland		(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)
Baden-Württemberg	BW	2,0	2,2	0,0	0,0	1,8	3,7	12,1	15,7	1,0	1,0
Bayern	BY	2,7	2,9	0,0	0,0	11,6	18,7	18,9	23,3	1,9	1,9
Saarland	SL	0,6	0,6	0,0	0,0	0,5	0,7	0,8	1,1	0,0	0,0
Rheinland-Pfalz	RP	4,3	4,4	0,0	0,0	1,4	2,7	4,1	5,6	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	NW	8,6	11,6	0,0	0,0	1,0	1,9	12,6	17,0	1,0	1,0
Hessen	HE	2,8	3,3	0,0	0,0	0,8	1,2	4,5	6,2	0,3	0,3
Thüringen	TH	1,9	2,1	0,0	0,0	1,3	1,5	2,0	2,6	0,3	0,3
Niedersachsen	NI	13,2	13,4	6,9	7,6	1,6	3,6	8,6	11,4	2,0	2,0
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	9,3	10,8	2,1	3,1	1,9	3,7	2,5	3,5	0,6	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	MV	4,0	4,8	1,8	2,1	2,9	4,1	1,7	2,3	0,4	0,4
Brandenburg	BB	8,8	9,3	0,0	0,0	5,0	5,3	2,6	3,5	0,5	0,5
Berlin	BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,4	1,4	0,0	0,0	2,4	3,7	2,5	3,5	0,3	0,3
Sachsen-Anhalt	ST	5,4	5,4	0,0	0,0	2,7	3,8	2,4	3,1	0,5	0,5
Deutschland		65,2	72,5	10,8	12,8	34,8	54,7	76,0	99,8	9,0	9,0

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Erneuerbare Energien – Offshore Windparks DE

Nordsee und Ostsee

FED-ID	Netzanbindungssystem	Zugeordnetes Netzanschlussystem	Bundesland	IBN	ÜNB	Status	(t+1) (2025) 31.12.2025	(t+3) (2027) 31.12.2027
Küstenmeer	Nordergründe	NOR-0-2	NI	2017	TenneT	realisiert	111	111
Küstenmeer	Riffgat	NOR-0-1	NI	2014	TenneT	realisiert	113	113
N-1	DolWin5	NOR-1-1	NI	2025	TenneT	In Bau	900	900
N-2	alpha ventus	NOR-2-1	NI	2009	TenneT	realisiert	62	62
N-2	DolWin1	NOR-2-2	NI	2015	TenneT	realisiert	712	712
N-2	DolWin3	NOR-2-3	NI	2018	TenneT	realisiert	846	846
N-3	DolWin2	NOR-3-1	NI	2016	TenneT	realisiert	916	916
N-3	DolWin6	NOR-3-3	NI	2023	TenneT	In Bau	242	899,75
N-4	HelWin1	NOR-4-1	SH	2015	TenneT	realisiert	576	576
N-4	HelWin2	NOR-4-2	SH	2015	TenneT	realisiert	645	645
N-5	SylWin1	NOR-5-1	SH	2014	TenneT	realisiert	864	864
N-6	BorWin1	NOR-6-1	NI	2010	TenneT	realisiert	400	400
N-6	BorWin2	NOR-6-2	NI	2015	TenneT	realisiert	800	800
N-7	BorWin5	NOR-7-1	NI	2025	TenneT	In Bau	900	900
N-7	BorWin6	NOR-7-2	SH	2027	TenneT	geplant	0	980
N-8	BorWin3	NOR-8-1	NI	2019	TenneT	realisiert	900	900
O-1	Ostwind 1	OST-1-1	MV	2018	50Hertz	realisiert	250	250
O-1	Ostwind 1	OST-1-2	MV	2019	50Hertz	realisiert	250	250
O-1	Ostwind 1	OST-1-3	MV	2019	50Hertz	realisiert	245	245
O-1	Ostwind 3	OST-1-4	MV	2026	50Hertz	geplant	0	300
O-2	Ostwind 2	OST-2-1	MV	2023	50Hertz	In Bau	247,25	247,25
O-2	Ostwind 2	OST-2-2	MV	2023	50Hertz	In Bau	250	250
O-2	Ostwind 2	OST-2-3	MV	2024	50Hertz	In Bau	226	226
O-3	Baltic 1	OST-3-1	MV	2011	50Hertz	realisiert	48	48
O-3	Baltic 2	OST-3-2	MV	2015	50Hertz	realisiert	288	288

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Herleitung Stromverbrauch - Leitgedanken

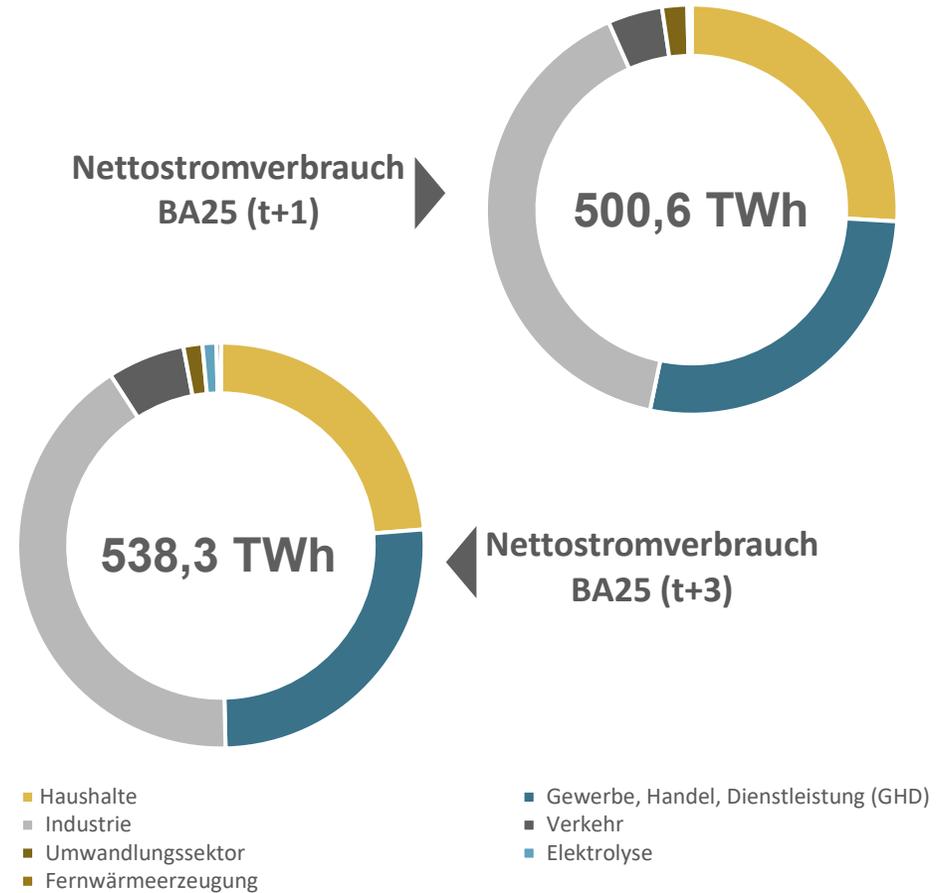
- Die Höhe des Stromverbrauchs ergibt sich aus der Entwicklung der unterschiedlichen Stromverbrauchskomponenten. So sind zusätzlich zum Gerätebestand neue Stromverbraucher z.B. Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, relevante Anschlussanfragen für Industrie, GHD und Power-to-X Anlagen berücksichtigt.
- Der Geräteverbrauch der konventionellen Sektoren wird für (t+1) dem Stromverbrauchswert von 2023 gemäß AG Energiebilanzen gleichgesetzt.
- Bis (t+3) wird ein linearer Trend zum Geräteverbrauch des Szenariorahmenentwurfs NEP25 B2037 unterstellt.

Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Geräteverbrauch der konventionellen Sektoren (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
- Mehrverbrauch durch bekannte Projektanfragen (Industrie, GHD u.a. Rechenzentren)
- Power-to-Heat (Wärmepumpen im Haushalts- & GHD-Sektor sowie Großwärmepumpen und Elektrodenheizer für die Fernwärmeerzeugung)
- Power-to-Gas (Herstellung von Wasserstoff)
- Elektromobilität (PKW und LKW)
- Netzverluste VNB und Netzverluste ÜNB
- Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste

Annahmen zum Stromverbrauch in der BA25

Stromverbrauch [TWh]	2023 ¹	BA24 (t+1)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
Haushalte	130,4	136,3	134,3	132,9
davon Geräte	118,1	128,9	118,5 ¹	111,4
davon Haushaltswärmepumpen	11,7	7,4 ²	15,8 ²	21,5 ²
Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)	124,4	143,8	141,4	146,6
davon Geräte	122,3	132,7	122,2 ¹	118
davon Wärmepumpen	2,1	0,6 ²	2,8 ²	3,9 ²
davon neue Großverbraucher	-	10,5	16,4	24,5
Industrie	187	211	193,5	206,7
davon Bestandsprozesse	187	203,2	187 ¹	187 ¹
davon neue Großverbraucher	-	7,6	6,5	19,7
Verkehr	15,3	22,6	20,29	31
davon elektrisch betriebenen Fahrzeugen	-	10,1 ²	7,3 ²	15,3 ²
davon Schienenverkehr	-	12,2	12,3 ¹	14,8
davon neue Großverbraucher	-	0,3	0,7	0,9
Sonstige	-	-	0,1	0,8
Umwandlungssektor	9	10,4	9	6,4
Elektrolyse³	-	1,2	1	11,7
Fernwärmeerzeugung³	-	0,6	1	2,2
davon aus Elektrodenkessel	-	0,6	0,5	1
davon aus Großwärmepumpen	-	0	0,5	1,2
Nettostromverbrauch	466,1	525,7	500,6	538,3
Netzverluste	27	27	27,4	38
davon Verteilnetzverluste	-	17,8	17,4	22,3
Davon Übertragungsnetzverluste ⁴	-	9,2	10	15,7
Kraftwerkseigenverbrauch³	24,9	9,1	9,1	8,1
Pumpspeicherverbrauch³	7,4	13,7	13,7	13,7
Bruttostromverbrauch^{3,4,5}	525,5	575,5	550,8	598,1



(1) [Stromverbrauch 2023 gemäß AG Energiebilanzen](#)

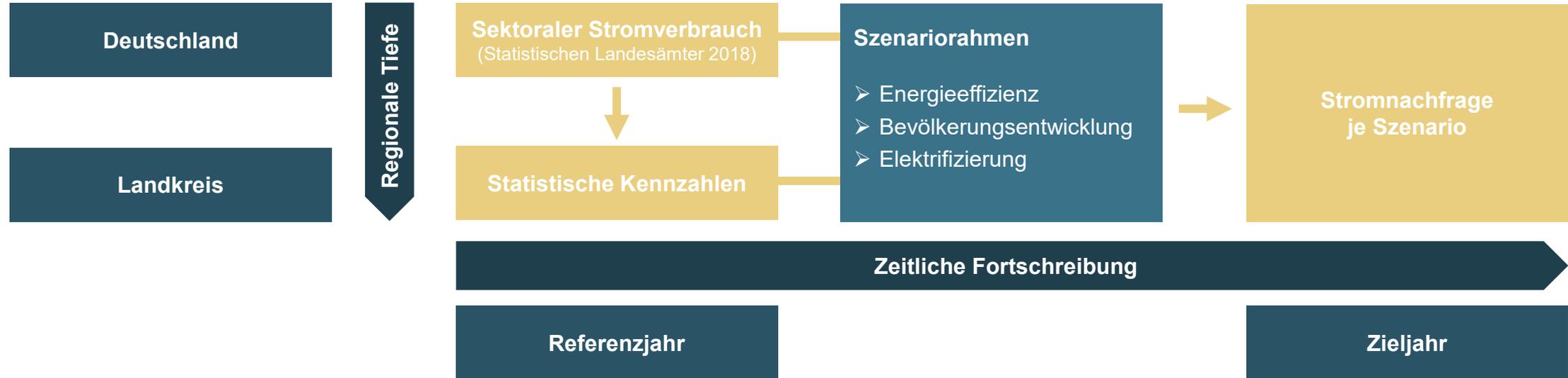
(2) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Modellierung

(3) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Marktsimulation

(4) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Netzberechnung

(5) Definition des Bruttostromverbrauchs inkl. Pumpspeicherverbrauch ohne Batteriespeicherverbrauch oder -verluste

Regionalisierung und Zeitreihenbestimmung des konventionellen Geräteverbrauchs



- Sektorale Stromnachfragen der statistischen Landesämter 2018 auf Bundeslandebene bilden Datengrundlage
- Auf Basis sozioökonomischer Faktoren (NEP25 Szenariorahmenentwurf¹, S. 40) werden die Nachfragemengen auf Landkreise verteilt
- Die Verteilung der Industrieverbräuche auf Landkreise erfolgt auf Basis der Industriestudie (NEP23)
- Die Zeitreihenbestimmung erfolgt mit Hilfe von Standardlastprofilen für das Wetterjahr 2012

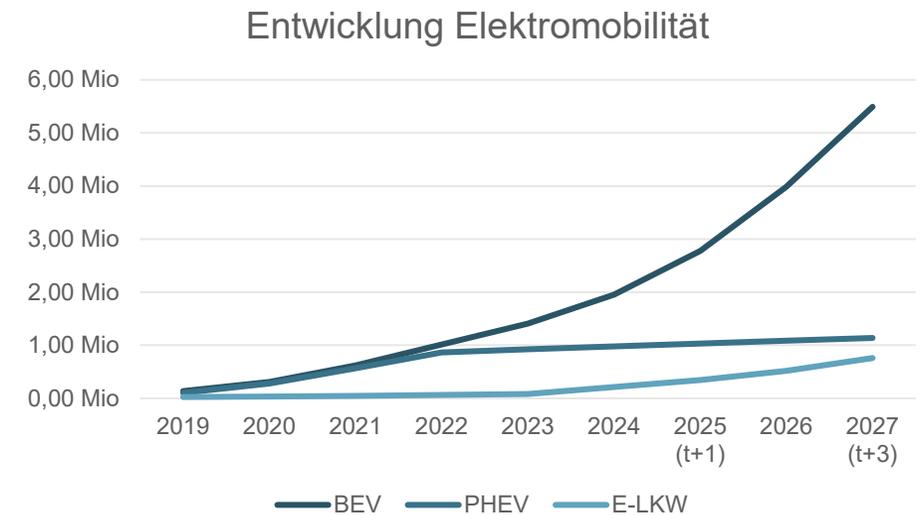
Elektromobilität in der BA25

- Der **Status Quo von 1,4 Mio. BEV¹ in 2024** und ein hochgerechneter Absatz im Jahr 2024 von knapp 550 Tausend BEV basieren auf Veröffentlichungen des KBA²
- Die Werte für BEV, E-LKW und E-LNF der Zeithorizonte (t+1) und (t+3) stammen aus einer aktuell laufenden „Kurzstudie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen“, die auch im NEP25 Szenariorahmenentwurf Verwendung findet
- Die Werte der Plug-in Hybride entstammen einem fortlaufenden Trend der letzten drei Jahre
- Die **Regionalisierung** der E-PKW erfolgt gemäß Kurzstudie Elektromobilität³ nach folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, PV-Leistung (Aufdachanlagen), durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen

 Nähere Informationen u.a. zu Ladeprofilen befinden sich im NEP25 Szenariorahmenentwurf⁴

- 1 BEV = Battery Electric Vehicle; Fahrzeug mit rein el. Antrieb
- 2 [Kraftfahrt-Bundesamt - Produkte der Statistik - Bestand nach ausgewählten Merkmalen \(FZ 27\)](#)
- 3 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphe/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf
- 4 [Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#) S. 53 ff.

Elektrofahrzeuge [Mio.]	2024	BA24 (t+1)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
BEV	2,0	2,7	2,8	5,5
Plug-in Hybride	1,0	1,2	1,0	1,1
E-LKW	0,2	0,1	0,3	0,8

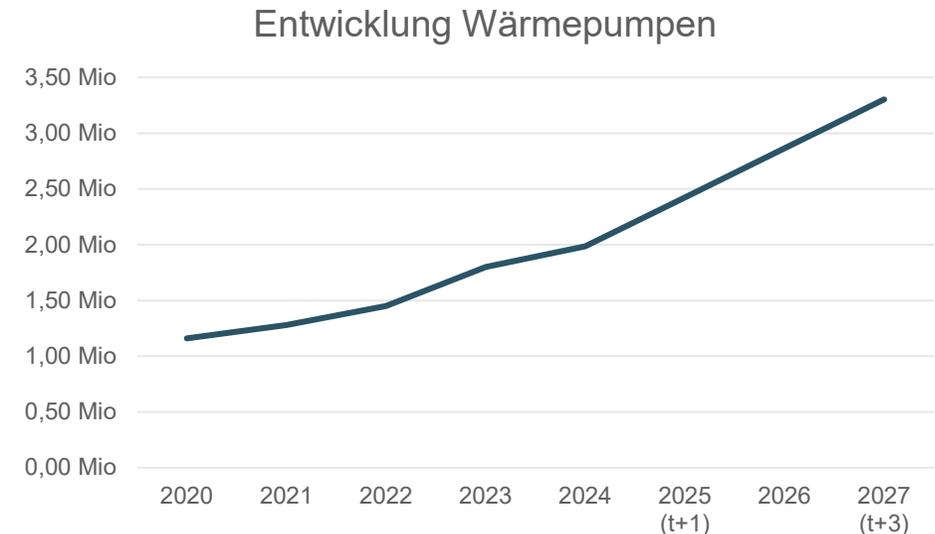


Wärmepumpen in der BA25

- 1 [Branchenstudie 2023 | Bundesverband Wärmepumpe \(BWP\) e.V. \(waermepumpe.de\)](#)
- 2 [Wärmepumpenbranche verzeichnet Marktstabilisierung | Bundesverband Wärmepumpe \(BWP\) e.V. \(waermepumpe.de\)](#)
- 3 [BMWK: Wärmepumpen Gipfel Eckpunktepapier](#)

- Der **Status Quo von 1,8 Mio. Wärmepumpen (WP)** in 2023 und ein hochgerechneter Absatz in 2024 von knapp 180 Tausend WP basieren auf Veröffentlichungen des Bundesverbands Wärmepumpe^{1,2}
- BMWK und BMWS haben sich gemeinsam mit Marktakteuren das Ziel gesetzt, ab 2024 jährlich 500.000 Wärmepumpen in Betrieb nehmen zu können; bis 2030 sollten 6 Mio. Wärmepumpen in Betrieb sein³
- In den nächsten Jahren wird im Vergleich zu 2024 ein steigender Absatz erwartet
- Die **Regionalisierung erfolgt** gemäß Gebäudewärmestudie
- Die Zeitreihenbestimmung basiert auf **Wetterdaten des Jahres 2012** sowie dem „**Standardlastprofilverfahren Gas**“ zur Schätzung von Heizbedarfen

Wärmepumpen [Mio.]	2024	BA24 (t+1)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
Haushalts-WP	1,8	2,2	2,1	2,9
GHD-WP	0,2	0,1	0,3	0,4
Gesamt	2,0	2,3	2,4	3,3



Großverbraucher in der BA25 - I

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA25 Berücksichtigung

Datengrundlage

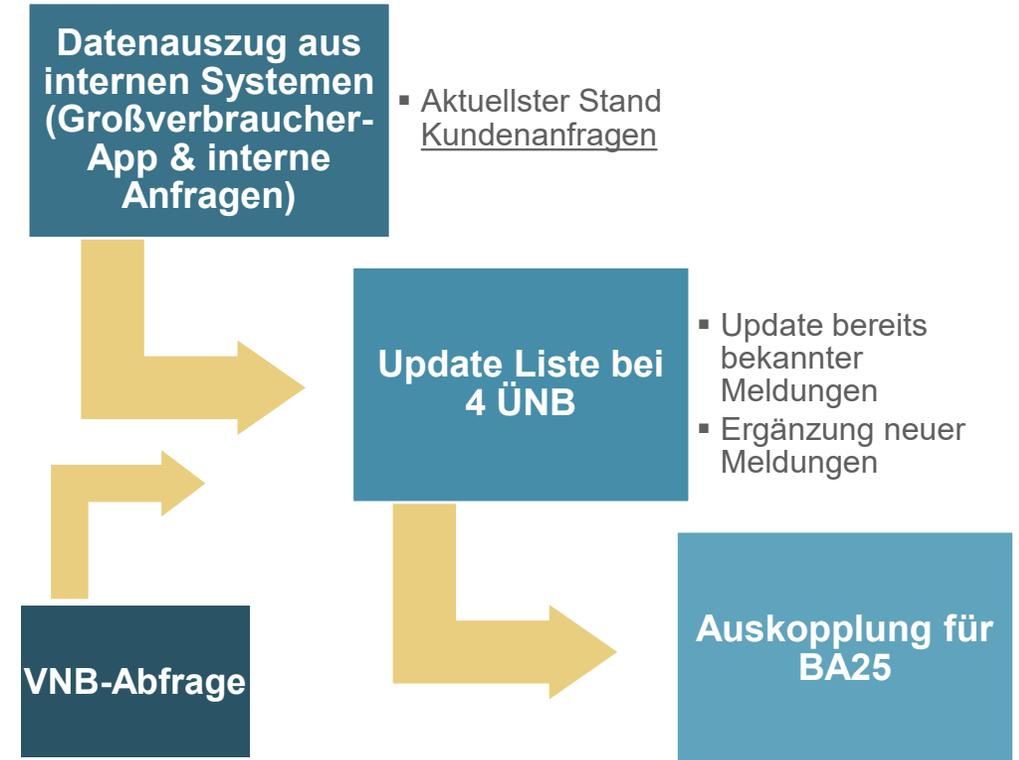
- Grundlage der Großverbraucher in der BA25 sind
 - Meldungen von neuen Verbrauchern, die direkt bei den ÜNB eingegangen sind (Stichtag 20.09.2024)
 - Meldungen von neuen Verbrauchern aus der Großverbraucher-Web-Abfrage (Stichtag 22.03.2024)
 - Meldungen von VNB, die im Rahmen einer VNB-Abfrage ermittelt wurden (Stichtag 31.08.2023)

Methodik

- Im Folgenden wurde eine konsolidierte Liste erstellt und um Doppelmeldungen bereinigt
- Ggf. Korrektur bzw. Ergänzung von Informationen



Stichtage für die BA25: **31.12.2025** (t+1) und **31.12.2027** (t+3)



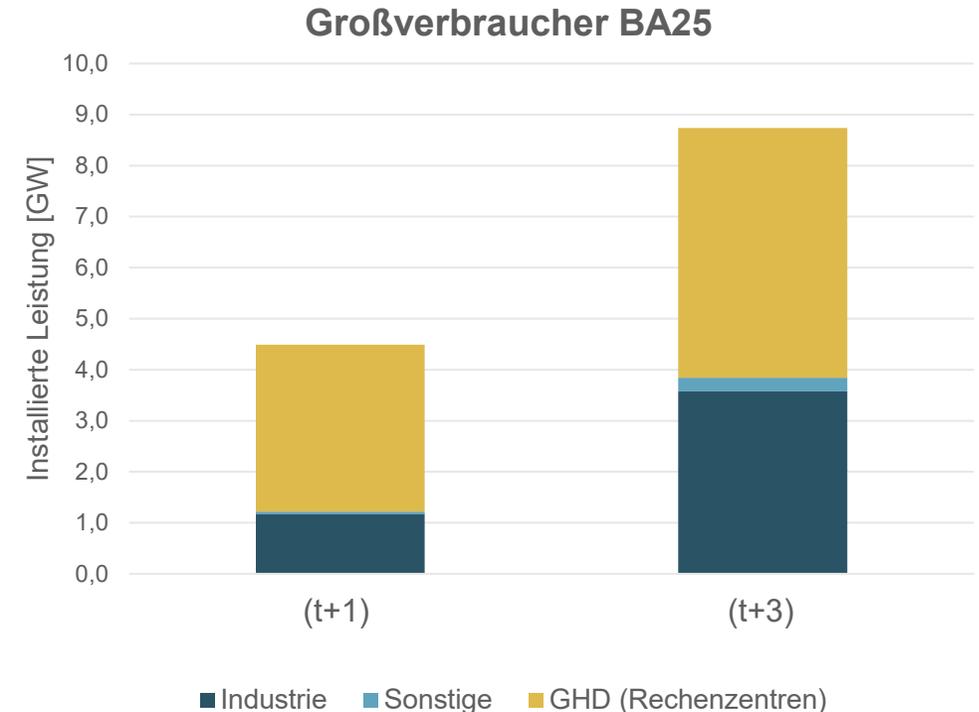
Großverbraucher in der BA25 - II

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA25 Berücksichtigung

Ergebnis

- bis 2025 sind **4,5 GW** an Meldungen relevant
- bis 2027 sind **8,7 GW** an Meldungen relevant
- Filterung der Meldungen nach:
 - Inbetriebnahme (IBN) **<= 2025 bzw. 2027**
 - Konkreter Status: „Fortgeschrittene Planung“, „in Betrieb“, „Umsetzung“
- Genutzte Kategorien: GHD, Industrie, Sonstige

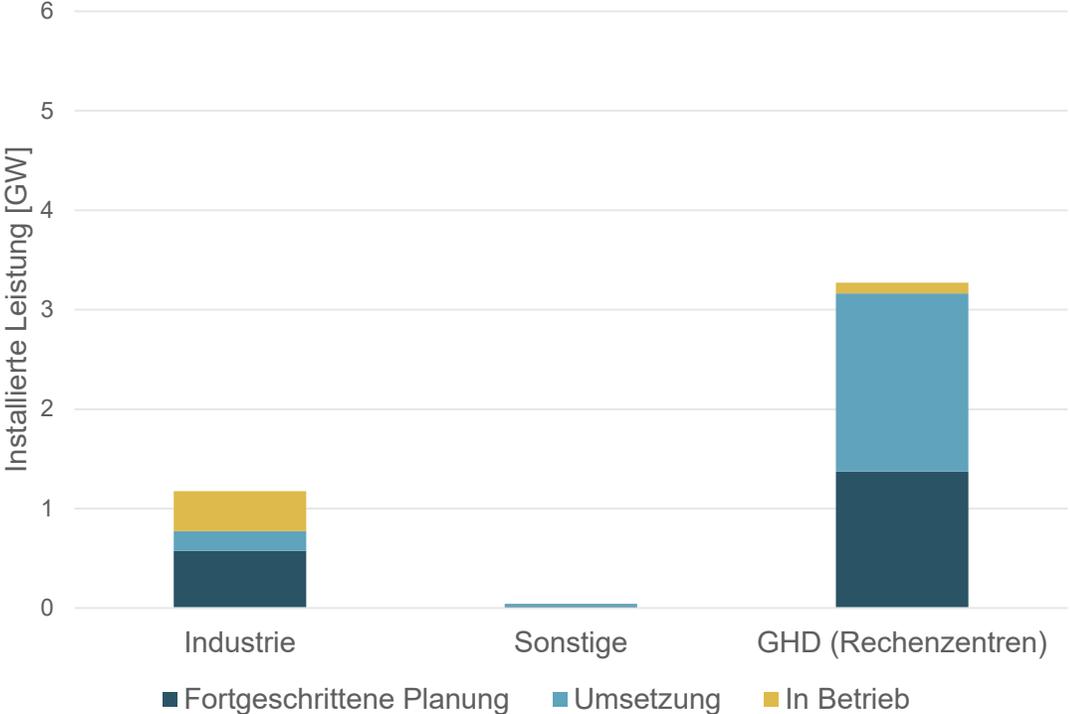
Bis 2025 bzw. 2027 steigt der Stromverbrauch aus Großverbrauchern auf ~22,9 bzw. ~44,9 TWh¹



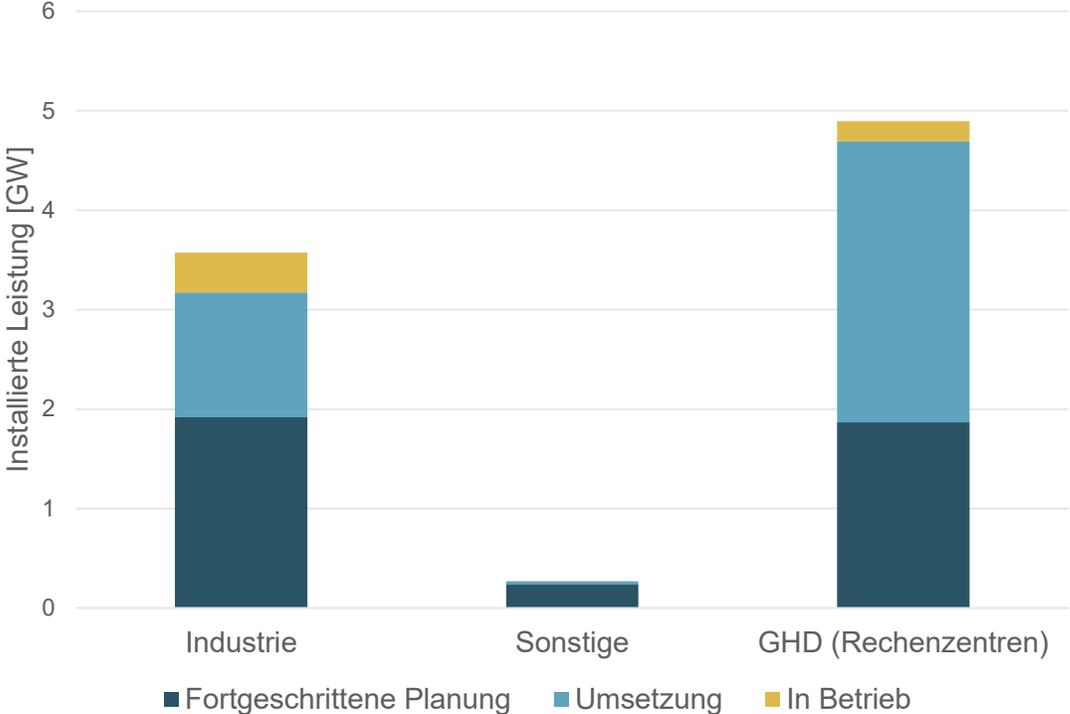
Großverbraucher in der BA25 - III

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA25 Berücksichtigung

Großverbraucher BA25 - IBN bis 2025



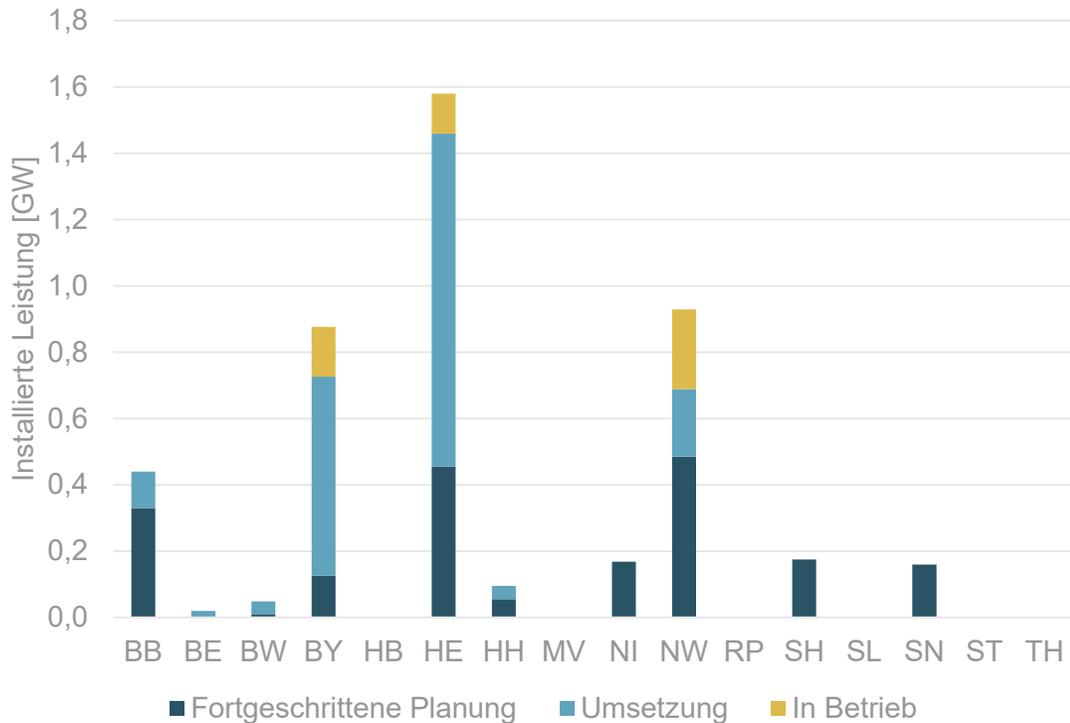
Großverbraucher BA25 - IBN bis 2027



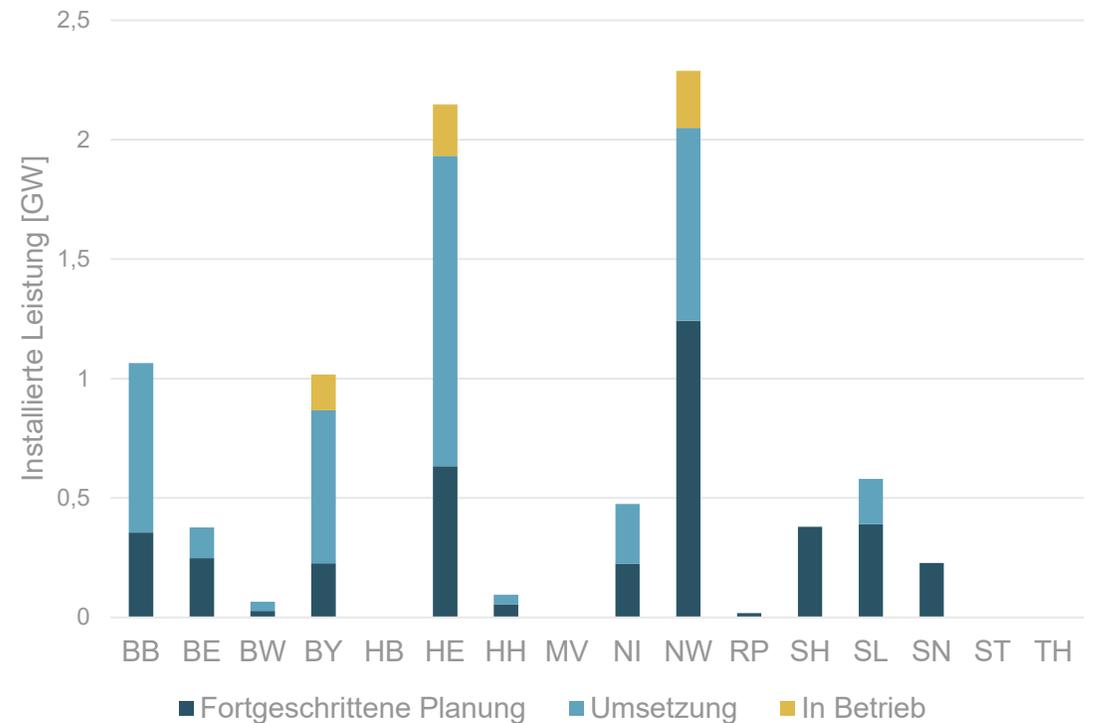
Großverbraucher in der BA25 - IV

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA25 Berücksichtigung

Großverbraucher BA25 bis 2025



Großverbraucher BA25 bis 2027



Power-to-Heat in der BA25

1 Bei Großwärmepumpen handelt es sich um Wärmepumpen, die in öffentlichen Fernwärmenetzen eingesetzt werden. Diese haben im Vergleich zu Haushaltswärmepumpen eine leicht geringere Jahresarbeitszahl, da in Fernwärmenetzen im Vergleich zu Haushalten ein höheres Temperaturniveau herrscht.

Datengrundlage

- Szenariorahmenentwurf NEP25 Gebäudewärmestudie (t+1) / (t+3)
- Großverbraucherabfrage (t+1) / (t+3)

Regionalisierung

- Verortung auf Basis der Gebäudewärmestudie, der Großverbraucherabfrage

Modellierung

- Einsatz im Marktmodell abhängig von Verfügbarkeit, Grenzkosten und Strompreis
- Geschätzte Volllaststunden von Großwärmepumpen¹ (2400h) und E-Kessel (800h)

Power-to-Heat [GW]	BA24 (t+1)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
E-Kessel	0,8	1	2
Großwärmepumpen	0	0,4	0,9

Power-to-Wasserstoff in der BA25 I

Methodik

- In der BA25 wird ein **marktorientierter Einsatz der Power-to-Wasserstoff** Anlagen unterstellt

i Das Einsatzverhalten bzw. deren Volllaststunden ergibt sich aus der Marktsimulation

- Von der Marktorientierung wird ausgegangen, da es sich wahrscheinlich um **Pilotanlagen** handelt und eine alternative H₂-Quelle bereitsteht.
- Die auf der folgenden Folie dargestellten installierten Leistungen von Power-to-Wasserstoff Anlagen pro Bundesland finden auf Basis des auf den Folien „Großverbraucher in der BA25“ beschriebenen Vorgehens Berücksichtigung

Bundesland	Installierte Leistung [MW]	
	2025/26 (t+1)	2027/28 (t+3)
Baden-Württemberg	0	81
Bayern	5	199
Berlin	0	0
Brandenburg	20	40
Bremen	0	60
Hamburg	105	350
Hessen	0	6
Mecklenburg-Vorpommern	0	500
Niedersachsen	21	1076
Nordrhein-Westfalen	15	865
Rheinland-Pfalz	54	54
Saarland	0	58
Sachsen	0	310
Sachsen-Anhalt	63	173
Schleswig-Holstein	40	40
Thüringen	0	82
Summe	323	3674

Power-to-Wasserstoff in der BA25 II

Herleitung des Einsatzstrompreises für die Zeithorizonte 2025/2026 (t+1) und 2027/2028 (t+3)

Beschreibung	Berechnung	(t+1)	(t+3)
Brennstoffpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(a)	41,21	30,12
Emissionsfaktor Erdgas [t _{CO2} /MWh _{th}]	(b)	0,201	
Preis für Emissionszertifikate [EUR/t _{CO2}]	(c)	73,36	78,79
Gesamtpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(d)=(a)+(b)·(c)	55,96	45,96
Wirkungsgrad Dampfreformierung [%]	(e)	70	
Wasserstoffpreis Dampfreformierung [EUR/MWh _{th}]	(f)=(d)/(e)	79,94	65,65
Wirkungsgrad Elektrolyseur [%]	(g)	70	
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh _{el}]	(h)=(f)·(g)	55,96	45,96
Grenzkosten der günstigsten fossilen Stromerzeugungstechnologie ¹ [EUR/MWh _{el}]	(i)	74,02	78,99
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh_{el}]	(j)=(h)	55,96	45,96

Marktorientierter Elektrolyseurs-Einsatz, d.h. direkte Konkurrenz zur alternativen Prozessroute Dampfreformierung

- Bis zu einem Strompreis von 55,96 EUR/MWh_{el} für (t+1) bzw. 45,96 EUR/MWh_{el} für (t+3) ist die Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse günstiger als über Dampfreformierung
- **Elektrolyseure werden bei Strompreisen unterhalb des Einsatzstrompreises eingesetzt.**
- Es wurde sichergestellt, dass die Grenzkosten der günstigsten fossilen Stromerzeugungstechnologie oberhalb des Einsatzstrompreises für Elektrolyseure liegt (siehe Berechnungsschritt (i))

Modellierung von Flexibilitäten in der BA25

Demand-Side-Management (DSM)

Die DSM-Kapazitäten und die DSM-Regionalisierung basieren auf der, von den ÜNB 2021 beauftragten, Lastmanagementstudie¹. Der Einsatz erfolgt kostenbasiert im Markt

Bei einer **Lastverschiebung** wird die flexibilisierte Energiemenge im Produktionsverlauf wieder ausgeglichen

Eine **Lastreduktion** ohne Produktionsverlust ist entweder aufgrund von Speicherfähigkeiten im Produktionsprozess oder durch Hybridisierung in Form eines Energieträgerwechsels (z. B. energieflexible Beheizung Glasschmelze) möglich

Die **Lastabschaltung** bedeutet eine Abschaltung des Produktionsprozesses und hat einen nicht aufholbaren Produktionsverlust zur Folge

- 1 Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE (netzentwicklungsplan.de)
- 2 Potentialabschätzung von 1060 MW anhand präqualifizierter Industrieprozesse in der ehemaligen Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Das Potenzial wurde um die maximale Ausschreibemenge von 750 MW der für 2024 geplanten Verordnung zu Systemdienstleistungen im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten (SEAL) reduziert, da diese sich nicht preissensitiv verhalten

2025/26 (t+1)	Gesamt [MW]	Industrie [MW]	GHD-Sektor [MW]
Lastverschiebung	400	150	250
Lastreduktion	120	120	0
Lastabschaltung ²	310	310	0

2027/28 (t+3)	Gesamt [MW]	Industrie [MW]	GHD-Sektor [MW]
Lastverschiebung	740	240	500
Lastreduktion	170	170	0
Lastabschaltung ²	310	310	0

Modellierung von Flexibilitäten in der BA25

E-Mob, Kleinbatteriespeicher und Wärmepumpen

- In der BA25 (t+1) und (t+3) wird:
 - Eine Verwendung von **Kleinbatteriespeichern** zur Eigenbedarfsoptimierung unterstellt
 - Es wird **keine Flexibilisierung von Wärmepumpen und E-Autos** angenommen



Umsetzung einer marktorientierten Steuerung von Haushaltsverbrauchern auf Basis von Strompreissignalen bis 2027 scheint unwahrscheinlich



Daher wird der Status Quo fortgeschrieben

- Für die installierte Leistung von Kleinbatteriespeichern wird ein **konstanter Zuwachs** erwartet.
- Der Zuwachs im ersten Halbjahr 2024 lag bei **1,6 GW¹**

Kleinbatteriespeicher	2024 Q2	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
Installierte Leistung [GW]	7,9	12,7	19,1
Kapazität [GWh]	12,5	19,3	28,5

Modellierung von Flexibilitäten in der BA25

Großbatteriespeicher

Definition der Großbatteriespeicher in der BA25:

- Großbatteriespeicher mit einer installierten Leistung größer 10 MW

Datengrundlage:

- Basierend auf der internen Kraftwerksliste und der Großverbraucherabfrage sind für die Zieljahre folgende Werte bekannt:
 - bis 2025 sind **2,9 GW** Großbatteriespeicher > 10 MW bekannt
 - bis 2027 sind **12,3 GW** Großbatteriespeicher > 10 MW bekannt

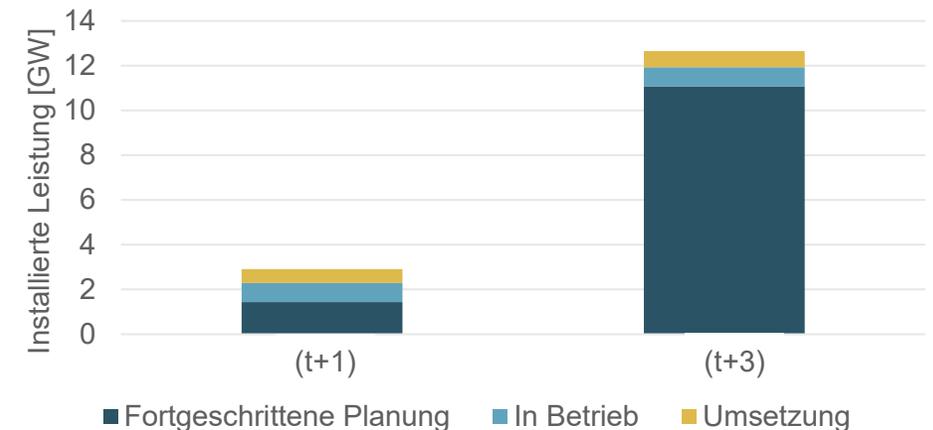
Modellierung:

- In der BA25 erfolgt ein marktorientierter Einsatz der Großbatteriespeicher > 10 MW
- Grund für den marktorientierten Einsatz ist, dass in Zukunft eine Sättigung der Regenergiemärkte angenommen wird

Weitere Annahme:

- Großbatteriespeicher zwischen 1 und 10 MW weiterhin nur im Primärregelleistungsmarkt aktiv

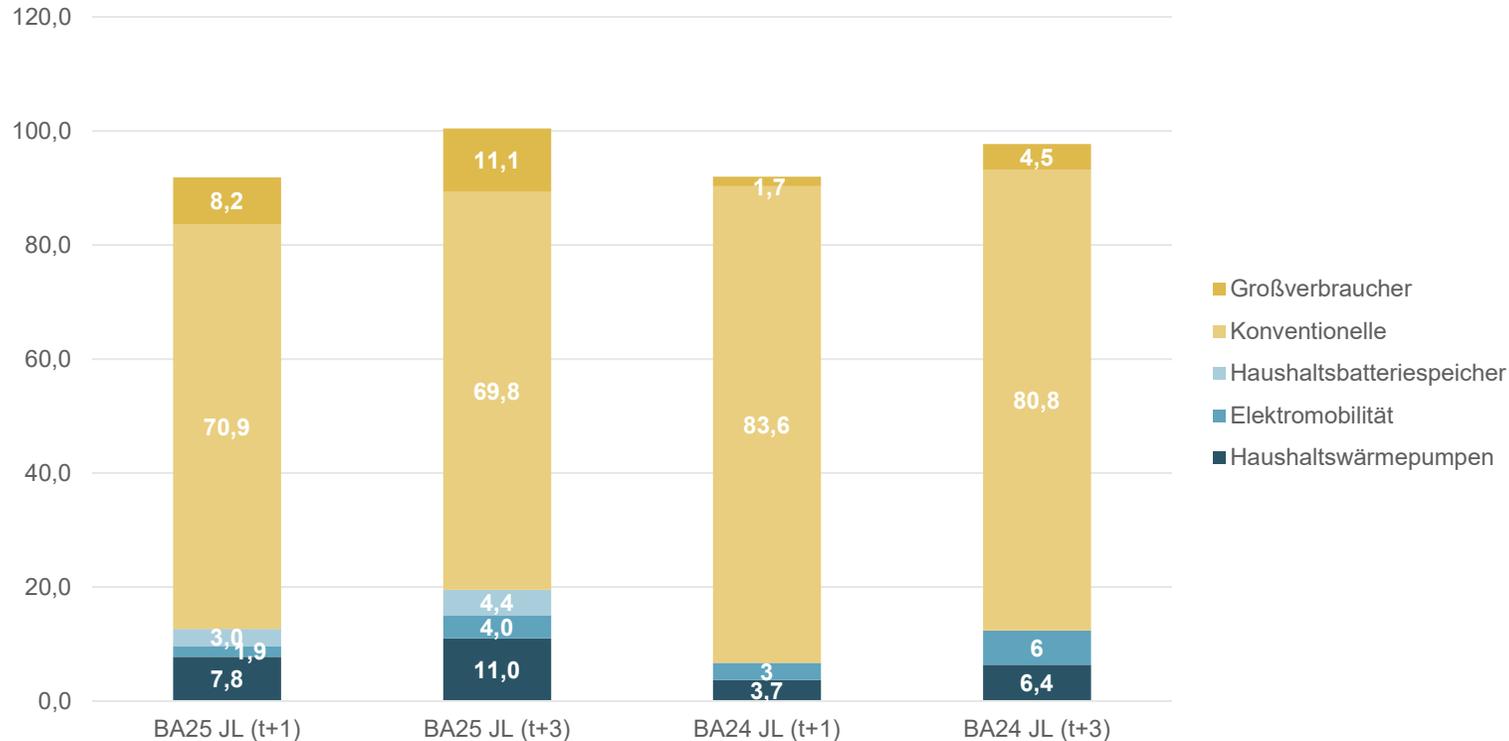
Großbatteriespeicher BA25



Jahreshöchstlast

Ergebnisse

Jahreshöchstlast*

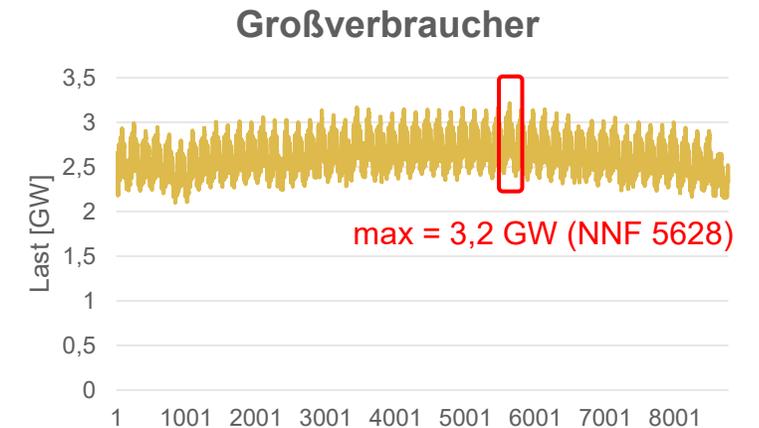
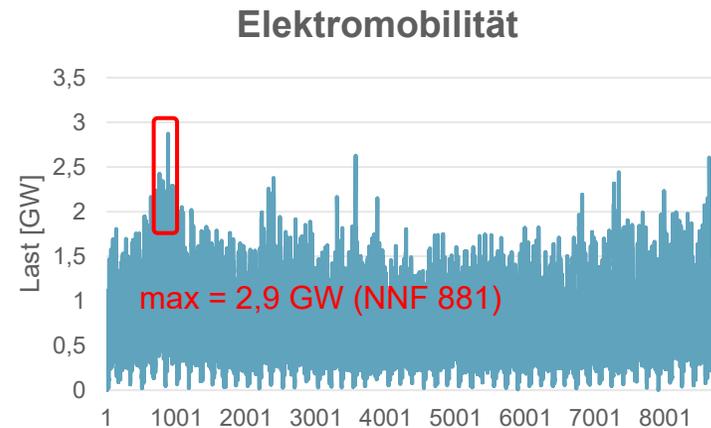
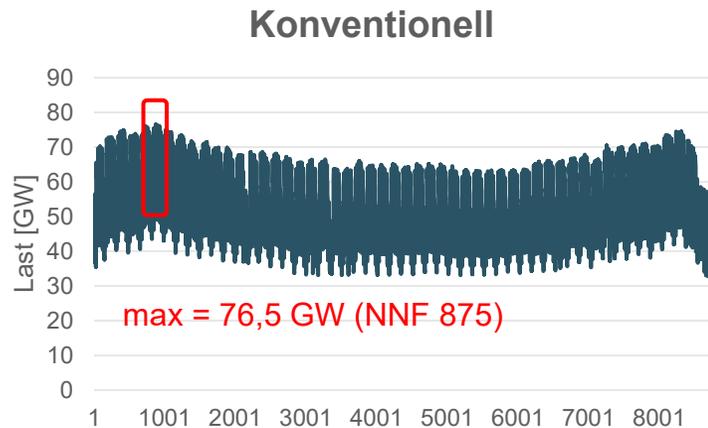


- Neue Stromanwendungen und deren fortschreitende Durchdringung prägen die Jahreshöchstlast
- Es ist von einer steigenden Jahreshöchstlast auszugehen

	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)	BA24 (t+1)	BA24 (t+3)
Jahreshöchstlast* [GW]	91,8	100,4	92,0	97,7
Stunde der Jahreshöchstlast	876	876	907	883

Methodik zur Herleitung der Höchstlast der GS SWSL (BA25)

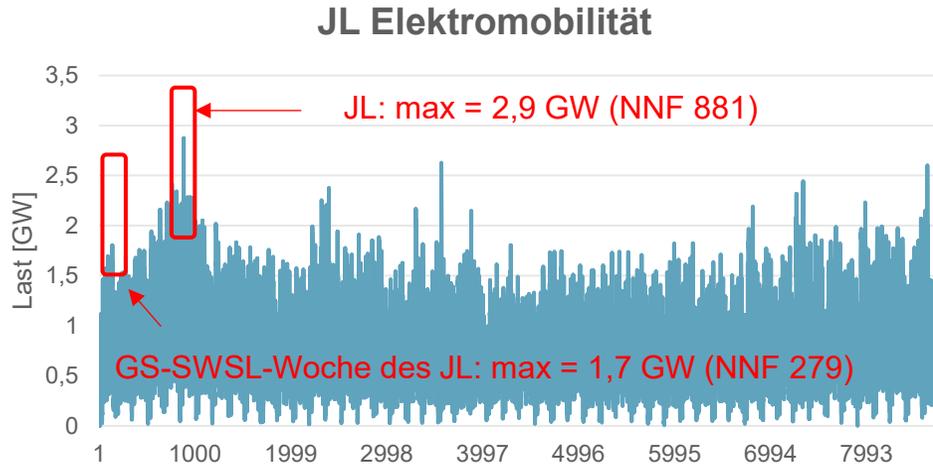
- Jahreshöchstlasten der verschiedenen Nachfragetechnologien treten typischerweise nicht zeitgleich auf
- Beispiele der technologiespezifischen Höchstlasten im Zeithorizont (t+1) des Jahreslaufs anhand der BA25:



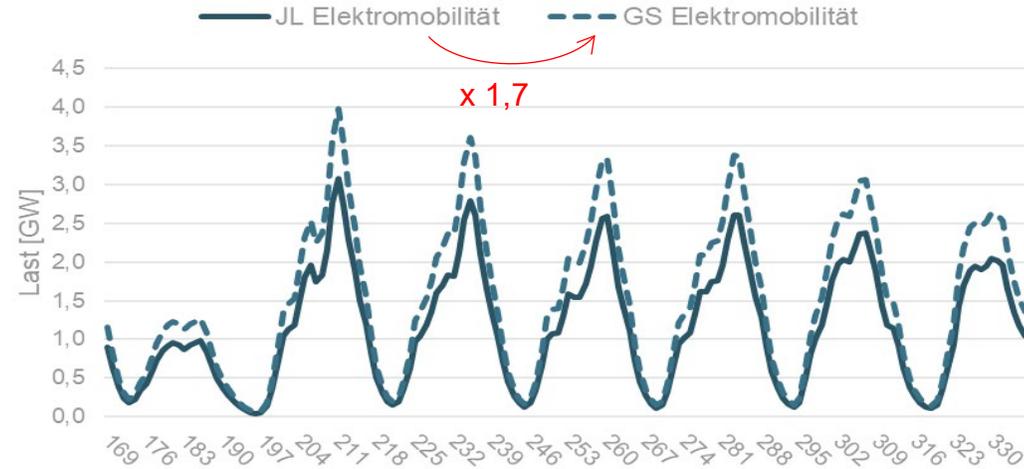
- Skalierung der Lastzeitreihen ohne direkte Temperaturabhängigkeit zur Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten in der GS SWSL; für die GS Import wird keine Anpassung der Lastzeitreihen vorgenommen
- Erhöhung der **konventionellen Last, Großverbraucher und Elektromobilität** auf das technologiespezifische Maximum der Wintermonate (Nov–Feb) des Jahreslaufs

➔ Höchstlast während der Grenzsituation SWSL ergibt sich somit im Rahmen der Modellierung und unterscheidet sich für die beiden Zeithorizonte (t+1) und (t+3)

Skalierung der Lastzeitreihen für die GS SWSL der BA25



Skalierungsfaktor = $\frac{\text{Höchstlast im JL Nov–Feb}}{\text{Höchstlast in der GS-SWSL-Woche des JL}} = \frac{2,9 \text{ GW}}{1,7 \text{ GW}} = 1,7$



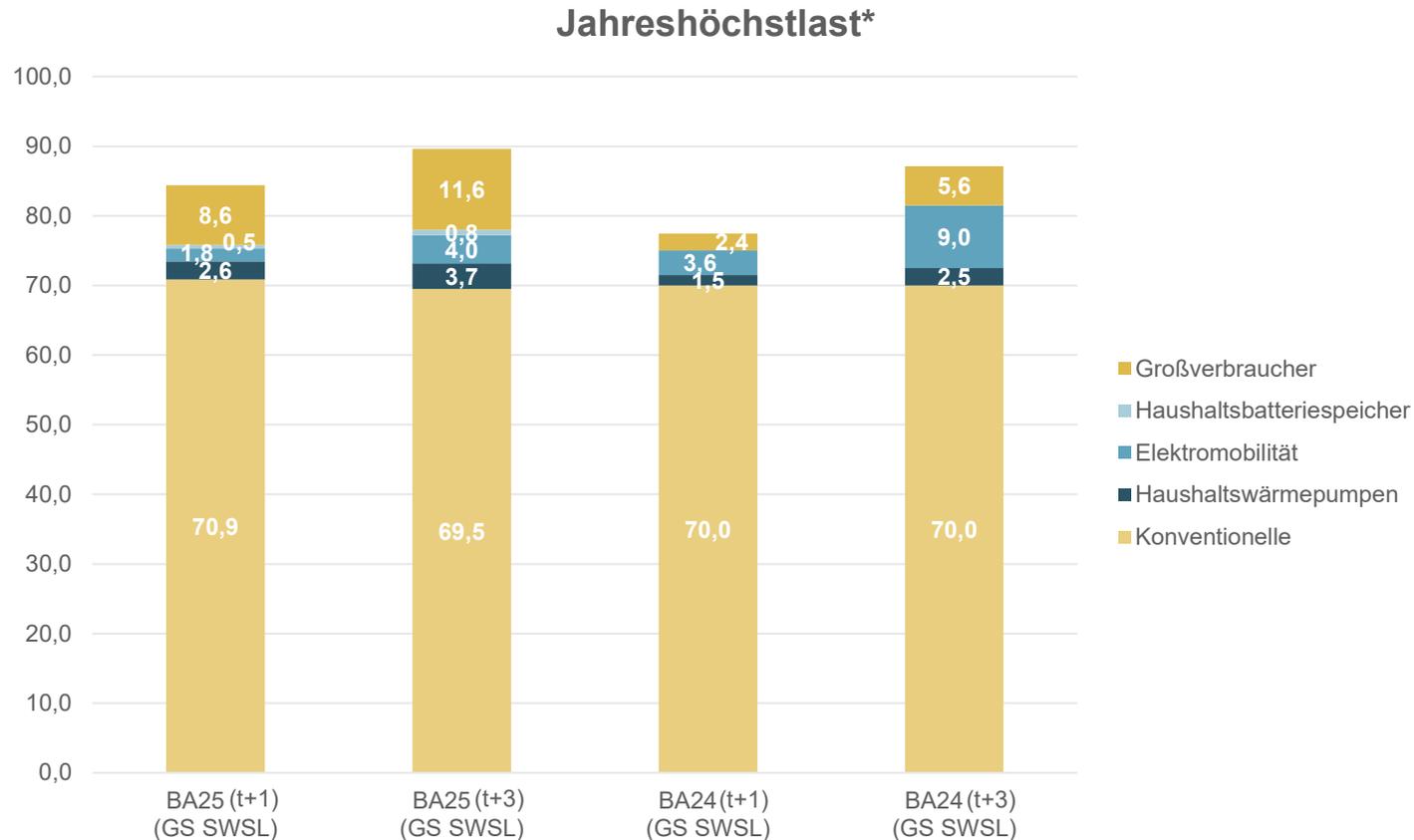
Skalierung der Lastkurve aus dem JL für die NNF der GS SWSL

Die Lastzeitreihen der folgenden Technologien werden nicht skaliert, sondern unverändert aus dem Jahreslauf übernommen:

- Wärmepumpen: Starkwind und sehr niedrige Temperaturen treten selten gemeinsam auf
- Haushaltsbatterien: typischerweise bereits mit maximaler installierter Leistung eingesetzt
- Netzverluste: ergeben sich für die FBMC-Marktsimulation aus den Netzberechnungen

Herleitung Höchstlast für die GS SWSL

Ergebnisse



- Neue Stromanwendungen (z.B. Rechenzentren, Industrie) und deren fortschreitende Durchdringung prägen auch die Höchstlast während der Grenzsituation SWSL
- Die Höchstlast der synthetischen Woche liegt bei 84,5 GW (t+1) und 89,9 GW (t+3)
- Die Höchstlasten der synthetischen Woche liegen in für (t+1) und (t+3) bei der Stunde 228

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

NTC

Marktsimulation - Methodenvorschlag für die Abschätzung von Handelskapazitäten

- **Für die Zeithorizonte (t+1) und (t+3) der BA25 werden bilaterale Handelskapazitäten via NTCs¹ bestimmt**
- Die verwendeten NTCs werden auf Basis europäischer Daten (ERAA24 und TYNDP24) sowie Informationen des Systembetriebs ermittelt (siehe Folgefolie)
- Die NTCs dienen als initiale Abschätzung der Handelskapazitäten für die NTC-Marktsimulation der Jahresläufe und Grenzsituationen.
- Der Handel an den Grenzen der Capacity Calculation Region² wird in der nachgelagerten FBMC³-Marktsimulation neu bestimmt

¹ NTC = Net Transfer Capacity

² Die Annahmen der modellierten Grenzen finden sich in den FBMC Arbeitshypothesen

³ FBMC = Flow-based market coupling

NTC

Marktsimulation - Bestimmung von „NTCs“

Der „Standard-NTC“ ergibt sich für die Systemanalysen aus unterschiedlichen Quellen

- Die NTCs aus dem **ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024** mit den Zieljahren 2026 und 2028 (Stichtag 01.01.) werden für (t+1) (2025/2026) und (t+3) (2027/2028) verwendet
- An den deutschen Grenzen werden daneben auch Informationen aus dem **Systembetrieb** und **Meldungen der ausländischen TSO** berücksichtigt
 - Die Systemführung liefert Informationen zur Abhängigkeit der NTCs DE-CH und DE-DKW von der stündlichen Windeinspeisung (siehe Folien „C-Funktion“ und TenneT Commitment). Auch der grundlegende NTC (t+1) wird für diese Grenzen an den Erfahrungen des Systembetriebs gespiegelt.
 - Für die Analyse der Grenzsituation Starkwind/Starklast (GS SW/SL) werden von den benachbarten TSOs für den Starkwind/Starklast-Fall gemeldete Abweichungen vom Standard-NTC genutzt. Für die o.g. deutschen Ländergrenzen wird analog zum Jahreslauf die C-Funktion/TenneT Commitment angewendet.
 - Für die Grenzsituation Import (GS Import) werden die Handelskapazitäten nicht eingeschränkt, um kritische Importsituationen zuzulassen.

NTC

Marktsimulation - Berechnung mittels C-Funktion

An der Grenze **DE-CH** wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die **C-Funktion** verwendet. Die C-Funktion reduziert den Standard-NTC in Abhängigkeit der Onshore Windeinspeisung in Deutschland. Mit dem **15.04.2023** ist die **C-Funktion 2.0** in Betrieb gegangen, welche angepasste Windstufen und NTC-Reduktionen berücksichtigt.¹

Parametrierung:

- Standard-NTC auf Basis von Informationen der Systemführung und Absprachen mit SwissGrid bilden Ausgangspunkt für C-Funktion
- Übernahme „Windstufen“ (C-Funktion 2.0) aus Angaben Systembetrieb, übertragen auf den Standard NTC (sNTC) für (t+1) und (t+3). In der 1. Stufe wird 100% des sNTC vergeben. In den darauffolgenden Stufen erfolgt eine Reduktion um x MW gegenüber der jeweiligen Vorstufe.

Angaben in [MW]		Reduktion des NTC je Windstufe		Jahreslauf und Grenzsituationen (t+1)		Jahreslauf und Grenzsituationen (t+3)	
Windprognose DE von	Windprognose DE bis	Export (DE-CH)	Import (CH-DE)	NTC Export (DE-CH)	NTC Import (CH-DE)	NTC Export (DE-CH)	NTC Import (CH-DE)
0	7.999	sNTC	sNTC	3200	4200	4400	4200
8.000	13.499	-750	0	2450	4200	3650	4200
13.500	18.999	-150	0	2300	4200	3500	4200
19.000	23.999	-350	0	1950	4200	3150	4200
24.000	999.999	-150	0	1800	4200	3000	4200

NTC

Marktsimulation - Kapazitätsermittlung an der Grenze DE-DKW

Modellierung einer **windabhängigen** (Onshore & Offshore) **Handelskapazität an der Grenze DE-DKW** auf Basis folgender Randbedingungen:

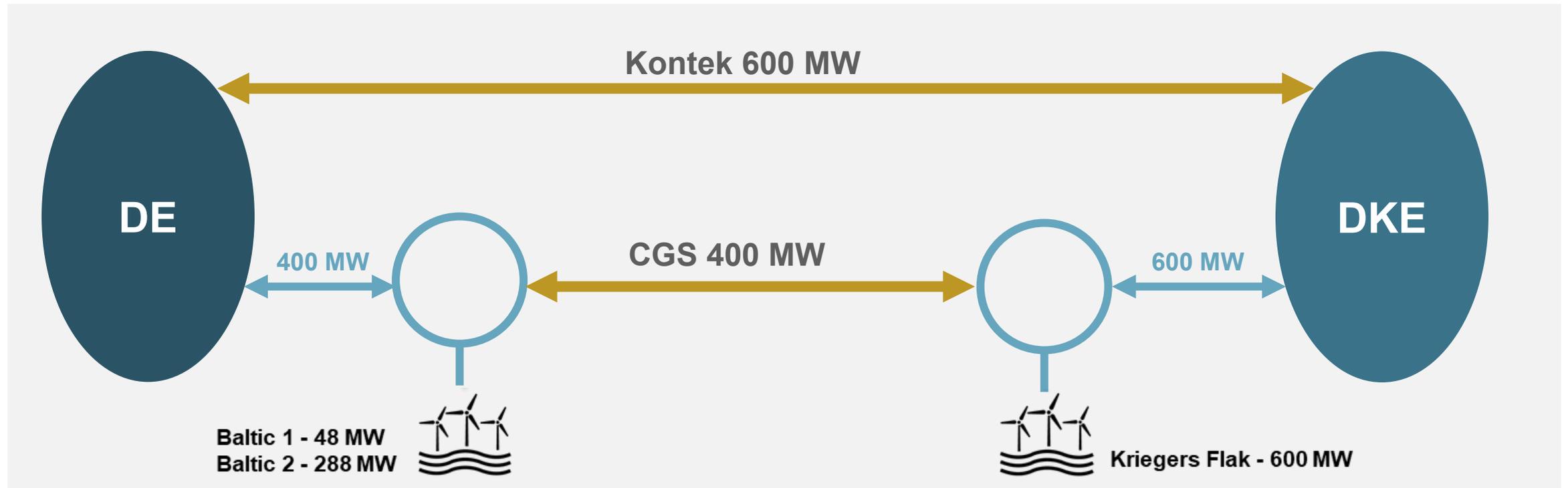
Angaben in [MW]		2025/2026 (t+1)		2027/2028 (t+3)	
TenneT Wind (Onshore & Offshore) von	TenneT Wind (Onshore & Offshore) bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	2500	2500	3500	3500
5000	6000	2500	2400	3500	3000
6000	7000	2500	2300	3500	2900
7000	8000	2500	2200	3500	2800
8000	9000	2500	2100	3500	2700
9000	10000	2500	2000	3500	2625
10000	99999	2500	1900	3500	2625

Die **Mindest-Import-NTCs** von 1900 MW (t+1) und 2625 MW (t+3) ergeben sich auf Basis von TenneT's Commitment¹ unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse (2021) und Westküstenleitung inkl. dänischem Teil (2026)

NTC

Marktsimulation - Abbildung Combined Grid Solution (CGS)

- Das Prinzip der sogenannten **Combined Grid Solution (CGS)** ist, dass freie Kapazitäten auf dem Kabel zum **Offshore Windpark Kriegers Flak** für den Handel zwischen DKE und DE genutzt werden kann.
- Die Handelskapazität ergibt sich in Abhängigkeit der Windeinspeisung.



NTC

- 1 Grund ist die Annahme, dass in Situationen mit hoher Netzbelastung in DE nur die mindestens nach CEP freizugebende Kapazität dem Handel zur Verfügung gestellt wird, um zusätzlichen Redispatch zu vermeiden. Allerdings ist die bereits zugesicherte Langfristhandelskapazität (LTA) zu berücksichtigen.

Marktsimulation - Annahmen zu Handelskapazitäten von marktgebietsübergreifenden HGÜs

Allgemein:

- Im **Jahreslauf** werden jeweils **100%** der HGÜ-Kapazität für den Handel freigegeben
- In der **Grenzsituation SW/SL** werden die Kapazitäten von HGÜs auf **70%** beschränkt

Grenze DE-BE:

- Die Kapazität der innerhalb der Flow-based Region befindlichen HGÜ-Verbindung **ALEGrO (DE-BE)** wird in der Grenzsituation SW/SL sowohl in Ex- als auch in Importrichtung begrenzt
- **Annahme:** ALEGrO besitzt im Gegensatz zu den HGÜ-Verbindungen zwischen DE und Skandinavien keine eindeutige entlastende oder belastende Wirkung.
- Die im jeweiligen Betrachtungszeitraum freigegebene Kapazität ergibt sich wie folgt:¹

$$P_{BE-DE}^{\max} = \max(LTA_{BE-DE}, \min RAM_{\text{all}}) \quad \text{bzw.} \quad P_{DE-BE}^{\max} = \max(LTA_{DE-BE}, \min RAM_{\text{all}})$$

NTC

Marktsimulation - NTC Annahmen in Jahreslauf und Grenzsituation SW/SL (t+1)

Grenze	Standard NTC		Bemerkung (JL / GS SW/SL)
	NTC JL	NTC GS SW/SL	
AT-DE	4900	4900	NTC
DE-AT	4900	4900	NTC
CH-DE	4200	4200	Windabhängig
DE-CH	3200	3200	Windabhängig
CZ-DE	3000	3000	NTC
DE-CZ	3000	2200	NTC
DE-DKW	2500	2500	Windabhängig
DKW-DE	2500	2500	Windabhängig
DE-FR	3000	3000	NTC
FR-DE	3000	3000	NTC
DE-LU	999999	999999	NTC
LU-DE	999999	999999	NTC
DE-NL	5000	5000	NTC
NL-DE	5000	5000	NTC
DE-PL	2000	2000	NTC
PL-DE	3000	3000	NTC
BE-DE	1000	700	HVDC (100% / 70%)
DKE-DE	1000	700	HVDC (100% / 70%)
NOS0-DE	1400	980	HVDC (100% / 70%)
SE04-DE	615	431	HVDC (100% / 70%)

NTC

Marktsimulation - NTC Annahmen in Jahreslauf und Grenzsituation SW/SL (t+3)

Grenze	Standard NTC		
	NTC JL	NTC GS SW/SL	Bemerkung (JL / GS SW/SL)
AT-DE	4900	4900	NTC
DE-AT	4900	4900	NTC
CH-DE	4200	4200	Windabhängig
DE-CH	4400	4400	Windabhängig
CZ-DE	3000	3000	NTC
DE-CZ	3000	2200	NTC
DE-DKW	3500	3500	Windabhängig
DKW-DE	3500	3500	Windabhängig
DE-FR	3000	3000	NTC
FR-DE	3000	3000	NTC
DE-LU	999999	999999	NTC
LU-DE	999999	999999	NTC
DE-NL	5000	5000	NTC
NL-DE	5000	5000	NTC
DE-PL	2000	2000	NTC
PL-DE	3000	3000	NTC
BE-DE	1000	700	HVDC (100% / 70%)
DKE-DE	1000	700	HVDC (100% / 70%)
NOS0-DE	1400	980	HVDC (100% / 70%)
SE04-DE	615	431	HVDC (100% / 70%)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Europa

Marktsimulation - Installierte Leistung und Höchstlasten im Ausland

Mantelzahlen:

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland entspricht, genauso wie in der Systemanalyse 2024, den von den europäischen TSOs gemeldeten Werten im Rahmen der Datenabfrage für den **European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2023)**.
- Grund hierfür ist die fehlende Wetterdatengrundlage im ERAA 2024 Datensatz.
 - Im ERAA 2024 werden nur projizierte Wetterjahre berechnet und keine historischen Wetterjahre (z.B. 2012).
- Dennoch wurden bekannte Aktualisierungen in relevanter Größenordnung der thermischen oder hydraulischen installierten Leistungen in Anrainerstaaten berücksichtigt.
- Die **Lastzeitreihen** (Jahreslauf) für das Ausland werden ohne weitere Anpassung der Datenbasis von ENTSO-E übernommen. Es werden die Lastzeitreihen des Wetterjahres 2012 verwendet, die im Rahmen des ERAA 2023 von den TSO geliefert oder geprüft wurden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage der angepassten Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.

Europa

1 Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet

2 Händische Anpassung anhand ERAA 2024

Marktsimulation - Installierte Leistungen (t+1) (2025/26)

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,8	0,1
Erdgas	4,1	5,0	0,0	1,4	0,4	1,7	7,2	3,5	43,2	0,0	13,6	6,7 ²	0,5	0,8
Kernenergie	0,0	2,1 ²	2,9	4,0	0,0	0,0	63,0 ²	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Mineraloelprodukte	0,1	0,1	0,0	0,0	0,6	0,2	1,3	0,5	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,4	0,0	0,0	1,2	1,2	1,7 ²	0,2	0,5	0,0	4,0	13,4	0,1	0,3
Sonstige_NEE	0,8	1,5	0,6	1,9	0,0	0,0	5,5	1,0	8,7	0,1	4,5	4,8 ²	0,2	0,1
Summe konv. Kapazität	5,1	7,1	3,5	12,6	2,2	3,2	78,8	7,0	53,3	0,1	22,6	31,8	2,3	4,3
Laufwasser	4,8	0,1	4,2	0,4	0,0	0,0	13,6	0,1	7,0	0,0	0,0	0,4	0,1	1,4
Speicherwasser	2,8	0,0	8,0	0,6	0,0	0,0	9,6	0,0	8,8	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Schwellwasser	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2
Pumpspeicher	4,1	1,3	4,2	1,2	0,0	0,0	3,8	0,0	7,8	1,3 ¹	0,0	1,6	0,2	1,0
Summe Wasserkraft	12,8	1,4	16,5	2,2	0,0	0,0	27,0	0,1	23,6	1,3¹	0,0	2,3	1,3	2,6
PV	6,4	10,1	5,5	7,0	2,3	6,0	21,2	7,7	45,7	0,8	42,8	17,8	1,6	1,1
Wind_Onshore	6,2	3,9	0,2	0,7	0,9	4,8	25,9	0,3	15,3	0,3	7,7	11,2	0,1	0,4
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,4	1,7	3,0	0,0	1,9	0,0	6,1	0,6	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,6	0,6	0,4	0,7	0,0	0,0	2,3	0,2	4,4	0,1	0,4	1,5	0,0	0,4
Summe EE	13,2	16,9	6,1	8,4	4,5	12,5	52,3	8,2	67,3	1,2	57,0	31,1	1,7	1,9
Summe	31,1	25,4	26,1	23,2	6,7	15,7	158,1	15,3	144,2	2,6	79,6	65,2	5,3	8,8

Europa

1 Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet

2 Händische Anpassung anhand ERAA 2024

Marktsimulation - Installierte Leistungen (t+3) (2027/28)

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,5	0,1
Erdgas	3,3	5,0	0,0	2,0	0,3	1,5	7,2	3,4	42,6	0,0	12,5 ²	8,3 ²	0,6	0,8
Kernenergie	0,0	2,1	2,9	4,0	0,0	0,0	63,0 ²	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Mineraloelprodukte	0,1	0,1	0,0	0,0	0,6	0,2	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,4	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0	0,2	0,3	0,0	4,0	12,3	0,1	0,3
Sonstige_NEE	0,8	1,6	0,6	1,8	0,0	0,0	6,8 ²	1,1	8,7	0,1	4,4	4,9 ²	0,2	0,1
Summe konv. Kapazität	4,2	9,2	3,5	12,9	2,1	3,0	78,0	7,0	51,6	0,1	21,4	32,5	2,1	0,0
Laufwasser	4,9	0,1	4,2	0,4	0,0	0,0	13,6	0,1	7,0	0,0	0,0	0,4	0,1	1,4
Speicherwasser	2,8	0,0	8,3	0,5	0,0	0,0	9,7	0,0	8,8	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Schwellwasser	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2
Pumpspeicher	5,1	1,3	4,3	1,3	0,0	0,0	3,8	0,0	7,8	1,3 ¹	0,0	1,5	0,2	1,0
Summe Wasserkraft	14,0	1,4	16,8	2,2	0,0	0,0	27,1	0,1	23,6	1,3¹	0,0	2,3	1,3	0,0
PV	9,2	11,9	7,5	10,1	3,6	9,4	33,4	9,6	58,8	1,0	51,1	20,6	2,2	1,3
Wind_Onshore	7,6	4,6	0,3	0,8	1,1	5,7	29,5	0,3	16,9	0,4	8,4	12,4	0,1	0,6
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,5	2,7	3,6	0,0	4,6	0,0	7,9	5,9	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,7	0,6	0,4	0,7	0,0	0,0	2,3	0,2	4,4	0,1	0,4	1,8	0,0	0,4
Summe EE	17,5	19,3	8,1	11,6	6,2	17,8	68,8	10,2	84,7	1,5	67,8	40,8	2,3	0,0
Summe	35,7	30,0	28,5	26,7	8,3	20,8	174,0	17,2	159,9	2,9	89,2	75,6	5,7	0,0

Europa

Marktsimulation - Höchstlasten (t+1) (2025/26) und (t+3) (2027/28)

Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:

- Als Grundlage dienen die Lastzeitreihen, die von den europäischen TSO im Rahmen des ERAA 2023¹ geliefert und geprüft wurden.
- Äquivalent zu den Systemanalysen 2024 wird die Lastzeitreihe in der GS SWSL auf das Maximum der Wintermonate (Nov–Feb) skaliert.
- Die Höchstlasten ergeben sich somit im Rahmen der Modellierung und unterscheiden sich für die beiden Zeithorizonte (t+1) und (t+3).

Marktgebiet	Höchstlast (t+1) [GW]	Höchstlast (t+3) [GW]
AT	13,5	14,5
BE	14,8	17,3
CH	12,2	13,4
CZ	11,5	12,7
DK-E	2,7	3,5
DK-W	7,1	8,4
ES	47,0	50,5
FI	15,3	18,3
FR	101,3	106,2
GB	53,3	64,9
HU	8,8	9,8
IE	5,5	6,4
IT	57,6	60,7
LU	1,2	1,2
NI	1,9	1,9
NL	23,2	27,1
NO	25,2	28,9
PL	29,0	32,2
PT	8,8	9,6
SE	29,3	35,5
SI	2,6	2,8
SK	5,0	5,2

Hinweis: Die hier genannten Werte stellen die Höchstlasten in der modellierten synthetischen Woche dar und können entsprechend der unterschiedlichen Lastverläufe je Land an unterschiedlichen Zeitpunkten der Woche auftreten.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

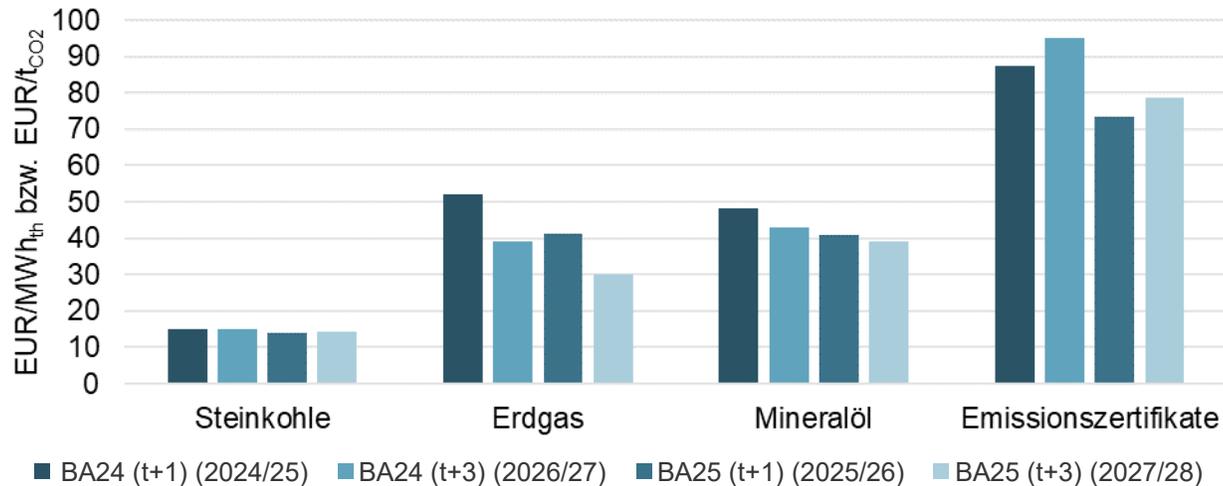
Europa

Kostenkomponenten

Kostenkomponenten

Marktsimulation - Preisannahmen für Brennstoffe und Emissionszertifikate in (t+1) (2025/26) und (t+3) (2027/28)

Vergleich zwischen BA24 und BA25



Vorgehensweise zur Ermittlung der Preisannahmen

- Um die aktuellen Entwicklungen an den Energiemärkten bestmöglich abzubilden, wurden bei Steinkohle, Erdgas, Mineralöl und Emissionszertifikaten Future-Notierungen für die entsprechenden Erfüllungszeiträume (t+1) bzw. (t+3) verwendet (Stichtag 30.8.2024).
- Da Kernbrennstoff (für KWs in Europa) und Braunkohle nicht an Märkten gehandelt werden, wurden hierfür eigene Annahmen getroffen (unverändert ggü. der BA24).

Zeit-horizont	Kernbrennstoff [EUR/MWh _{th}]	Braunkohle [EUR/MWh _{th}]	Steinkohle [EUR/MWh _{th}]	Erdgas [EUR/MWh _{th}]	Mineralöl [EUR/MWh _{th}]	Emissionszertifikate [EUR/t _{CO2}]
(t+1)	1,36	3,00	14,04	41,21	40,85	73,36
(t+3)	1,36	3,00	14,21	30,12	39,28	78,79

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. **Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling**
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalyse
10. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

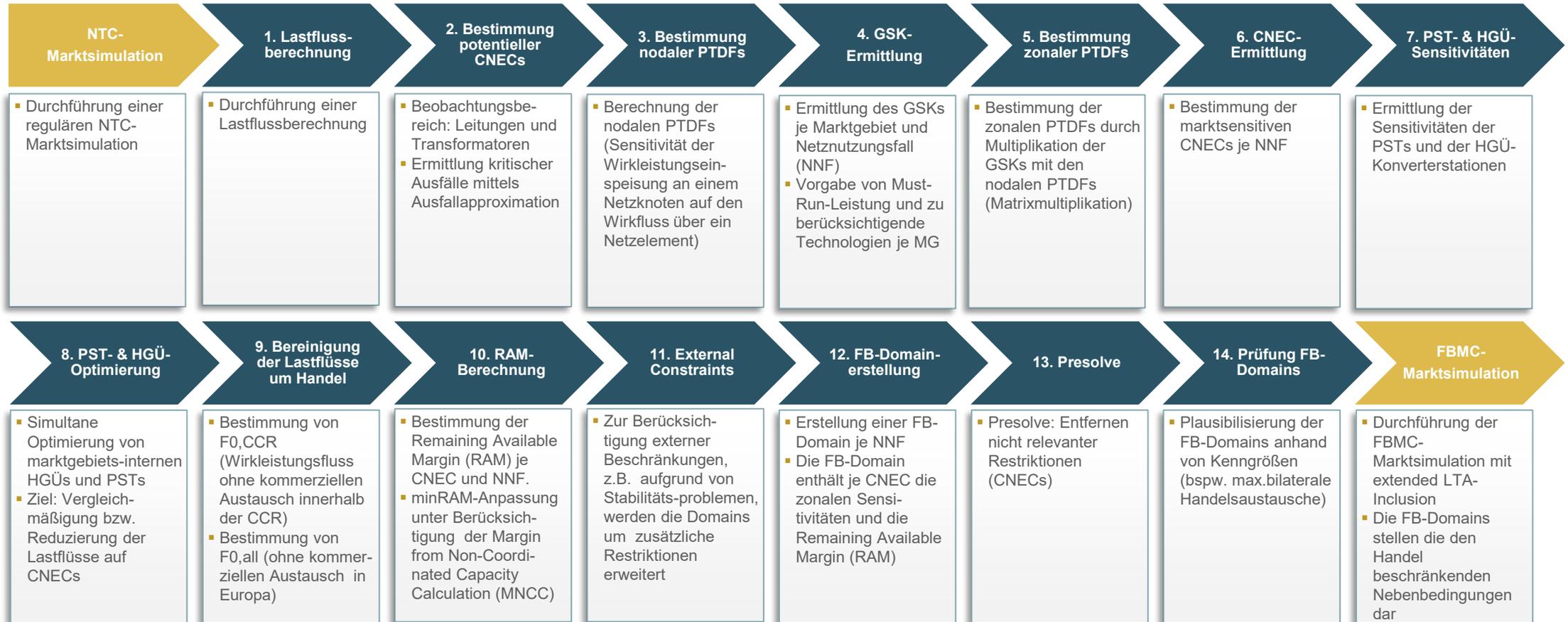
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains

Prozesskette



AMR - adjustment for minimum RAM, CCR - capacity calculation region, CNEC - critical network element and contingency, F_0 - flow per CNEC in the situation without commercial exchanges, F_{max} - maximum admissible power flow, FRM - flow reliability margin, GSK - generation shift key, LTA - long term allocation, MNCC - margin from non-coordinated capacity calculation, PTDF - power transfer distribution factor, R - minimum RAM factor, RAM - remaining available margin

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains (1/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für (t+1) (04/2025 – 03/2026)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Advanced Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	Core-Fokusregion (FBMC): AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK, HR, RO AHC-Marktgebiete : BG, LT, SE, DKE, DKW, NO	<ul style="list-style-type: none"> Go-live-Datum von Core-FBMC: 06/2022 LU: Abbildung über NTCs DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU Mitgliedsstaaten: ES, GR, IT, PT, IE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, RS, TR, UA	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK, HR, RO) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen
1.5	minRAM-Faktoren	CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{all} = RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{CCR} = RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains (2/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für (t+1) (04/2025 – 03/2026)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.7	MNCC	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf ¹)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.8	FRM	Pauschal 10% von F_{max}	
1.9	GSK-Strategie	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2024)	
1.10	PSTs	Die verwendeten PSTs und die entsprechenden Stellbereiche sind analog zur Kapazitätsberechnung im Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Daten werden dem Core Static Grid Model entnommen ▪ „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden ▪ Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und der Grenzsituation „Import“ und von 70 % in der Grenzsituation „SWSL“. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA ▪ Alle übrigen HGÜ-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation maximal mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt
1.12	External Constraints (ECs)	entfällt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Analog zum Netzführungsprozess ▪ Allocation Constraints in PL werden nicht berücksichtigt, da die Bestimmung der Grenzwerte einer derzeit nicht abbildbaren Methodik folgt.
1.13	LTA	Verwendung der realen Werte aus 2024 (Anwendung von Extended LTA)	

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains (1/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für (t+3) (04/2027 – 03/2028)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Advanced Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	CE-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK, HR, RO, CH, ITN1 AHC-Marktgebiete: BG, LT, SE, DKE, DKW, NO, IE	<ul style="list-style-type: none"> Go-live-Datum von Core-FBMC: 06/2022 LU: Abbildung über NTCs DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞) geplante CentralEurope (CE) - Integration im Juni 2027 IE wird aufgrund fehlender Netzdaten rein über die HGÜ und mit AHC abgebildet
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU-Mitgliedsstaaten: GR, PT, restliches IT, ES Drittstaaten: AL, BA, GB, ME, MK, RS, TR, UA	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC. ES wird aufgrund fehlender Netzdaten AHC-seitig nicht berücksichtigt
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK, HR, RO) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen.
1.5	minRAM-Faktoren	CE-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CE.

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains (2/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für (t+3) (04/2027 – 03/2028)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{all} = RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{CCR} = RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	
1.7	MNCC	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CE (Fuaf ¹)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.8	FRM	Pauschal 10% von F_{max}	
1.9	GSK-Strategie	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2024)	
1.10	PSTs	Die verwendeten PSTs und die entsprechenden Stellbereiche sind analog zur Kapazitätsberechnung im Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Daten werden dem Core Static Grid Model entnommen ▪ „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CE: DC02 (Ultranet) (Freigabe von 100%) ▪ Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CE (ALEGrO und Stromverbund FR-ITN1 „Piemonte Savoia“): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und der Grenzsituation „Import“ und von 70% in der Grenzsituation „SWSL“. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Berücksichtigung von marktgebietsinternen HGÜs erfolgt nach Core DA CCM Artikel 10. ▪ Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA ▪ Alle übrigen HGÜ-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation maximal mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt
1.12	External Constraints (ECs)	entfällt	
1.13	LTAs	Verwendung der realen Werte aus 2024 (Anwendung von Extended LTA)	

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

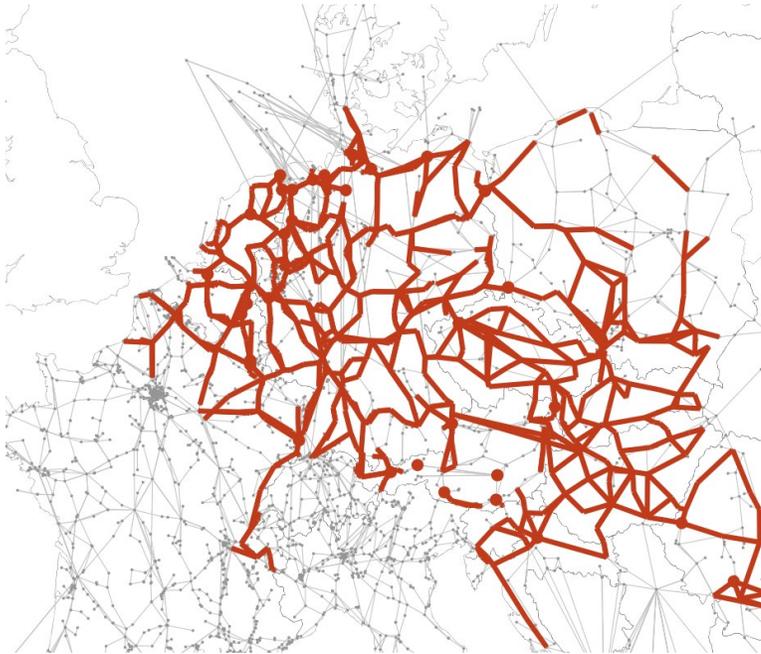
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

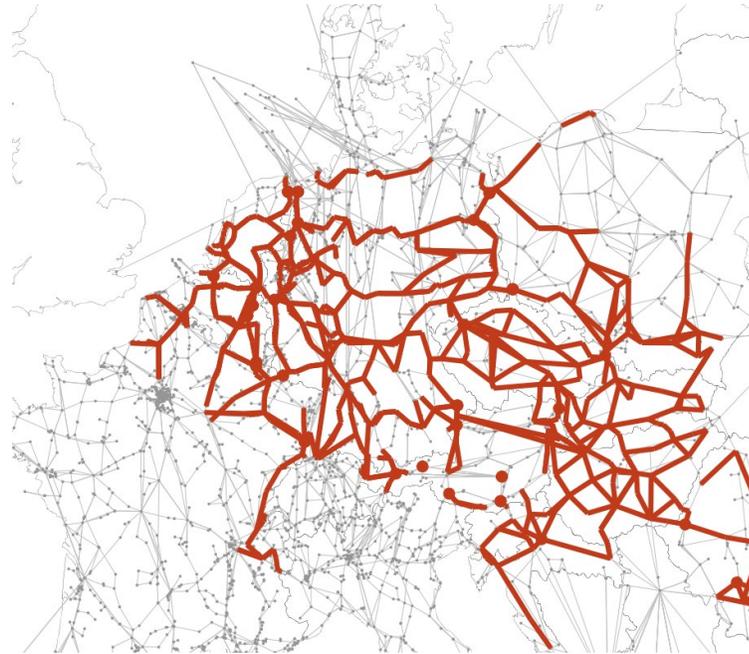
Flow-Based Handelskapazitäten

FB-Region und CNECs in (t+1)

BA25 (t+1) Jahreslauf



BA25 (t+1) Grenzsituationen



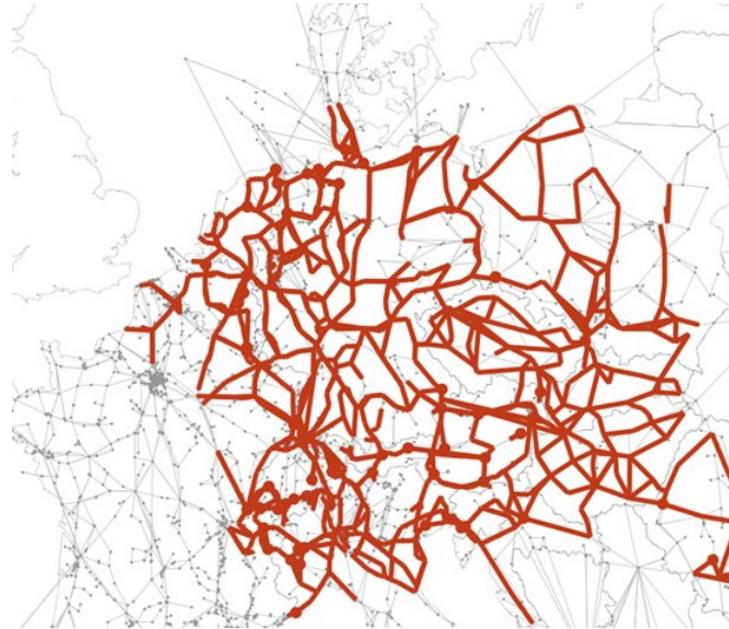
- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen und kritischen Ausfällen) berücksichtigt, die eine minimale Marktsensitivität (Zone-to-Zone-PTDF) aufweisen. Die in der Ausfallsituation zu erfüllende Mindestsensitivität beträgt für Grenzkuppelleitungen 0%, für interne Netzelemente 5%.

FB-Region und CNECs in (t+3)

BA25 (t+3) Jahreslauf



BA25 (t+3) Grenzsituationen



- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen und kritischen Ausfällen) berücksichtigt, die eine minimale Marktsensitivität (Zone-to-Zone-PTDF) aufweisen. Die in der Ausfallsituation zu erfüllende Mindestsensitivität beträgt für Grenzkuppelleitungen 0%, für interne Netzelemente 5%.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

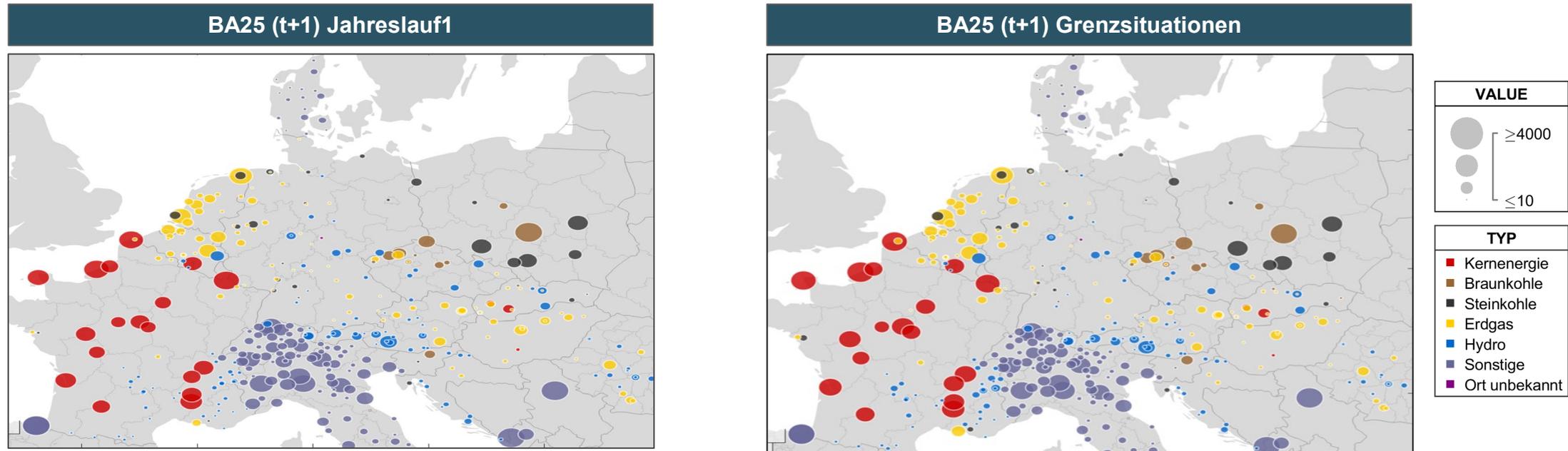
FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

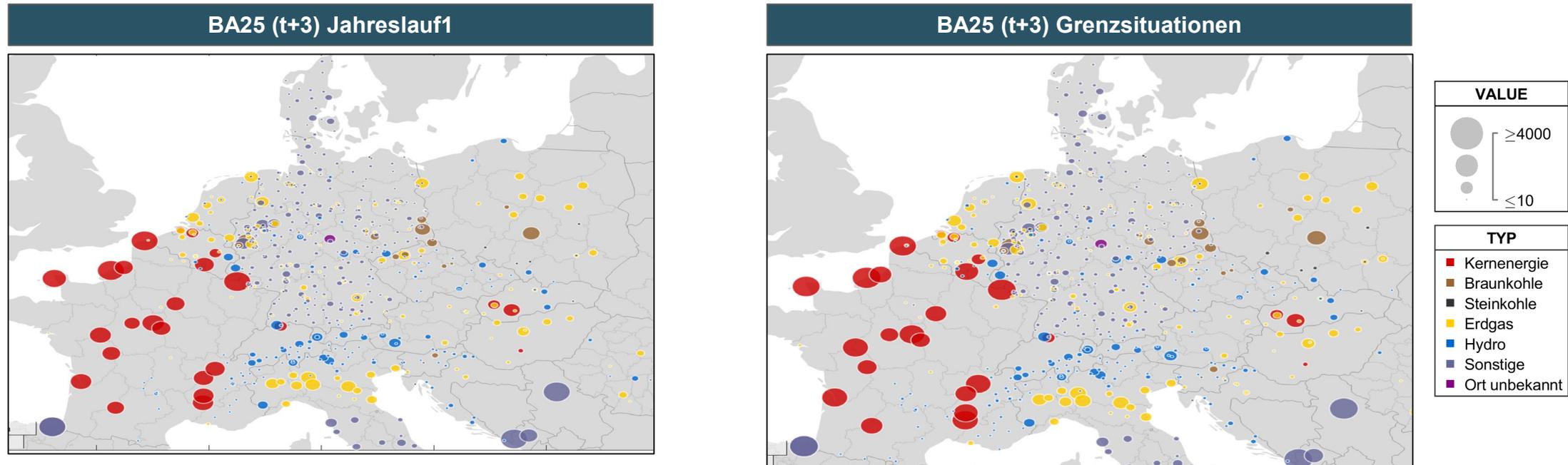
Generation Shift Keys (GSK) in (t+1)



In der BA25 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der Core-GSKs:

- Je Marktgebiet und Netznutzungsfall werden die im GSK zu berücksichtigenden Technologien sowie ein technologiespezifischer Gewichtungsfaktor vorgegeben.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben (z.B. aufgrund von KWK-Restriktionen) werden kraftwerksscharf bzw. blockscharf berücksichtigt.
- GSK-Strategie
 - FR: Berechnung individueller GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit basierend auf einem „pro rata“-Ansatz je nach Einsatz im Referenzlastflussfall (P_{akt}).
 - Alle andere Marktgebiete: Berechnung der GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit anteilig auf Basis von Höchst- und Mindestleistung ($P_{max}-P_{min}$).

Generation Shift Keys (GSK) in (t+3)



In der BA25 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der Core-GSKs:

- Je Marktgebiet und Netznutzungsfall werden die im GSK zu berücksichtigenden Technologien sowie ein technologiespezifischer Gewichtungsfaktor vorgegeben.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben (z.B. aufgrund von KWK-Restriktionen) werden kraftwerksscharf bzw. blockscharf berücksichtigt.
- GSK-Strategie
 - FR: Berechnung individueller GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit basierend auf einem „pro rata“-Ansatz je nach Einsatz im Referenzlastflussfall (P_{akt}).
 - Alle andere Marktgebiete: Berechnung der GSK-Faktoren je Erzeugungseinheit anteilig auf Basis von Höchst- und Mindestleistung ($P_{max}-P_{min}$).

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

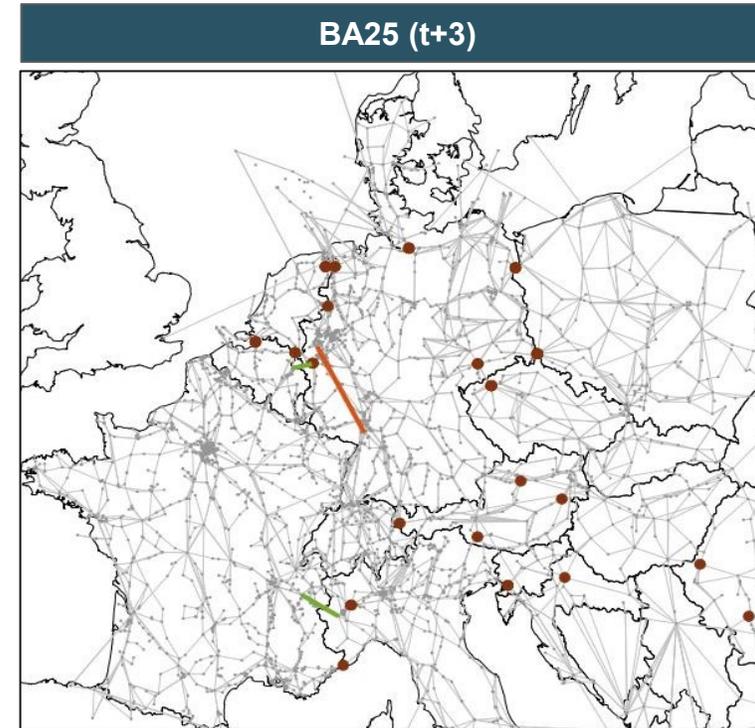
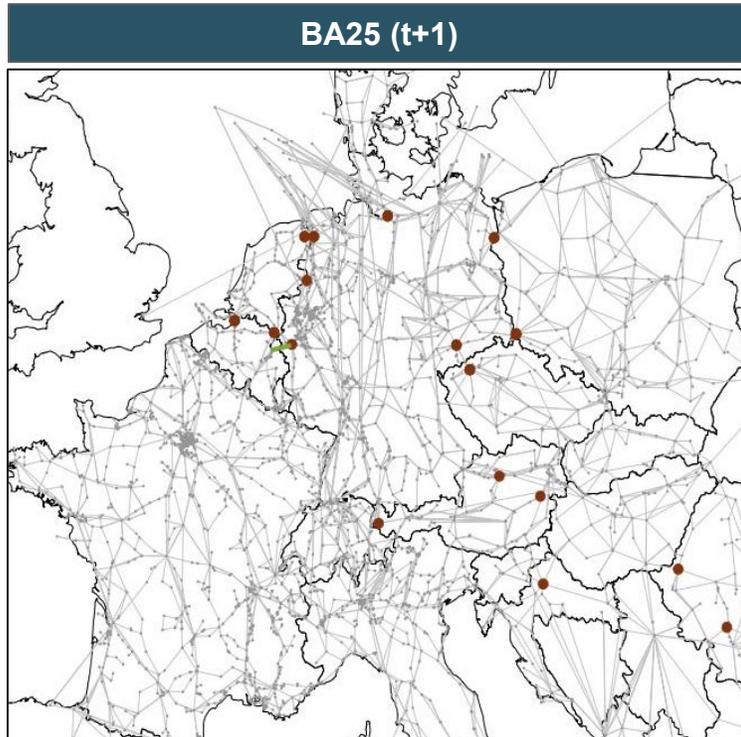
FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

PSTs und HGÜs



- Der Einsatz von **PSTs und HGÜs (rote Markierung)** innerhalb der CCR werden im Rahmen der FB-Domainerstellung mit dem Ziel der Handelskapazitätserhöhung optimiert (non-costly Remedial Action Optimization – **nRAO**). Dabei wird 30% des Stellbereichs jedes PST und 100 % des Stellbereichs einer HGÜ genutzt.
- Die Abbildung des Einsatzes der marktgebietsübergreifenden HGÜs (grüne Markierung) innerhalb der CCR erfolgt in der **FBMC-Marktsimulation** mittels der **Evolved Flow-Based** Methodik. Dabei werden im Jahreslauf und in der Grenzsituation „Import“ 100% der Übertragungskapazität genutzt und in der Grenzsituation „SWSL“ wird die Kapazität auf 70% eingeschränkt.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

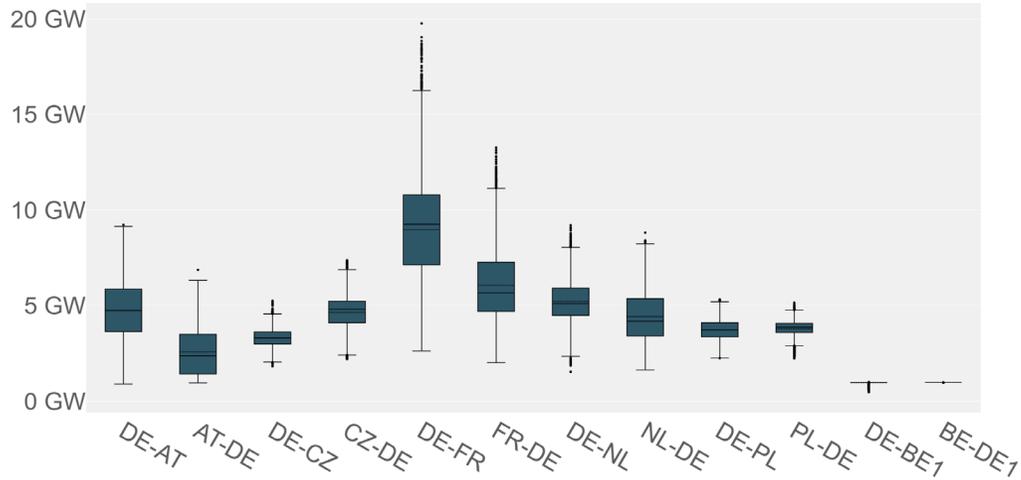
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

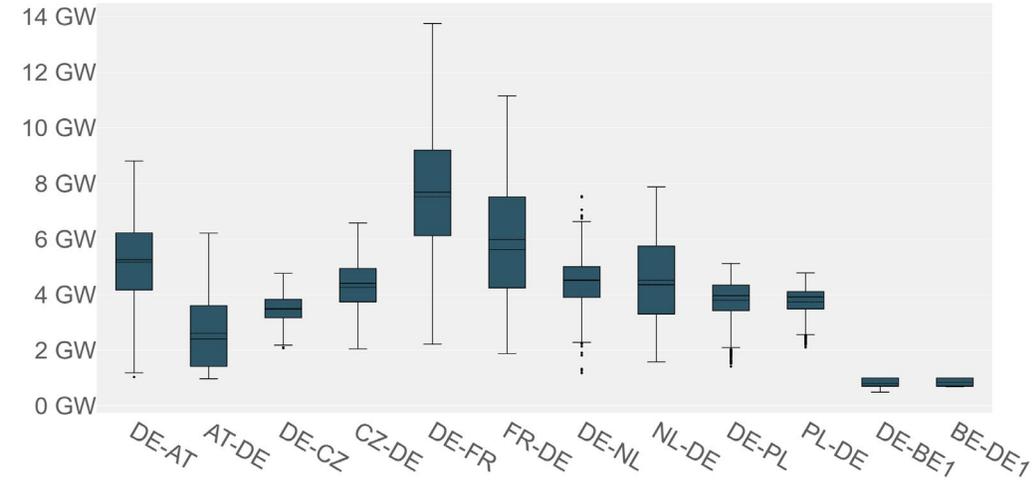
Flow-Based Handelskapazitäten

Flow-Based Handelskapazitäten in (t+1)

BA25 (t+1) Jahreslauf



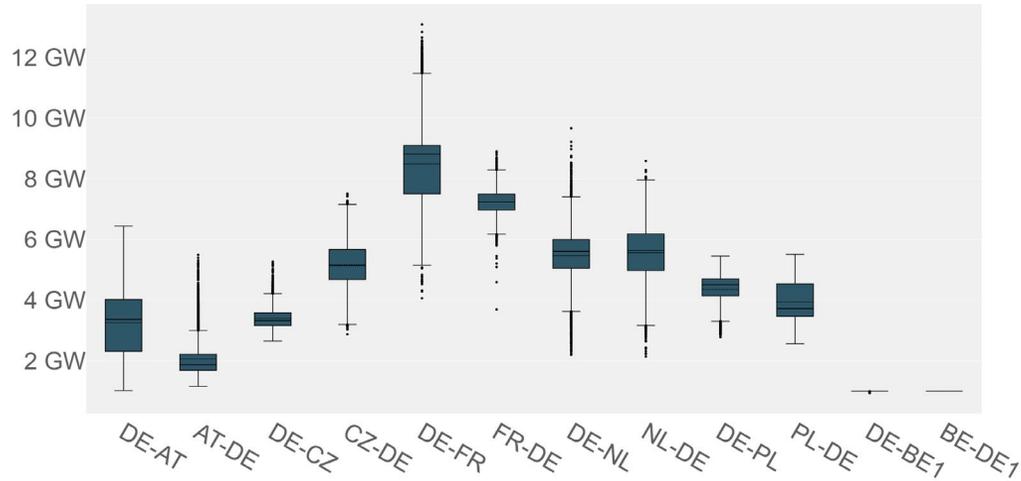
BA25 (t+1) Grenzsituation



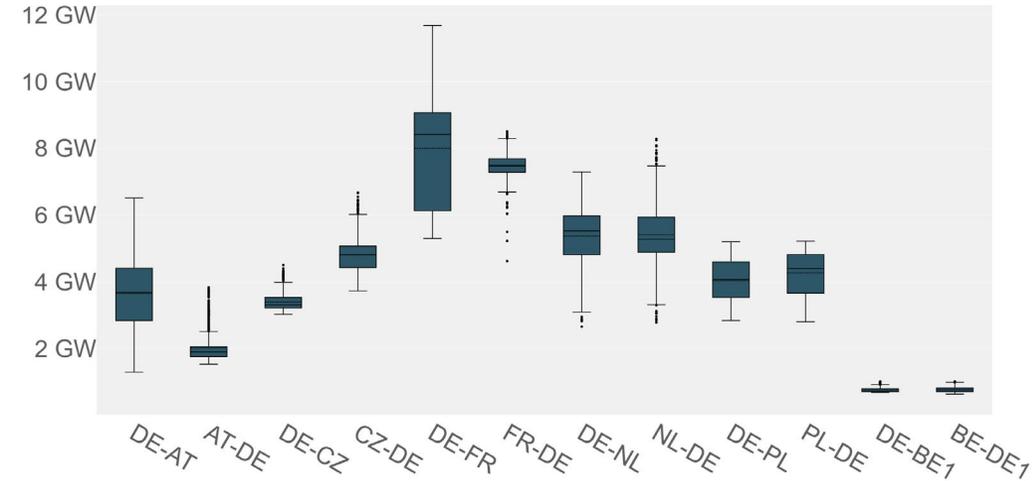
- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind.
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils die Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Flow-Based Handelskapazitäten in (t+3)

BA25 (t+3) Jahreslauf



BA25 (t+3) Grenzsituation



- Die maximalen bilateralen Austausch (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausch aller anderen Marktgebiete Null sind.
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils die Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. **Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse**
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

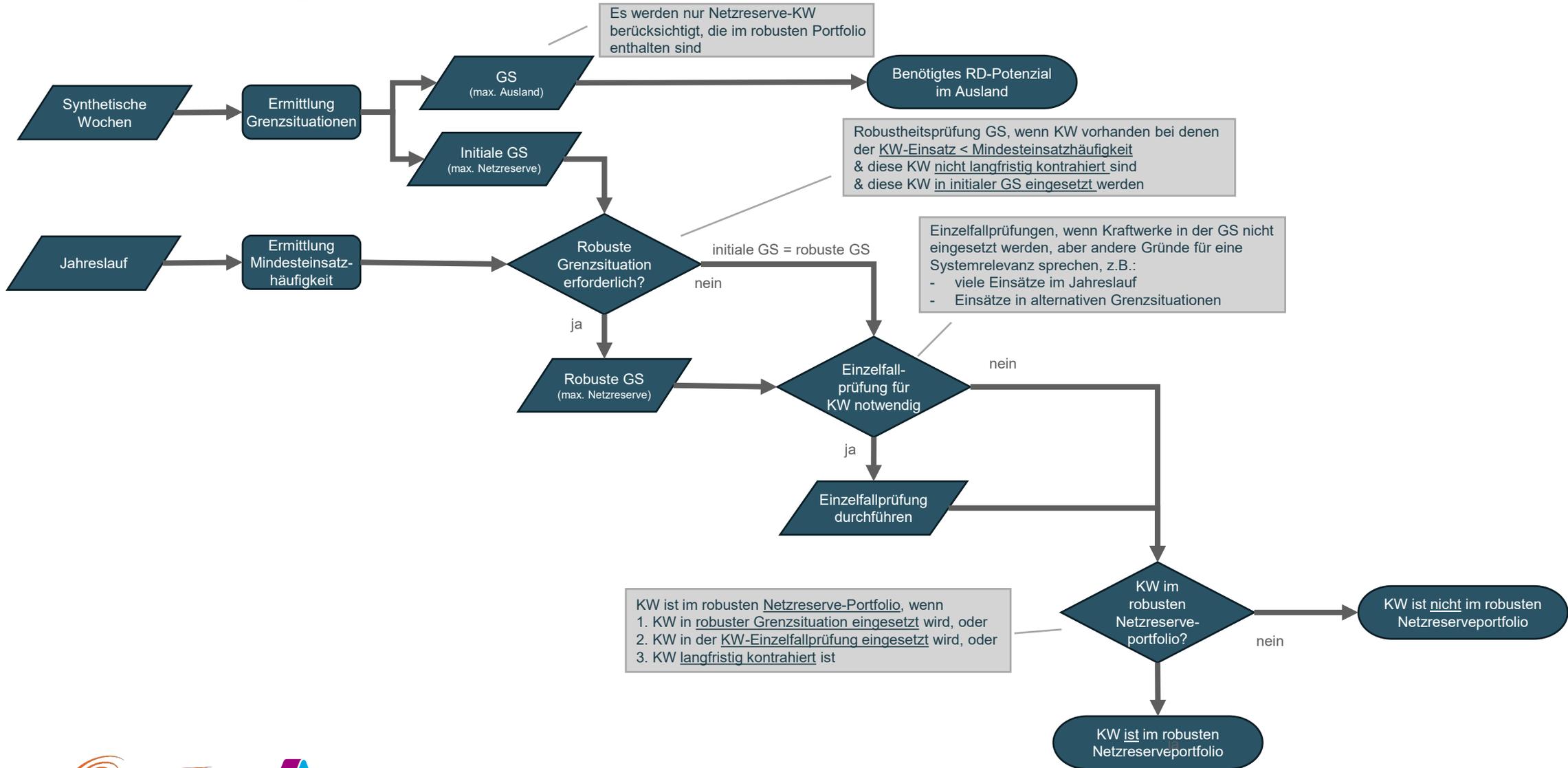
Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

- Kraftwerke werden in das **robuste Netzreserve-Portfolio** aufgenommen, wenn das Kraftwerk
 1. in der robusten Grenzsituation eingesetzt wird, oder
 2. in der Einzelfallprüfung eingesetzt wird, oder
 3. langfristig kontrahiert ist
- **Robuste Grenzsituation**
 - wird nur berechnet, wenn im Jahreslauf Kraftwerke, die nicht langfristig kontrahiert sind, weniger als mit der Mindesthäufigkeit eingesetzt werden
 - dann werden diese Kraftwerke mit höheren Strafkosten beaufschlagt, langfristig kontrahierte Kraftwerke werden nicht mit erhöhten Strafkosten beaufschlagt
 - ansonsten gilt initiale Grenzsituation = robuste Grenzsituation
- **Einzelfallprüfung**
 - wenn Kraftwerke in der Grenzsituation nicht eingesetzt werden, aber andere Gründe für eine Systemrelevanz sprechen (z.B.: viele Einsätze im Jahreslauf, Einsätze in alternativen Grenzsituationen, regionale Besonderheiten)
- **Quantitative Spannungsanalyse**
 - (Potenzielle) Netzreservekraftwerke, die nach den Systemanalysen nicht Teil des robusten Netzreserve-Portfolios sind, werden zudem im Nachgang hinsichtlich deren Beitrag zur Spannungshaltung auf Systemrelevanz geprüft

Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios



Umgang mit restriktionsbehafteten Netzreservekraftwerken

- Netzreservekraftwerke deren Weiterbetrieb dauerhaft technisch oder rechtlich unmöglich ist:
 - werden weder in Basis- noch in der Sensitivitäts-Rechnung berücksichtigt
- Netzreservekraftwerke, die mit IBN eines neuen Kraftwerks am selben Standort nicht mehr eingesetzt werden können:
 - werden weder in Basis- noch in der Sensitivitäts-Rechnung berücksichtigt
- Netzreservekraftwerke mit sonstigen temporären Restriktionen (z.B. längerfristige Instandsetzungsmaßnahme oder Nichtverfügbarkeiten):
 - werden in der Basis-Rechnung berücksichtigt
 - werden in der Sensitivitäts-Rechnung nicht berücksichtigt (→ ggf. erhöhter Auslandsbedarf / Netzreservebedarf)

Basis-Rechnung	Sensitivitäts-Rechnung
Bewertung aller installierten (pot.) Netzreservekraftwerke auf Systemrelevanz	Berücksichtigung aller voraussichtlich verfügbaren* (pot.) Netzreservekraftwerke zur Dimensionierung des Bedarfs im Ausland.

*Unter Berücksichtigung von Unsicherheiten u.a. bei Personal oder Technik

Liste der berücksichtigten Netzreservekraftwerke

Netzreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt				Energieträger	P _{max} [MW]	langfristig ausgewiesen	bekannte Restriktionen	Strafkosten (t+1) [€/MWh]	Strafkosten (t+3) [€/MWh]	Kommentar
	(t+1) Basis	(t+1) Sensi	(t+3) Basis	(t+3) Sensi							
Altbach HKW 1	X	X			Steinkohle	433	X	(t+3)	1053	-	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Altbach HKW 2 DT	Markt	Markt	X	X	Steinkohle/Erdgas	323	X		-	1044	Umrüstung auf Erdgas zwischen (t+1) und (t+3)
Altbach HKW GT E	Markt	Markt	X	X	Erdgas	65	X		-	900	
Bergkamen A	X	X	X	X	Steinkohle	717			990	990	
Bexbach A	X	X	X	X	Steinkohle	726	X		1080	1080	
Darmstadt GTKW	X	X	X	X	Erdgas	94,6			882	882	
RDK 4 (GT & DT)	X	X	X	X	Erdgas	342	X		1026	1026	Aggregiert
GKM 7 (7 & 7M)	X	X	X	X	Steinkohle	425	X		1053	1053	Aggregiert (213 + 212 MW)
GKM 8 (G19 & G18 & GN)	X	X	X	X	Steinkohle	435	X		1017	1017	Aggregiert (197 + 75 +163)
Heilbronn 5	X				Steinkohle	125	X	(t+1)	1120	1120	Restriktionen in (t+1); in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Heilbronn 6	X				Steinkohle	125	X	(t+1)	1130	1130	Restriktionen in (t+1); in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Heilbronn 7	Markt	Markt			Steinkohle	778	X	(t+3)	-	-	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Herne 4	X	X	X	X	Steinkohle	460			990	990	
Ingolstadt 3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	375	X		976	976	
Ingolstadt 4	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	386	X		986	986	
KMW 2	X	X	X	X	Erdgas	255,5	X		1188	1188	
Marbach GT3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	85	X		936	936	
RDK 7	X	X	X	X	Steinkohle	517	X		1053	1053	
Scholven B	X	X	X	X	Steinkohle	345	X		1143	1143	
Scholven C	X		X	X	Steinkohle	345	X	(t+1)	1161	1161	Restriktionen in (t+1) bekannt
Staudinger 4	X	X	X	X	Erdgas	580	X		976	976	
Staudinger 5	X	X	X	X	Steinkohle	510	X		986	986	
UPM Schongau	X	X	X	X	Erdgas	64			1152	1152	In (t+1) nur 40 MW
Voelklingen MKV	X		X		Steinkohle	179	X	(t+1) & (t+3)	1138	1138	Restriktionen für (t+1) und (t+3) bekannt
Voelklingen HKV	X		X	X	Steinkohle	211	X	(t+1)	1148	1148	Restriktionen für (t+1) bekannt
Weiher C	X	X	X	X	Steinkohle	655,6	X		1098	1098	
Zolling Block 5	X	X	X	X	Steinkohle	472	X		1026	1026	

Liste der Kapazitätsreserve & bnBm

- 1 angebotene Maximalleistung
- 2 Nach aktueller Gesetzeslage ist die Kapazitätsreserve als solche bis zum 30.09.2026 genehmigt. Für den Zeitraum danach (t+3) wird die aktuelle Kapazitätsreserve als pot. Netzreserve berücksichtigt.

Kapazitätsreserve

Kapazitätsreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	P _{max} ¹ [MW]	Strafkosten (t+1) [€/MWh]	Strafkosten (t+3) [€/MWh]	Kommentar ²
	(t+1)	(t+3)					
Ahrensfelde A/B		X	Erdgas	60	-	980 / 985	Als Kapazitätsreserve in (t+1) aufgrund begrenzter Betriebsstundenanzahl nach BImSch-Genehmigung nicht im Rahmen der Netzreserve einsetzbar. Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen
Ahrensfelde C/D		X	Erdgas	60	-	990 / 995	
Thyrow A/B		X	Erdgas	60	-	985 / 995	
Thyrow C/D/E		X	Erdgas	90	-	1012 / 1017 / 1022	
Landesbergen Gas	X	X	Erdgas	56	981	981	Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen
Emden Gas	X	X	Biogas	50	981	981	Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen
Gersteinwerk F1/F2	X	X	Erdgas	370	1012 / 985	1012 / 985	Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen
Gersteinwerk G1/G2	X	X	Erdgas	355	1022 / 995	1022 / 995	Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen
Gersteinwerk K1	X	X	Erdgas	95	1035	1035	Ab (t+3) als pot. Netzreserve zu berücksichtigen

besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)

bnBm-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	P _{max} [MW]
	(t+1)	(t+3)		
Leipheim	X	X	Erdgas	300
Marbach	X	X	Mineralöl	300
Irsching 6	X	X	Erdgas	300
Biblis	X	X	Erdgas	300

Nichtverfügbarkeiten von Netzreservekraftwerken

Methodik - Jahreslauf und Grenzsituation

Jahreslauf

- Pro-rata-Reduktion der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken basierend auf historischen Auswertungen der 4ÜNB
- Es wird zwischen einer Sommer- und einer Winter-Nichtverfügbarkeit unterschieden, da insb. im Sommer aufgrund von Revisionen höhere Nichtverfügbarkeiten gesehen werden

Grenzsituation

- Zur Bestimmung des kritischen Netznutzungsfalls innerhalb der synthetischen Woche wird mit einer pro-rata-Reduktion der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken (entsprechend der Winter-Nichtverfügbarkeit aus dem Jahreslauf) basierend auf historischen Auswertungen der 4ÜNB gerechnet.

Nichtverfügbarkeiten von Netzreservekraftwerken

Konkrete Werte - Jahreslauf und Grenzsituation

Jahreslauf

- Winter-Nichtverfügbarkeit in der BA25 (01.10. – 31.03.):
 - Durchschnitt **23,2 %** (Wert basiert auf historische Auswertungen vom 01.10.2023 - 31.03.2024)
- Sommer-Nichtverfügbarkeit in der BA25 (01.04. – 30.09.):
 - Durchschnitt **40,5 %** (Wert basiert auf historische Auswertungen vom 01.04.2023 - 30.09.2023)

Grenzsituation

- Pro-rata-Reduktions-Szenario von **23,2 %** entsprechend der Winter-Nichtverfügbarkeit aus dem Jahreslauf

- i** **Ergänzende Hinweise**
- Die Werte gelten für bestehende, wie für potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserven

Strafkosten

Kalkulatorischer Preis EE

Kalkulatorischer Preis für EE für 1.10.2024 – 30.09.2025

Formel	$p_{\text{kalk}} = MF \times (\emptyset c_{\text{RD}+} + \emptyset c_{\text{RD}-}) - \emptyset c_{\text{RD}+}$ $\emptyset c_{\text{RD}+} = 181,10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}},$ $\emptyset c_{\text{RD}-} = -130,40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
EE	$p_{\text{kalk,EE}} = 325,8 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ Mindestfaktor von 10

Strafkosten

Berücksichtigung KWK

Berücksichtigung KWK analog zur Methodik der FGH zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise:

- Durch eine Anpassung des EnWG am 12.07.2022 ist § 13 (1b) entfallen
 - Daher wird für KWK-Strom kein Mindestfaktor mehr gefordert
- Beibehaltung des europarechtlichen Vorrangs der KWK-Verstromung in kostenbasierter Auswahlentscheidung durch Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten ergeben:
 - Bereitstellung von Ersatzwärme oder
 - Entgangene Wärmeerlöse

Recherche:

- Literaturrecherche und Nachforschungen bei den ÜNB hat keine verlässlichen aktuellen Kostendaten ergeben
- Studie des Umweltbundesamt/Öko-Institut e.V.¹ hat einen **Wärmefaktor von 1,3 auf Grenzkostenpreis** für Erdgas zur Berechnung der Wärmeerlöse ermittelt
 - Annahme eines Faktors von 1,3 auf die Grenzkosten des teuersten Marktkraftwerks in Deutschland für entgangene Wärmeerlöse in Redispatch-Simulationen

Fazit:

- Leistungsabsenkung von wRDV wird mit Kosten in **Höhe des 0,3-fachen der Grenzkosten** des teuersten Marktkraftwerks (plus reguläre Strafkosten) berücksichtigt
 - Nachrangigkeit von KWK-Einsenkungen ggü. Marktkraftwerken eingehalten

Strafkosten

Berücksichtigte Straf- und Grenzkosten in der Lastflussoptimierung

	Grenzkosten [€/MWh]	Strafkosten (t+1) & (t+3) [€/MWh]	Strafkosten Formel	Verhältnis zu (SK _{Markt} + GK _{max})
Marktkraftwerke in DE	individuelle GK	80	$SK_{\text{Markt}} = \frac{GK_{\text{max}} - GK_{\text{min}}}{2}$	-
RD Potenzial in AT (max. 1,5 GW)	individuelle GK	80	SK_{Markt}	-
Einsenkung der Pump-/Turbinierleistung in DE (nur in GS)	0	270	$SK_{\text{Markt}} + GK_{\text{max}}$	-
Erhöhung KWK-Strom			$1,3 * GK_{\text{max}} + SK_{\text{Markt}} - \text{individuelle GK}$	-
Erhöhung / Einsenkung KWK-KW Marktbereich	individuelle GK	80	SK_{Markt}	-
Einsenkung KWK-Strom			$0,3 * GK_{\text{max}} + SK_{\text{Markt}} + \text{individuelle GK}$	-
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung)	0 (5.400)	810-1.350	Relativ	3-5 (23-25)
Wind Offshore Wind Onshore PV	0	2.100	$\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}} - 10$ $\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}}$ $\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}} + 10$	-
Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) (Robustheitsprüfung)	0 (5.400)	9.720	Relativ	36 (56)
Ausländisches Redispatch-Potenzial (Robustheitsprüfung)	0 (5.400)	19.440	Relativ	72 (92)
Verbleibende Überlastungen	-	388.000	relativ	1.435
PST-Stufung	-	Individuell	-	-
HGÜ-Anpassung	-	5	-	-
Summennebenbedingung AT (höhere SK bei RD von >1,5 GW) (Robustheitsprüfung)	-	19.360 (24.760)	$SK_{\text{Ausland}} - SK_{\text{Markt}}$	-

Verhältnis wird immer zum RD mit dem teuersten Markt-KW gebildet

Vermeidung Markt-Nachoptimierung

Bei Erhöhung bzw. Einsenkung von KWK-Strom GK = 0. Modellierung über Leistungsbereiche derzeit nicht möglich → Berücksichtigung bei SK

$SK = MF \times (SK_{\text{Markt KW,RD+}} + SK_{\text{Markt KW,RD-}} - SK_{\text{Markt KW,RD+}})$

Spreizung der SK um die Reihenfolge in der betrieblichen Praxis abzubilden und ein deterministisches Verhalten zu erreichen

- GK_{min} = Grenzkosten des günstigsten Marktkraftwerks in Deutschland
- GK_{max} = Grenzkosten des teuersten Marktkraftwerks in Deutschland
- $\rho_{\text{kalk,EE}}$ = kalkulatorischer Preis für EE gemäß <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

Berücksichtigte RD-Potenziale

Kraftwerkstyp	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potenzial	Bemerkungen
Konventionelle Anlagen > 10 MW	X (gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		Ggfs. Wärmekopplung	Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Konventionelle Anlagen + KWK < 10 MW	Bestimmung durch Prognosemodell, Nutzungsgrad und Praktikabilität des Planwertmodells noch offen	X (gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)	Überwiegend wärmegeführte GD- BHKW	Gegeben über VNB-Cluster	0	Aufgrund des Umsetzungsstands von RD 2.0 wird bei sicherheitsorientierter Betrachtungsweise derzeit kein Potential unterstellt
WKA am ÜN	X			Gegeben	100%	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
WKA am VN		X		Gegeben über VNB-Cluster	100%	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
PV		X		Gegeben über VNB-Cluster	100% (Freiflächenanlagen) 0% (Dachanlagen)	Nutzung des vollständigen Potenzials von PV-Freiflächenanlagen. Keine Berücksichtigung von PV-Dachanlagen.
Pumpspeicher	X			Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Pumpspeicher werden nur in den synthetischen Wochen als redispatchfähig im Sinne einer Pump- bzw. Einspeisereduzierung berücksichtigt. Im Jahreslauf kein RD-Potenzial.
Großbatteriespeicher >10 MW	X			Gegeben	100% (siehe Bemerkungen)	Großbatteriespeicher werden nur in den synthetischen Wochen als redispatchfähig im Sinne einer Lade- bzw. Einspeisereduzierung berücksichtigt. Im Jahreslauf kein RD-Potenzial.

Berücksichtigte RD-Potenziale

Kraftwerkstyp	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potenzial	Bemerkungen
Biomasse > 10 MW	X (> 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)			Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Biomasse > 100 kW	Bestimmung durch Prognosemodell, Nutzungsgrad und Praktikabilität des Planwertmodells noch offen	X (< 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		Gegeben über VNB-Cluster	0	Aufgrund des Umsetzungsstands von RD 2.0 wird bei sicherheitsorientierter Betrachtungsweise derzeit kein Potential unterstellt
Laufwasser > 10 MW	X (> 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)			Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potenziale
Laufwasser > 100 kW	Bestimmung durch Prognosemodell, Nutzungsgrad und Praktikabilität des Planwertmodells noch offen	X (< 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		Gegeben über VNB-Cluster	0	Keine Kenntnis über Potenziale; Prognose-/ Datenqualität der VNB unsicher

Berücksichtigte RD-Potenziale

RD-Potenziale im Ausland

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2025 sind keine Reservekraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.
- Es besteht ein **gesichertes RD-Potenzial in AT in Höhe von bis zu 1,5 GW.**

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Allgemeines

Auswahl Zeithorizonte

Betrachtet werden zwei Zeithorizonte:

- (t+1) – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2025**
- (t+3) – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2027**

Hinweise

- Es sind alle Netzausbaumaßnahmen aufgeführt, welche nach heutigem Kenntnisstand bis spätestens in Q3/2027 (teil-)realisiert sind.
- Es handelt sich bei den für die BA25 angenommenen Inbetriebnahmedaten um eine konservativ realistische Abschätzung der ÜNB.
- Zur besseren Übersicht sind
 - Anzahl der geplanten MSCDN¹ und Drosseln je ÜNB zusammengefasst,
 - Neubau von Anlagen (Punktmaßnahmen) und Transformatoren nicht mit aufgeführt,
 - Teilabschnitte von Streckenmaßnahmen teilweise zusammengefasst.
- Demontage z. B. von 220-kV-Assets nicht explizit aufgeführt

Netzausbaumaßnahmen DE

DC-Streckenmaßnahmen

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
DC2		Osterath – Philippsburg (Ultranet) inkl. Konverter	BBPIG 2	Amprion/ TNG		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen TenneT und TransnetBW

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
P46	M56	Ostbayernring - Abschnitt A: Schwandorf - Etzenricht	BBPIG 18	TenneT	X	X
P46	M56	Ostbayernring – Abschnitt B: Nord Oberfranken	BBPIG 18	TenneT		X
P46	M56	Ostbayernring – Abschnitt B: Süd Oberpfalz	BBPIG 18	TenneT		X
TTG 006		Wahle - Mecklar - Abschnitt C/D: Hardeggen - Mecklar	EnLAG 6	TenneT	X	X
P24	M71b	Ltg. Dollern - Sottrum	BBPIG 7	TenneT	X	X
P33	M24	Leistungserhöhung nach NABEG Leitung Wahle - Hattorf - Helmstedt - Landesgrenze	BBPIG 10	TenneT		X
P228	M800	Liedingen - Bleckenstedt/Süd	BBPIG 59	TenneT		X
P212	M473	Bergshausen – Borken	BBPIG 88	TenneT		X
TNG-P70	M106	Birkenfeld - Mast 115A (Ötisheim)	BBPIG 35	TransnetBW	X	X
TNG-P48	M38a	Kupferzell Pkt. Rittershausen	BBPIG 20	TransnetBW		X
TNG-P48	M39	Kupferzell - Großgartach	BBPIG 20	TransnetBW		X
P420	M630	Pkt. Reicheneck - Pkt. Rommelsbach	Netzoptimierung	TransnetBW		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen 50Hertz

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	EnLAG3	50Hertz	X	X
50HzT-003	M50HzT-003c	Vierraden: 380-kV-Einschleifung (2.)	EnLAG 3	50Hertz	X	X
50HzT-P34	M22b	Parchim/Süd - Perleberg	BBPIG 39	50Hertz	X	X
50HzT-P34	M22c	Güstrow - Parchim/Süd	BBPIG 39	50Hertz		X
50HzT-P36	M21	Bertikow - Pasewalk	BBPIG 11	50Hertz	X	X
50HzT-P38	M27a	Pulgar - Geußnitz (Abschnitt Ost)	BBPIG 13	50Hertz		X
50HzT-P38	M27b	Geußnitz - Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	BBPIG 13	50Hertz		X
50HzT-P38	M27c	Bad Sulza - Vieselbach (Abschnitt West)	BBPIG 13	50Hertz		X
50HzT-P39	M29a	Röhrsdorf - Weida (Abschnitt Ost)	BBPIG 14	50Hertz		X
50HzT-P39	M29b	Weida - Remptendorf (Abschnitt West)	BBPIG 14	50Hertz		X
50HzT-P364	M596	Klostermansfeld: 380-kV-Einschleifung (2.)		50Hertz	X	X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen Amprion

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
AMP-P009		Punkt Nordvelen – Punkt Haddorfer See	EnLAG 5	Amprion	X	X
AMP-022	M022a	Kruckel – Garenfeld	EnLAG 19	Amprion	X	X
AMP-P47a		Punkt Kriftel - Farbwerke Höchst-Süd	BBPIG 76	Amprion	X	X
AMP-P310		Bürstadt - Daxlanden	Netzoptimierung	Amprion	X	X
AMP-P014		Mühlenberg – Punkt Selm		Amprion		X
AMP-014	M014d	Osterath – Gohrpunkt	EnLAG 15	Amprion		X
AMP-P021		Cloppenburg – Merzen (Anbindung Merzen)	BBPIG 6	Amprion		X
AMP-P41	M57	Punkt Metternich – Wengerohr	BBPIG 15	Amprion		X
AMP-P47		Pfungstadt – Weinheim	BBPIG 19	Amprion		X
AMP-P464		Punkt Fraulautern – Prims (Provisorium)	BBPIG 98	Amprion		X
AMP-P324		Witten – Hattingen	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P170		HTLS Uchtelfangen – Ensdorf	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P408		HTLS Eiberg – Emscherbruch	Netzoptimierung	Amprion		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Lastflusssteuernde Maßnahmen

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Standort	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
TTG-021	M559	Querregeltransformatoren	Krempermarsch (1 - 4)		TenneT	X	X
50HzT-P128	M213	Querregeltransformatoren	Vierraden (3 & 4)		50Hertz	X	X
50HzT-P357	M566	Querregeltransformatoren	Güstrow (1 - 4)		50Hertz		X
TNG-P350	M561	Querregeltransformatoren	Pulverdingen	Netzoptimierung	TransnetBW		X
AMP-P346	M557	Querregeltransformatoren	Hanekenfähr (1 & 2)	Netzoptimierung	Amprion	X	X
AMP-P347	M558	Querregeltransformatoren	Oberzier (1 & 2) ¹	Netzoptimierung	Amprion	X	X

¹ In (t+1) nur ein Querregeltransformator verfügbar

Netzausbaumaßnahmen DE

- 1 Static Synchronous Compensator
- 2 STATCOM-Betrieb

Blindleistungskompensationsmaßnahmen – STATCOM¹

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmenart	Standort	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
TTG-018	STATCOM	Landesbergen	Netzoptimierung	TenneT	X	X
TTG-018	STATCOM	Eickum	Netzoptimierung	TenneT		X
TTG-018	STATCOM	Mehrum/Nord	Netzoptimierung	TenneT	X	X
TTG-018	STATCOM	Würgau	Netzoptimierung	TenneT		X
AMP-P412	STATCOM	Polsum	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P412	STATCOM	Wehrendorf	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P412	STATCOM	Rheinau	Netzoptimierung	Amprion	X	X
AMP-P412	STATCOM	Bürstadt	Netzoptimierung	Amprion	X	X
50HzT-P360	STATCOM	Weida	Netzoptimierung	50Hertz		X
50HzT-P360	STATCOM	Ragow (1 & 2)	Netzoptimierung	50Hertz		X
50HzT-P360	STATCOM	Lauchstädt (1 & 2)	Netzoptimierung	50Hertz		X
DC05	Konverter ²	Wolmirstedt	BBPIG 5	50Hertz		X
DC02	Konverter ²	Philippsburg	BBPIG 2	TransnetBW	X	X
DC03	Konverter ²	Großgartach	BBPIG 3	TransnetBW		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Blindleistungskompensationsmaßnahmen – rPSA¹

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmenart	Standort	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
TTG-018	rPSA	Würgassen	Netzoptimierung	TenneT	X	X
TTG-018	rPSA	Großkrotzenburg	Netzoptimierung	TenneT		X
P400	rPSA	Etzenricht	Netzoptimierung	TenneT		X
AMP-P412	rPSA	Meppen (1 & 2)	Netzoptimierung	Amprion	X	X

Netzausbaumaßnahmen DE

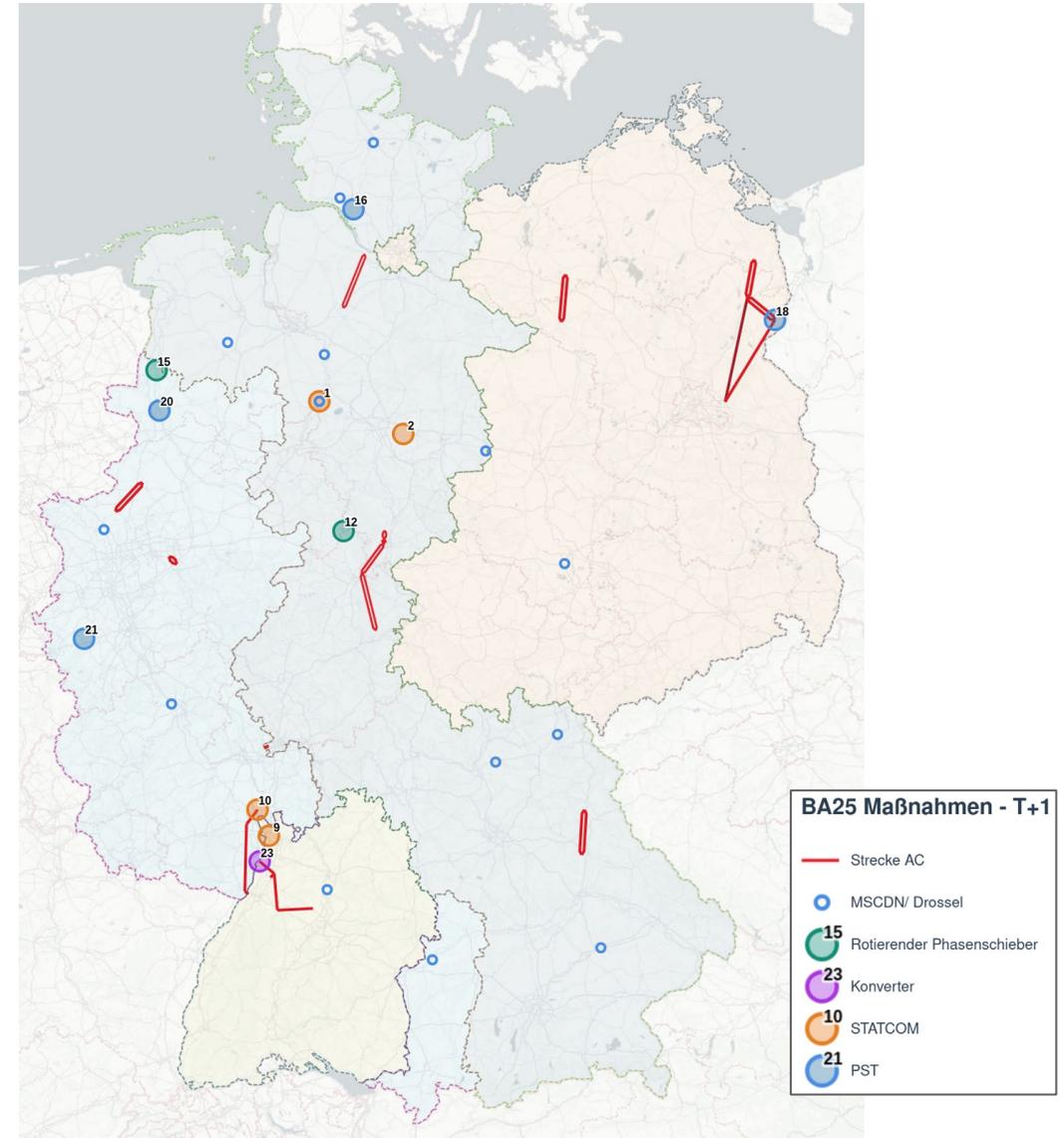
Blindleistungskompensationsmaßnahmen – Drossel/ MSCDN¹

Bezeichnung	ÜNB	(t+1)	(t+1) & (t+3)
Drossel	Amprion	3	8
	TenneT	8	20
	TransnetBW	1	3
	50Hertz	0	5
MSCDN	Amprion	0	3
	TenneT	5	8
	TransnetBW	0	3
	50Hertz	1	2

Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen in (t+1)

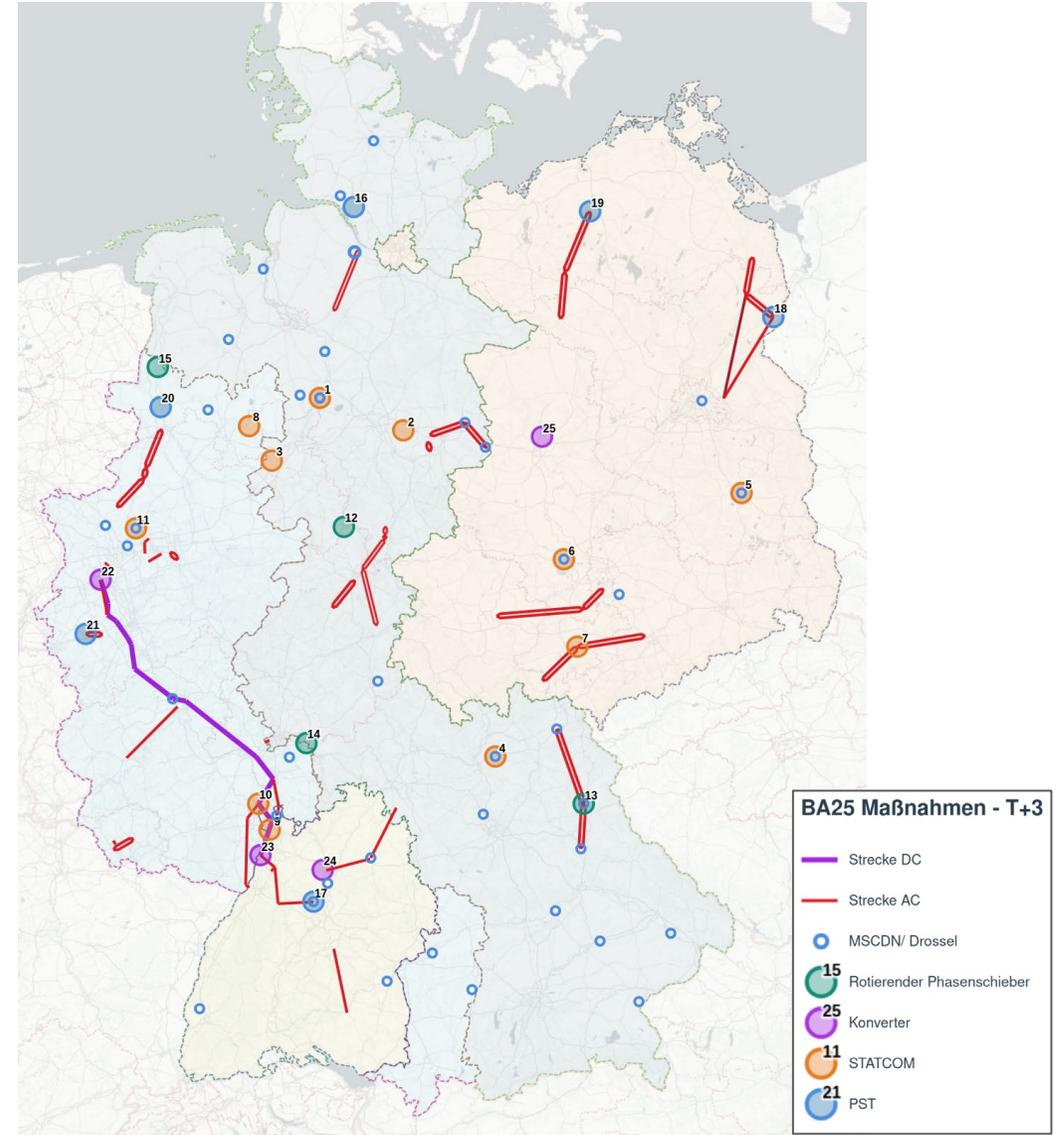
Nummer	Punktmaßnahme ¹
1	STATCOM Landesbergen
2	STATCOM Mehrum/ Nord
9	STATCOM Rheinau
10	STATCOM Bürstadt
12	Rotierender Phasenschieber Würgassen
15	rotierender Phasenschieber Meppen (1 & 2)
16	PST Krempermarsch (1 - 4)
18	PST Vierraden (3 & 4)
20	PST Hanekenfähr (1 & 2)
21	PST Oberzier (1)
23	Konverter Philippsburg



Netzausbaumaßnahmen DE

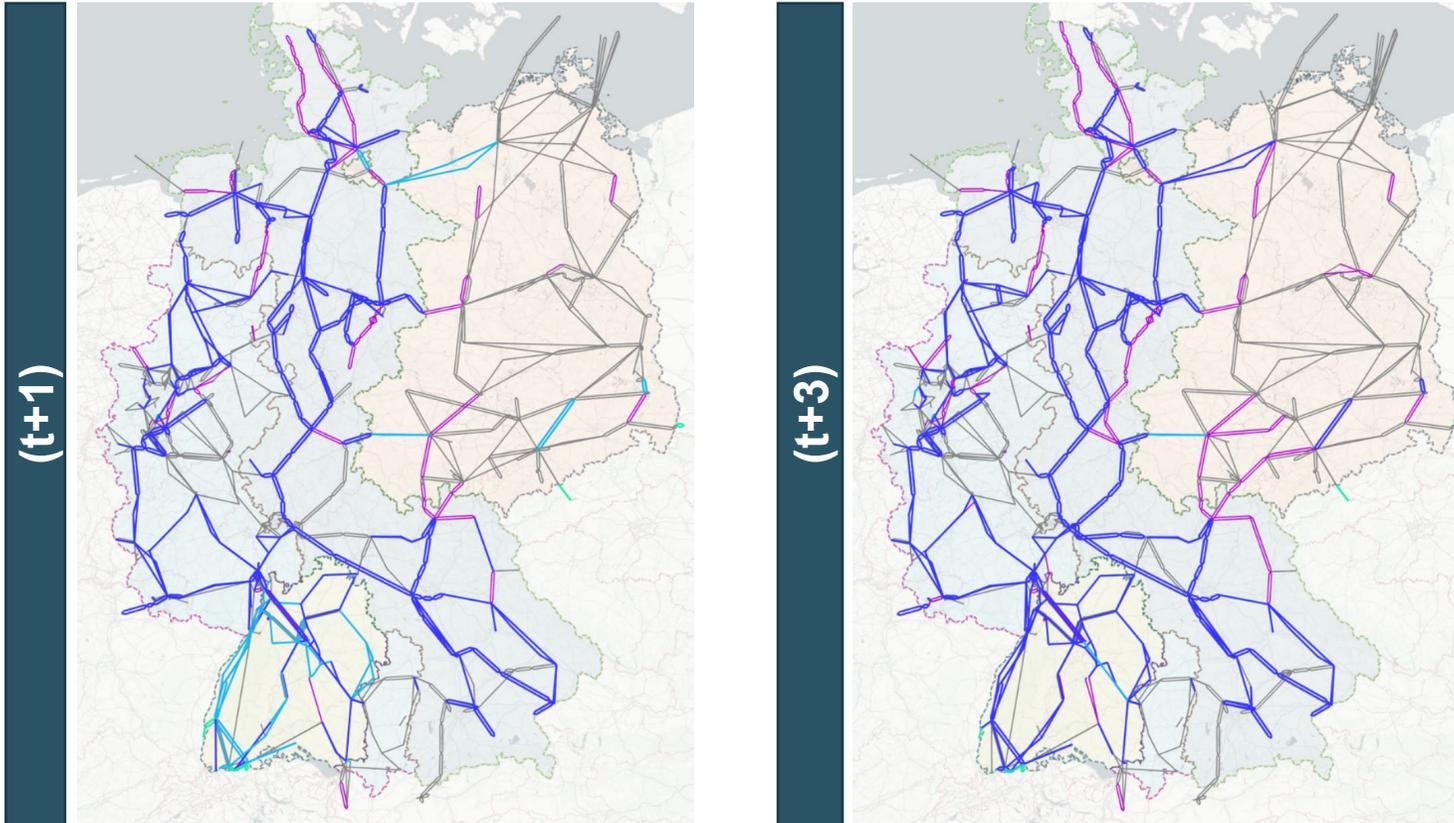
Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen in (t+3)

Nummer	Punktmaßnahme ¹
0	STATCOM Landesbergen
2	STATCOM Mehrum/ Nord
3	STATCOM Eickum
4	STATCOM Würgau
5	STATCOM Ragow (1 & 2)
6	STATCOM Lauchstädt (1 & 2)
7	STATCOM Weida
8	STATCOM Wehrendorf
9	STATCOM Rheinau
10	STATCOM Bürstadt
11	STATCOM Polsum
12	Rotierender Phasenschieber Würgassen
13	Rotierender Phasenschieber Etzenricht
14	Rotierender Phasenschieber Großkrotzenburg
15	Rotierender Phasenschieber Meppen (1 & 2)
16	PST Krempermarsch (1 - 4)
17	PST Pulverdingen
18	PST Vierraden (3 & 4)
19	PST Güstrow (1 - 4)
20	PST Hanekenfähr (1 & 2)
21	PST Oberzier (1 & 2)
22	Konverter Osterath
23	Konverter Philippsburg
24	Konverter Großgartach
25	Konverter Wolmirstedt

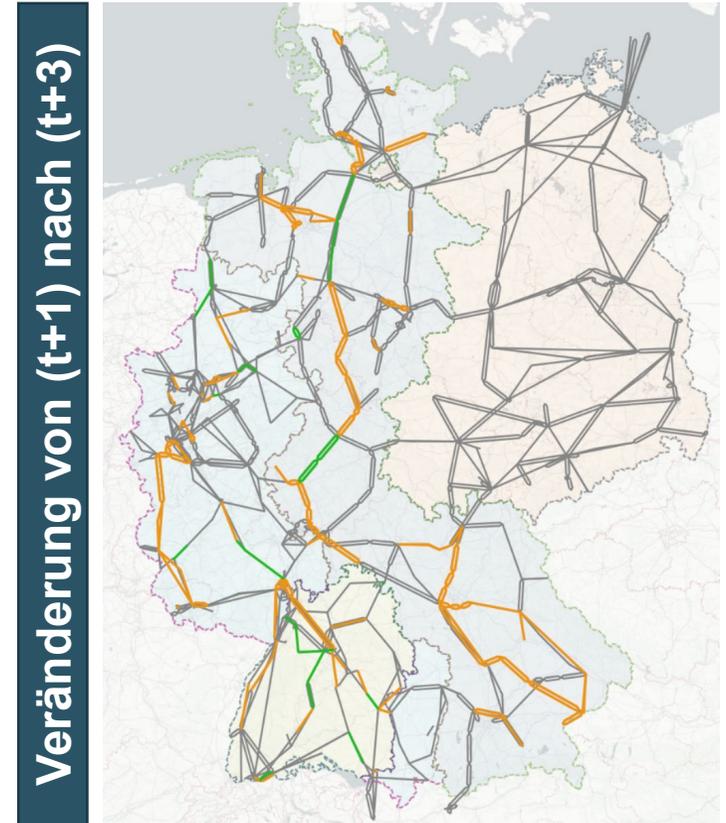


Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Annahmen zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB)



- = Lokal (temperatur- und windabhängiger WAFB)
- = Regional (temperaturabhängiger WAFB)
- = Sonstige (saisonal abhängiger/ individueller WAFB)
- = Seilnennstrom ≥ 3.600 A (wetterunabhängig)



Veränderung der max. Stromgrenzwerte WAFB-fähiger Stromkreise:

- = Erhöhung
- = Rückgang

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freischahtplanung

Freischnittplanung

Methodisches Vorgehen zur Berücksichtigung von Freischnittungen

Jahreslauf (t+1) und (t+3)

- Anwendung einer pauschalen Abschlagslogik auf die Grenzwerte aller relevanten 380/220kV-Stromkreise
- Datenbasis für die Ermittlung des pauschalen Abschlagswertes bildet eine historische Auswertung von betrieblichen Datensätze aus dem Day Ahead Congestion Forecast (DACF) für DE im Zeitraum 01.07.2022 - 30.06.2024 (Die Berechnungslogik zur Ermittlung des Abschlagswertes ist auf der Folgefolie dargestellt)
 - Für die BA25 ergaben die Auswertungen eine Reduktion der Stromtragfähigkeit auf allen relevanten 380/220kV-Stromkreise auf **96,30 %** (BA24 96,75%).
- Der für DE ermittelte pauschale Abschlagswert soll gleichermaßen auch auf die relevanten 380/220kV-Stromkreise des europäischen Auslands angewendet werden

Grenzsituation (t+1)

- Anwendung von relevanten diskreten Freischnittungen für DE und das europäische Ausland anhand eines Zieltages aus den Monaten Oktober – Dezember
- Es werden Freischnittungen mit einer Dauer und/oder Rückschaltzeit von ≥ 24 h berücksichtigt
- Datenbasis bildet der europäische Prozess „Outage Planning and Coordination“ (OPC) gemäß System Operation Guideline, ergänzt um hausinterne Quelle der 4 ÜNB

Grenzsituation (t+3)

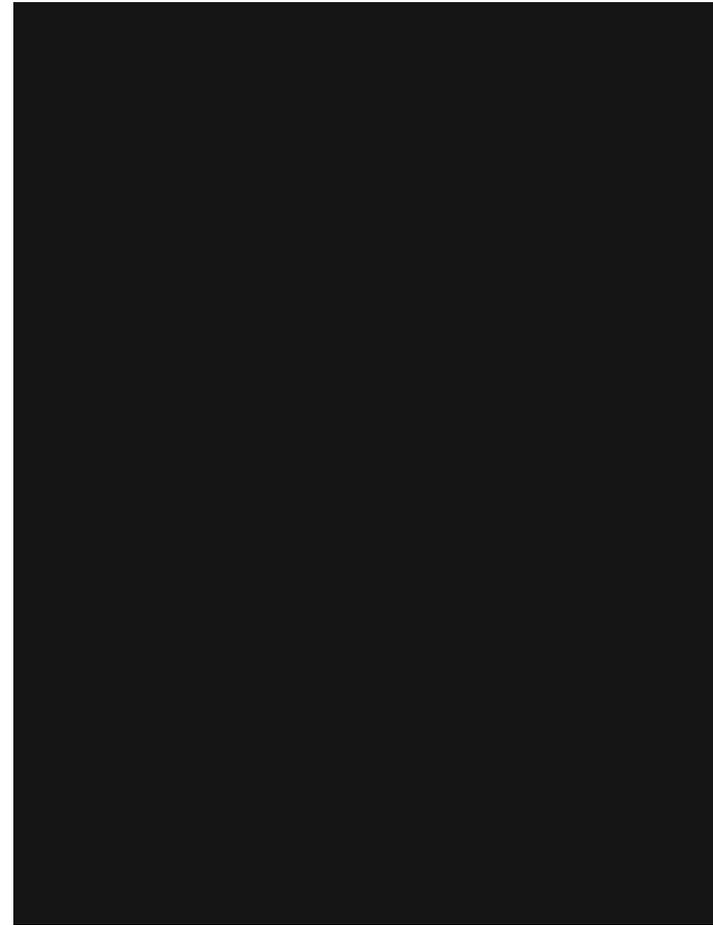
- Anwendung der pauschalen Abschlagslogik aus dem Jahreslauf, aufgrund mangelnder / ungesicherter Informationsbasis zu Freischnittungen in Zeithorizonten $> (t+1)$

Freis haltplanung für die GS (t+1)

Aktuelle Planung

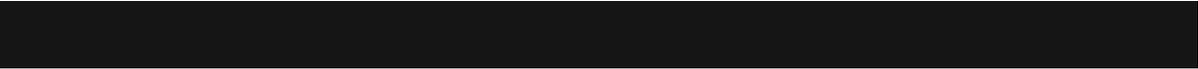


Nr.	Station	Betriebs- mittel	ÜNB	Spannungs- ebene
[Redacted content]				



Freischnittplanung für die GS (t+1)

Aktuelle Planung



Nr.	Station	Betriebsmittel	ÜNB	Spannungsebene
[Redacted]				

Nr.	Station	Betriebsmittel	ÜNB	Spannungsebene
[Redacted]				

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. **Marktsimulation**
8. Netzanalysen
9. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

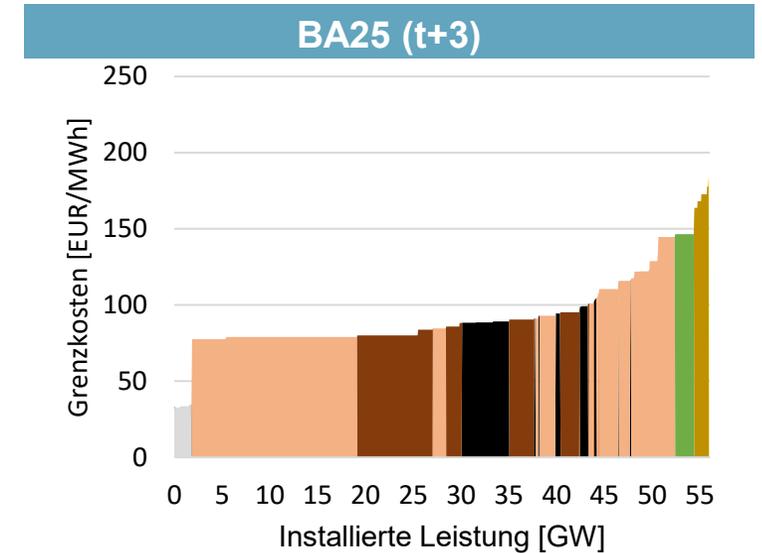
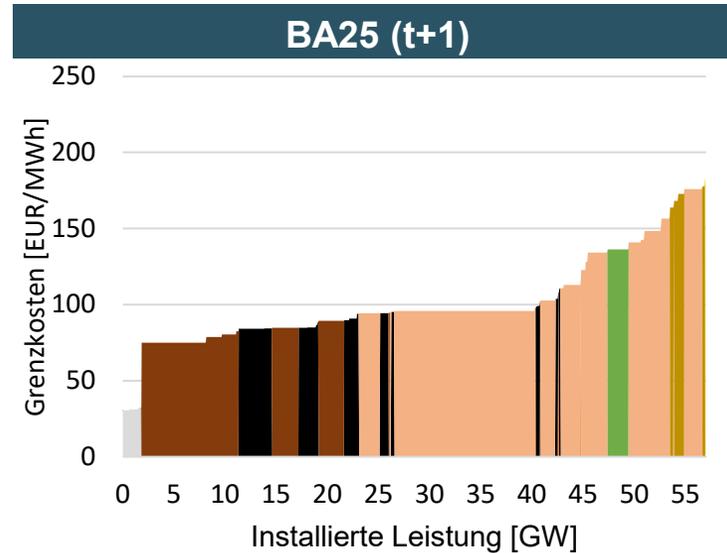
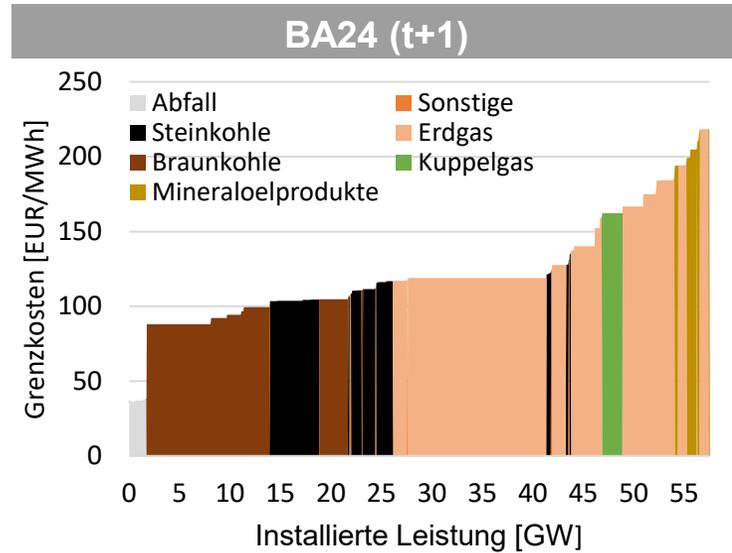
Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

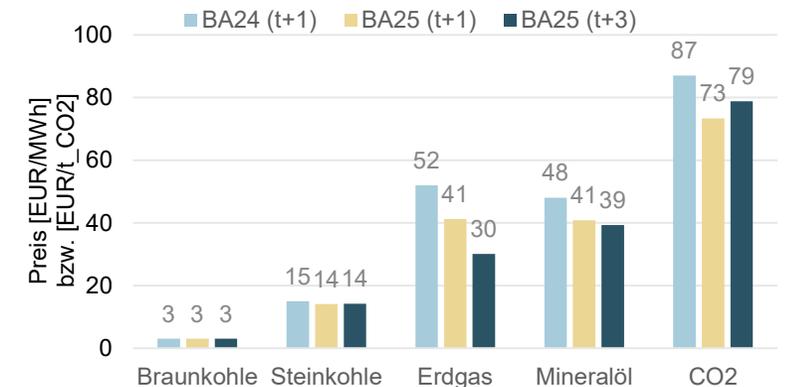
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Marktsimulation – Merit Order



- **Geringer Rückgang** der installierten **konventionellen** Leistung
- **Sinkende Brennstoffpreise** und stagnierende Emissionszertifikatspreise führen zu einem **gesunkenen Grenzkostenniveau**
- In (t+1) führen weiterhin Abfall, Braun- und Steinkohle die Merit-Order an
- **Zunehmender Abtausch** von Braun- und Steinkohle hin zu Erdgas in (t+3) erkennbar
- **Mineralölprodukte** rücken weiter an den **Rand der Merit-Order**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2025/26 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2024/25 (BA24 (t+1))

	BA24	BA25	Differenz
Energiemenge [TWh]	(t+1) (2024/25)	(t+1) (2025/26)	
Erzeugung			
Erzeugung Konventionell	253,8	222,8	-31,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	95,5	81,5	-14,0
Steinkohle	39,5	30,0	-9,5
Erdgas	68,2	62,7	-5,5
Sonstige Thermische	21,3	19,5	-1,8
Sonstige NEE	29,4	29,1	-0,3
Erzeugung Stromspeicher	13,4	16,6	3,2
Pumpspeicher	10,5	12,2	1,7
Haushaltsbatteriespeicher	1,6	2,2	0,6
Sonstige Speicher	1,4	2,3	0,9
Erzeugung Erneuerbare	309,1	341,9	32,8
Wind Onshore	118,1	128,7	10,6
Wind Offshore	34,4	41,0	6,6
Photovoltaik	91,6	103,8	12,2
Biomasse	45,9	50,6	4,7
Hydro	19,2	17,8	-1,4
Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0
Erzeugung Gesamt	576,4	581,4	5,0
Nachfrage			
Bruttostromverbrauch (ohne Eigenverbrauch)	567,1	543,5	-23,6
Last ohne Stromspeicher	552,8	525,4	-27,4
Preissensitive Lasten	0,9	2,3	1,4
Elektromobilität	9,1	7,2	-1,9
Großverbraucher	19,9	62,7	42,8
Konventionell	505,0	426,6	-78,4
Wärmepumpen	7,4	15,6	8,2
Netzverluste	10,7	11,1	0,4
Last Stromspeicher	14,3	18,0	3,7
Last Pumpspeicher	10,9	13,2	2,3
Last Haushaltsbatteriespeicher	1,8	2,3	0,5
Last Sonstige_Speicher	1,5	2,5	1,0
ENS [GWh]	0,0	0,0	0,0
Exportsaldo	9,3	37,9	28,6

- **Reduktion der Kohleverstromung** um insgesamt **23,5 TWh** bzw. **17 %** im Vergleich zur BA24 (t+1).
- **Anstieg der Wind- und Solarerzeugung** um insgesamt **29,4 TWh** im Vergleich zur BA24 (t+1).
- Die **Erzeugung in Deutschland** setzt sich in der BA25 (t+1) aus **59 % erneuerbaren Energien, 38 % konventioneller Erzeugung** und **3 % Speichern** zusammen.
EE-Anteil an der Gesamterzeugung in BA24 (t+1): 54 %
- Insgesamt leichter **Rückgang der Stromnachfrage**.
Verlagerung von **konventioneller Last** hin zu **Großverbrauchern** und **Wärmepumpen**.

Handelssituation in Europa

Jahreslauf 2025/26 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2024/25 (BA24 (t+1))

- DE ist Nettoexporteur mit einem Nettohandelssaldo von 37,9 TWh

Erhöhung des Handelssaldos DE um 28,6 TWh im Vergleich zur BA24 (t+1)

- Die größten Nettoexporteure sind FR, DE, SE und NO

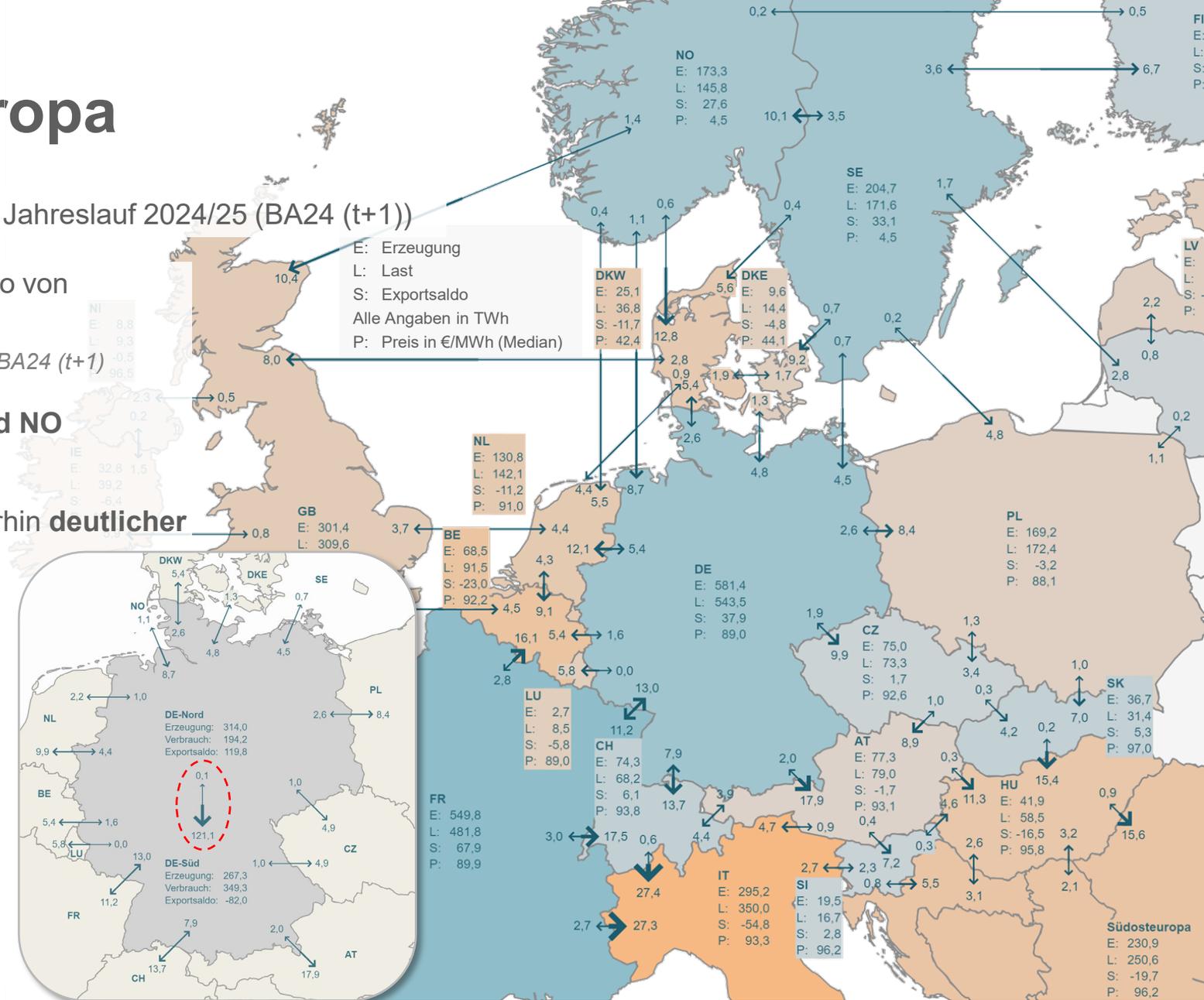
Vergleichbar zu BA24 (t+1)

- IT ist mit einem Handelssaldo von -54,8 TWh weiterhin deutlicher Nettoimporteur

Verringerung des Handelssaldos von IT gegenüber BA24 (t+1) um 9,7 TWh

- Innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 121,1 TWh

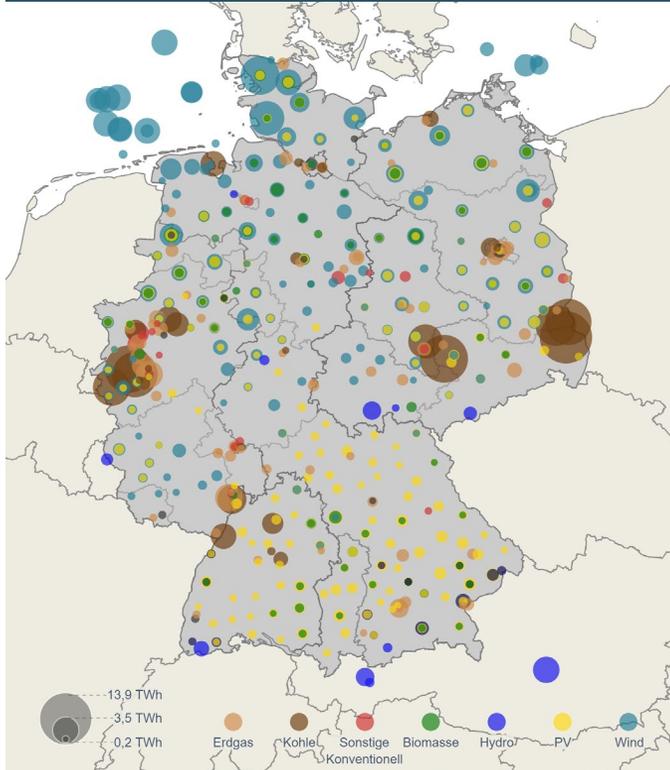
Erhöhung um 6,1 TWh im Vergleich zur BA24 (t+1)



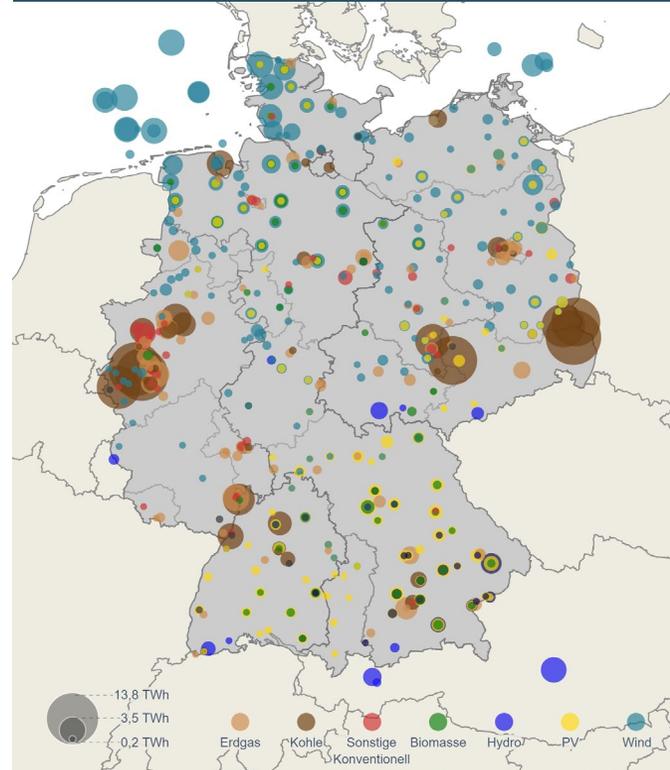
Regionale Verteilung der Erzeugung in Deutschland

Jahreslauf 2025/26 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2024/25 (BA24 (t+1))

BA25 (t+1)



BA24 (t+1)



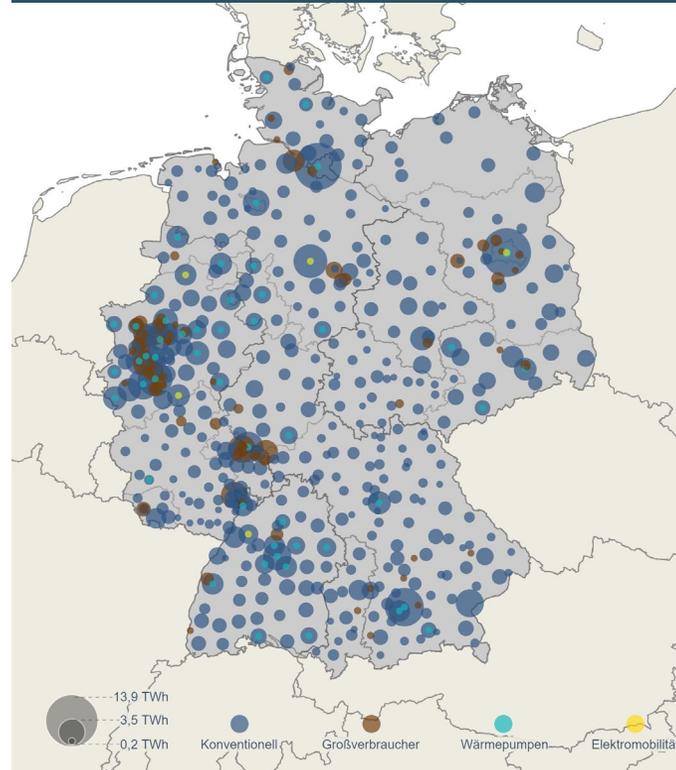
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt sich:

- Änderung der regionalen Verteilung durch Anpassung der Methodik (Wechsel der Auflösung auf Landkreisebene).
- ein Anstieg der Erzeugung aus **Wind** insbesondere in **SH, MV, BB und NI**.
- ein Anstieg der Erzeugung von **PV-Anlagen** insbesondere in **BY und BB**.

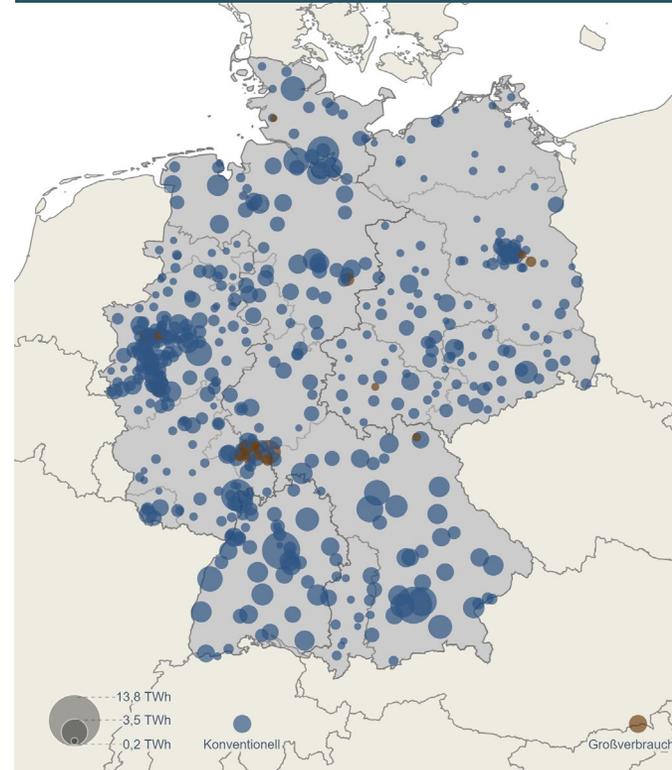
Regionale Verteilung der Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2025/26 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2024/25 (BA24 (t+1))

BA25 (t+1)



BA24 (t+1)



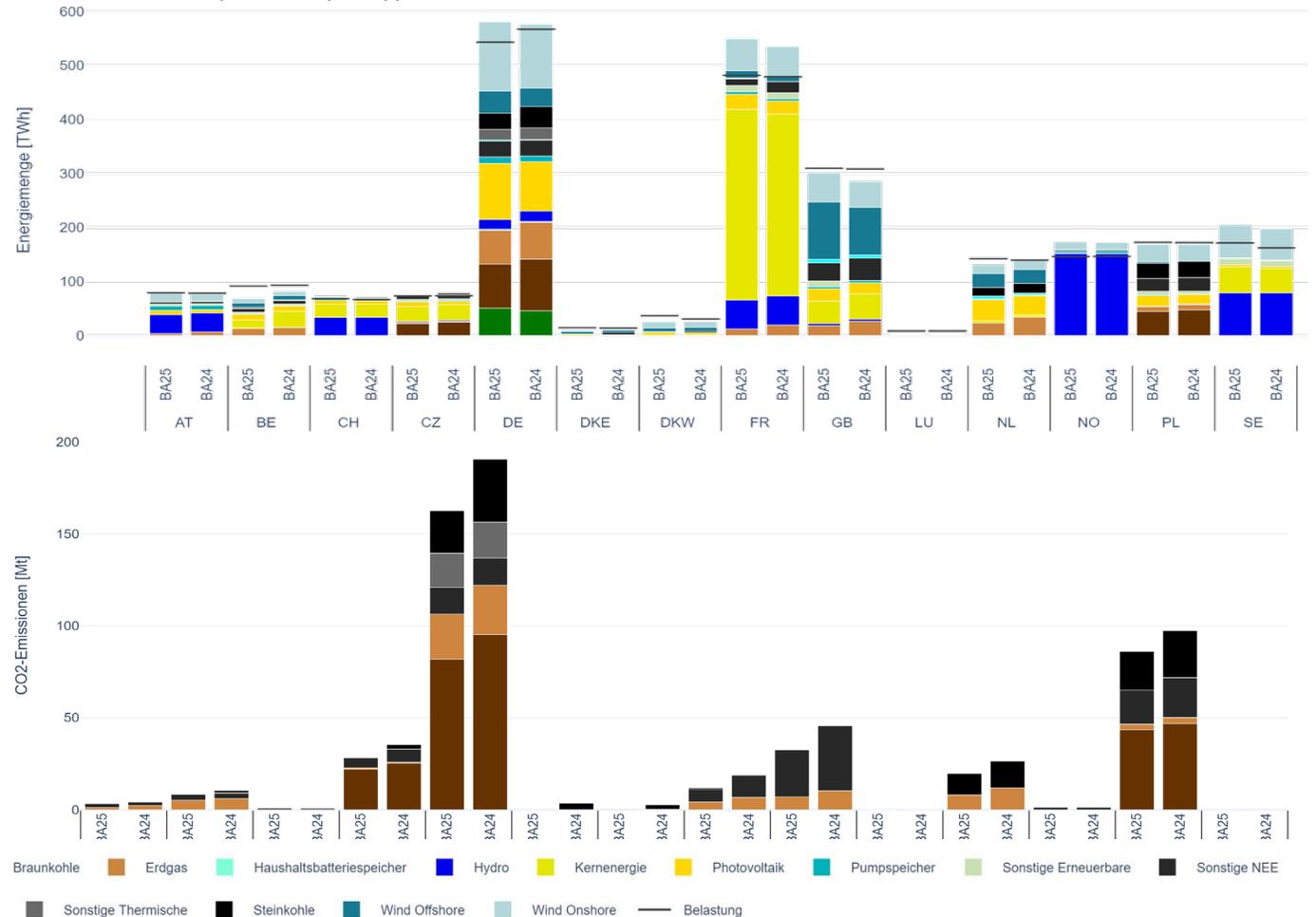
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Nachfrage zeigt sich:

- Änderung der regionalen Verteilung durch Anpassung der Methodik (Wechsel der Auflösung auf Landkreisebene).
- ein **Rückgang konventioneller Lasten** aufgrund angepasster Annahmen (siehe [Folie 41ff](#)).
- ein **Zubau konkreter Großverbraucherprojekte** insbesondere in **NW, HE und NI**.
- **Wärmepumpen** sind schwerpunktmäßig im **Süden und Westen** regionalisiert.

Erzeugung, Nachfrage und CO₂-Emissionen in Europa

Jahreslauf 2025/26 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2024/25 (BA24 (t+1))

- **Französische Erzeugung** wird mit einem Anteil von etwa **64 %** weiterhin von **Kernenergie dominiert**
- **Polen** weist mit einem Anteil an der Gesamterzeugung von **43 %** weiterhin einen **durch Kohle geprägten Erzeugungsmix** auf (Rückgang um 3 %-Punkte im Vergleich zur BA24 (t+1))
- **Deutschland** im direkten europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** und damit für etwa 32 % der europäischen CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor verantwortlich; Verdrängung der Energieträger Stein- und Braunkohle durch Erdgas und erneuerbare Energien führt zur Emissionsreduktion ggü. 2024:
 - **BA25 (t+1):** EU 514 Mio. t / DE 163 Mio. t
 - **BA24 (t+1):** EU 647 Mio. t / DE 191 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

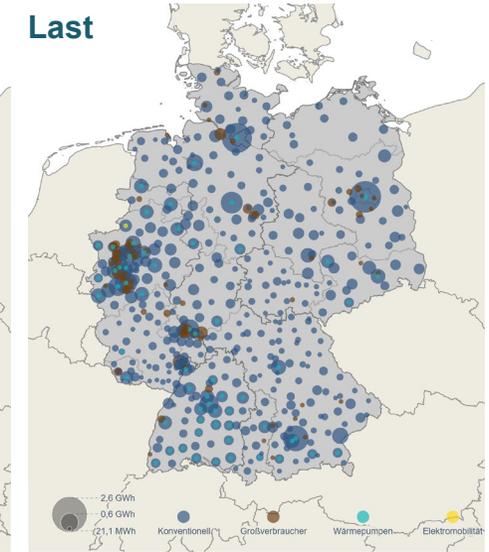
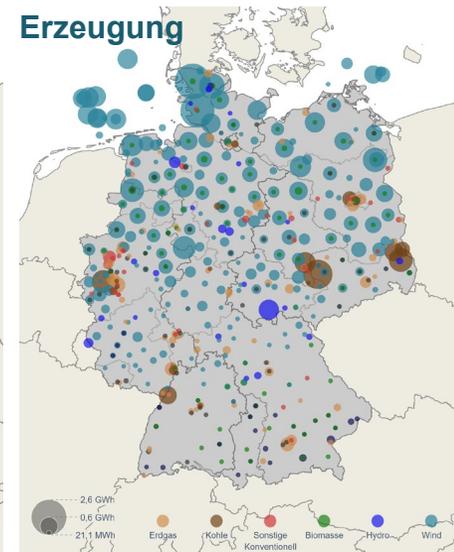
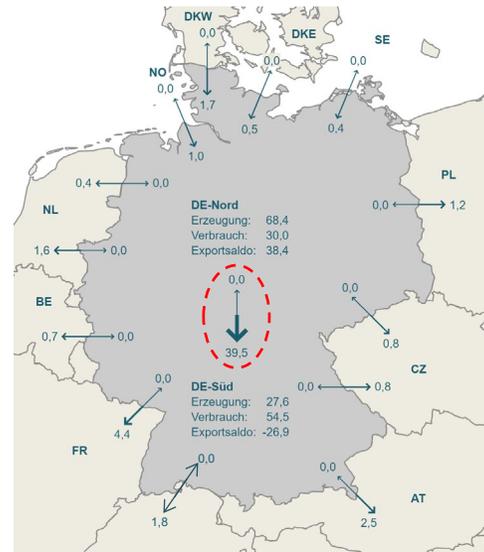
Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2025/26 (t+1): Auslegungsrelevanter Netznutzungsfall (max. Netzreserve und max. Ausland)

Leistung [GW]	NNF 273
Erzeugung Konventionell	24,3
Kernenergie	0,0
Braunkohle	6,3
Steinkohle	1,7
Erdgas	8,9
Sonstige Thermische	2,5
Sonstige NEE	4,8
Erzeugung Stromspeicher	3,3
Pumpspeicher	1,4
Haushaltsbatteriespeicher	0,1
Sonstige Speicher	1,8
Erzeugung Erneuerbare	68,4
Wind Onshore	49,7
Wind Offshore	10,3
Photovoltaik	0,8
Biomasse	5,8
Hydro	1,9
Sonstige Erneuerbare	0,0
Erzeugung Gesamt	96,0
Bruttostromverbrauch (ohne Eigenverbrauch)	84,5
Last ohne Stromspeicher	83,8
Preissensitive Lasten	0,3
Elektromobilität	0,8
Großverbraucher	8,2
Konventionell	69,9
Wärmepumpen	2,8
Netzverluste	1,7
Last Stromspeicher	0,7
Last Pumpspeicher	0,7
Last Haushaltsbatteriespeicher	0,0
Last Sonstige_Speicher	0,0
ENS [GWh]	0,0
Exportsaldo	11,5

Erzeugung

Nachfrage

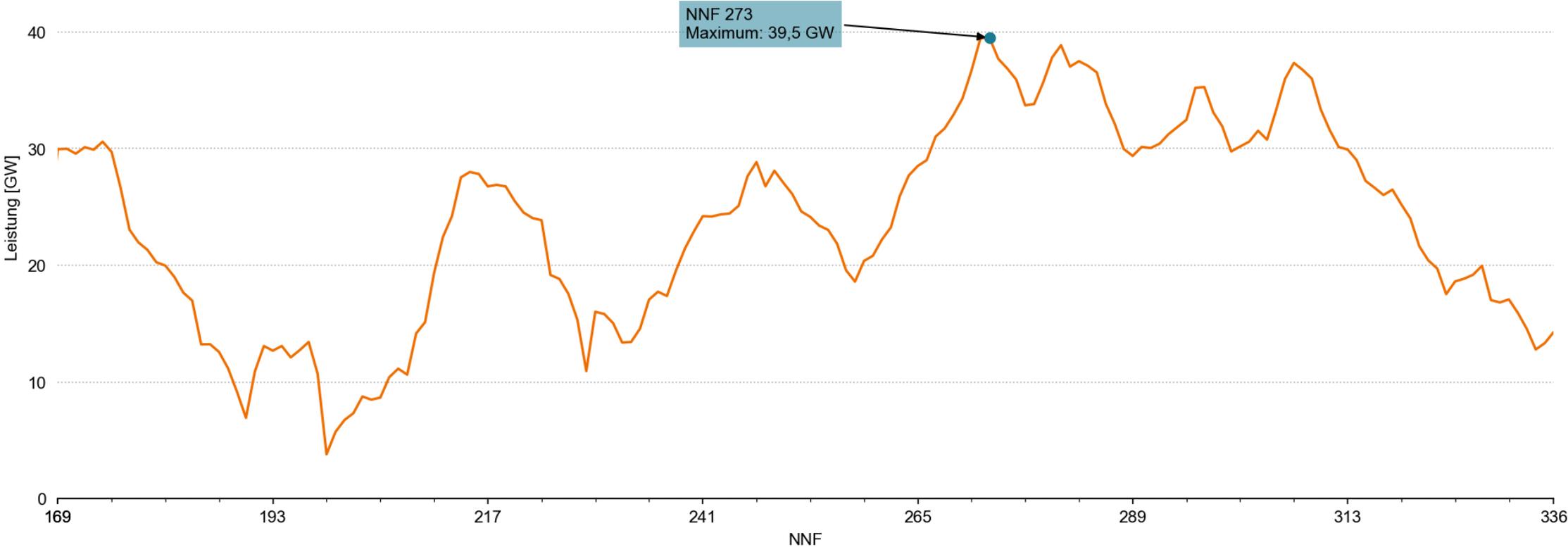


NNF 273 weist die **maximale Nord-Süd-Transportaufgabe** auf

- Nord-Süd-Transportaufgabe in Höhe von **39,5 GW** (max. in BA24 (t+1) von 33 GW)
- In dieser Stunde weist Deutschland mit **11,5 GW** die **größte Exportposition** in ganz Europa auf.
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **86 % der 46,6 GW** installierten nördlichen Onshore-Windleistung und **95 % der 10,8 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**.
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** beträgt **24,3 GW** bzw. **41 % der verfügbaren Leistung**.
- **Last** tritt schwerpunktmäßig entlang der **Süd-West Achse** auf.

Nord-Süd-Transportaufgabe

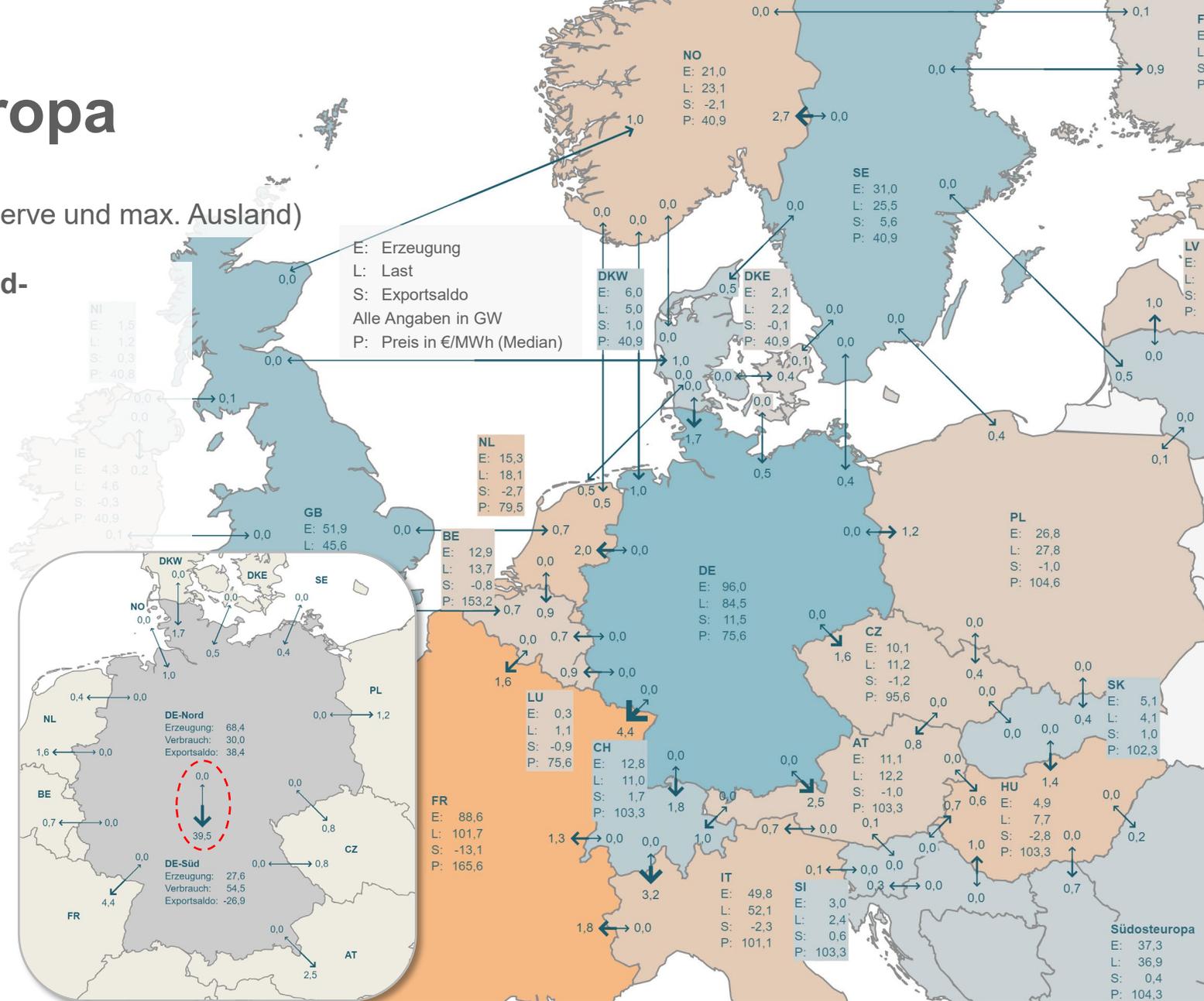
Synthetische Woche 2025/26 (t+1): Auslegungsrelevanter Netznutzungsfall



Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2025/26 (t+1): **NNF 273** (max. Netzreserve und max. Ausland)

- NNF mit der **maximalen innerdeutschen Nord-Süd-Transportaufgabe** in Höhe von **39,5 GW**
- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **11,5 GW**
- **Europäische Nachbarländer** zeigen größtenteils **ausgeglichene oder geringe Nettoimporte**
- **Handelsfluss** aus Norden über **DE** in Richtung **West-Süd- und Ost-Europa**
- **Hoher Importbedarf** in **FR** in Höhe von **13,1 GW**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2027/28 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA25 Jahreslauf 2025/26 (BA25 (t+1))

	BA25	BA25	Differenz
Energiemenge [TWh]	(t+1) (2025/26)	(t+3) (2027/28)	
Erzeugung			
Erzeugung Konventionell	222,8	185,4	-37,4
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	81,5	43,5	-38,0
Steinkohle	30,0	9,0	-21,0
Erdgas	62,7	81,8	19,1
Sonstige Thermische	19,5	19,1	-0,4
Sonstige NEE	29,1	31,9	2,8
Erzeugung Stromspeicher	16,6	29,0	12,4
Pumpspeicher	12,2	14,6	2,4
Haushaltsbatteriespeicher	2,2	3,2	1,0
Sonstige Speicher	2,3	11,2	8,9
Erzeugung Erneuerbare	341,9	408,5	66,6
Wind Onshore	128,7	150,7	22,0
Wind Offshore	41,0	48,1	7,1
Photovoltaik	103,8	141,3	37,5
Biomasse	50,6	50,6	0,0
Hydro	17,8	17,8	0,0
Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0
Erzeugung Gesamt	581,4	622,9	41,5
Nachfrage			
Bruttostromverbrauch (ohne Eigenverbrauch)	543,5	597,9	54,4
Last ohne Stromspeicher	525,4	566,1	40,7
Preissensitive Lasten	2,3	12,2	9,9
Elektromobilität	7,2	17,1	9,9
Großverbraucher	62,7	85,2	22,5
Konventionell	426,6	419,1	-7,5
Wärmepumpen	15,6	22,1	6,5
Netzverluste	11,1	10,4	-0,7
Last Stromspeicher	18,0	31,8	13,8
Last Pumpspeicher	13,2	16,6	3,4
Last Haushaltsbatteriespeicher	2,3	3,4	1,1
Last Sonstige_Speicher	2,5	11,8	9,3
ENS [GWh]	0,0	0,0	0,0
Exportsaldo	37,9	25,0	-12,9

Der geringere Erdgaspreis in Verbindung mit gestiegenen CO₂-Zertifikatspreisen sowie der Zubau erneuerbarer Energien spiegeln sich unmittelbar in der deutschen **Erzeugung** wider:

- Reduktion der Kohleverstromung um **59 TWh** bzw. **53 %** im Vergleich zur BA25 (t+1)

- Die Erzeugung in Deutschland setzt sich in 2027/28 aus **66 % EE, 30 % konventionell** und **5 % Stromspeichern** zusammen.

EE-Anteil an der Gesamterzeugung in BA25 (t+1) (2025/26): 59%

- Die **Wind- und Solarerzeugung** steigt um **66,6 TWh** in 2027/28.

- Deutlicher **Anstieg Nachfrage** um 54,4 TWh, insbesondere der Großverbraucher, Elektromobilität und preissensitiven Lasten

- Zunahme des **Einsatzes von Großbatteriespeichern** um das Vierfache

Handelssituation in Europa

Jahreslauf 2027/28 (t+3): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2025/26 (BA25 (t+1))

- DE bleibt Nettoexporteur mit einem Handelssaldo von 25 TWh

Reduktion des Handelssaldos DE um 13 TWh zur BA25 (t+1)

- FR hat ein Exportsaldo von 105 TWh

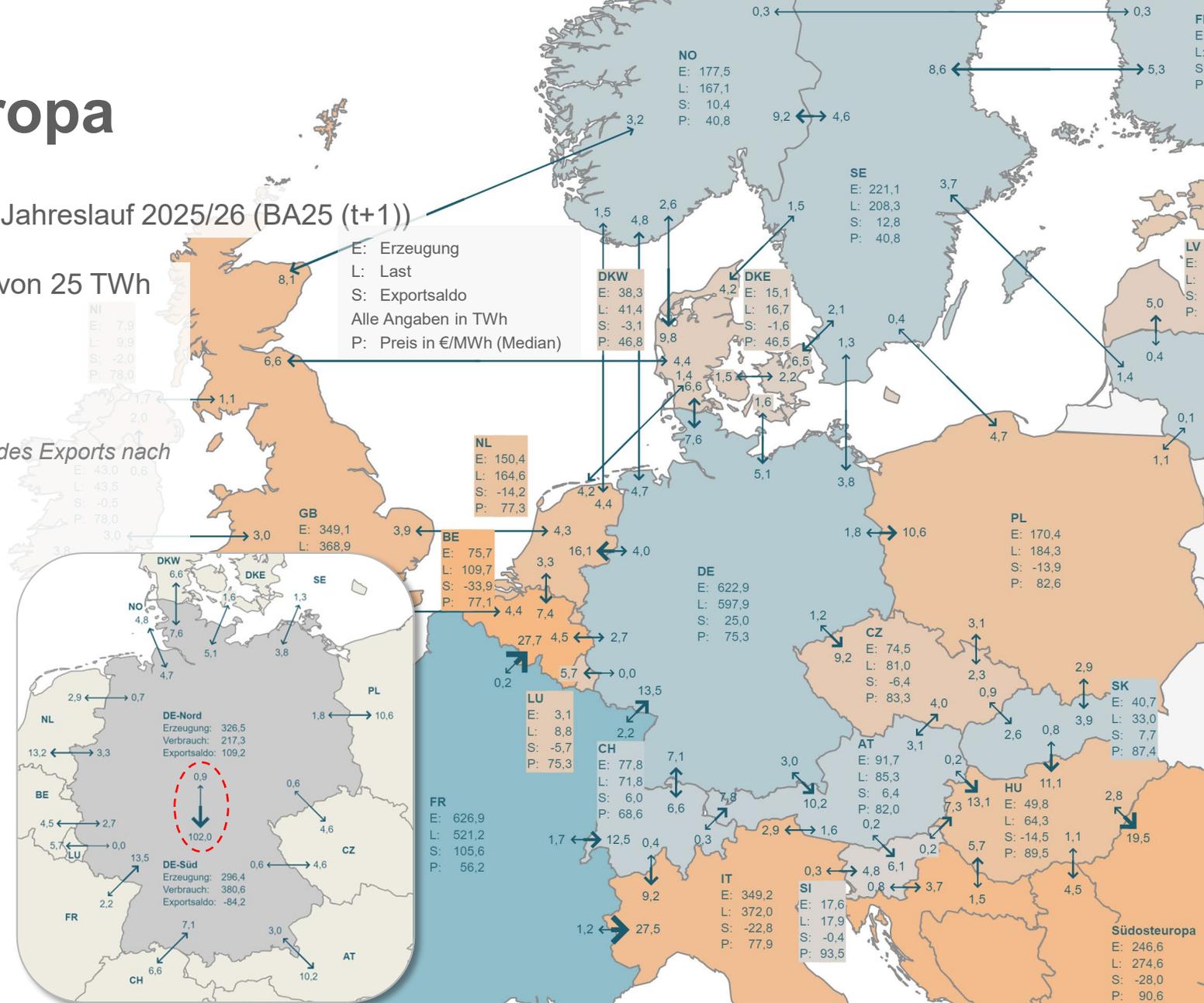
Erhöhung des Handelssaldos von FR um 38 TWh zur BA25 (t+1).

Hierzu konträr FR <-> DE im Vergleich zur BA24 (t+3): Reduktion des Exports nach DE um 11,2 TWh.

- Die größten Nettoimporteure sind BE und IT

- Innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe sinkt auf 102 TWh

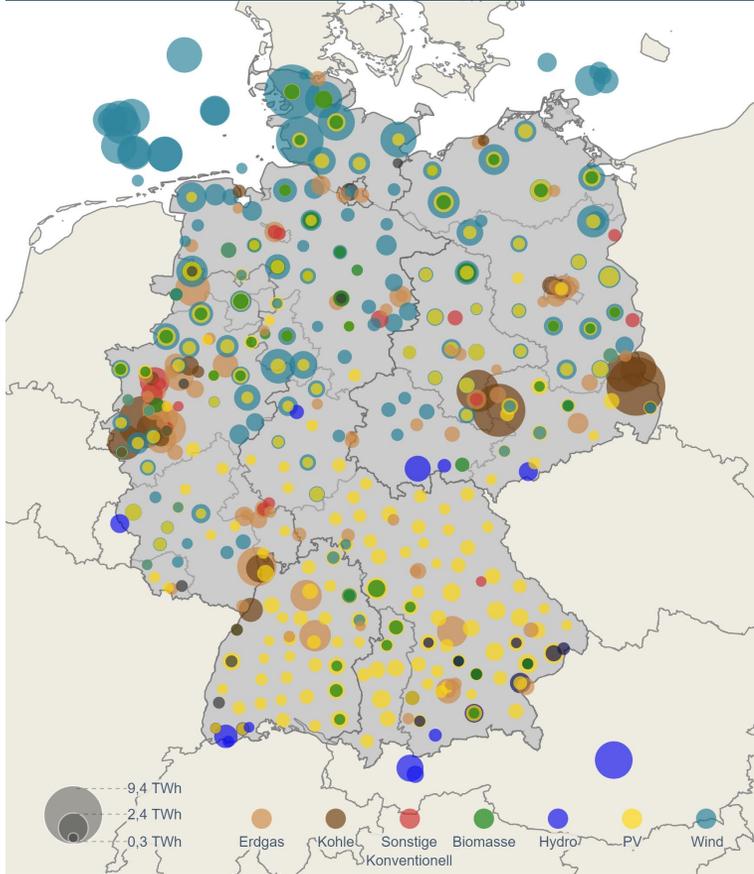
Im Vergleich zu BA25 (t+1) um 19,1 TWh niedriger



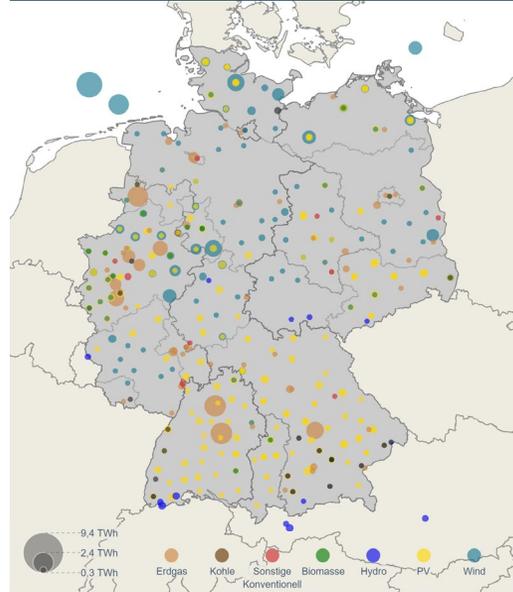
Regionale Verteilung der Erzeugung in Deutschland

Jahreslauf 2027/28 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA25 (t+1) Jahreslauf 2025/26

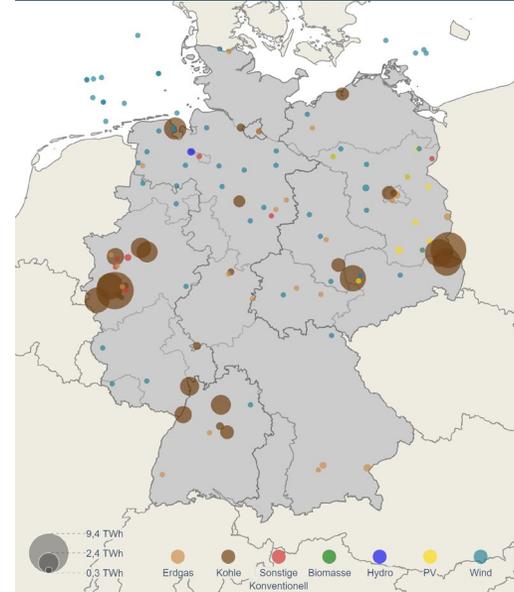
BA25 (t+3)



Zusätzliche Erzeugung



Verringerte Erzeugung



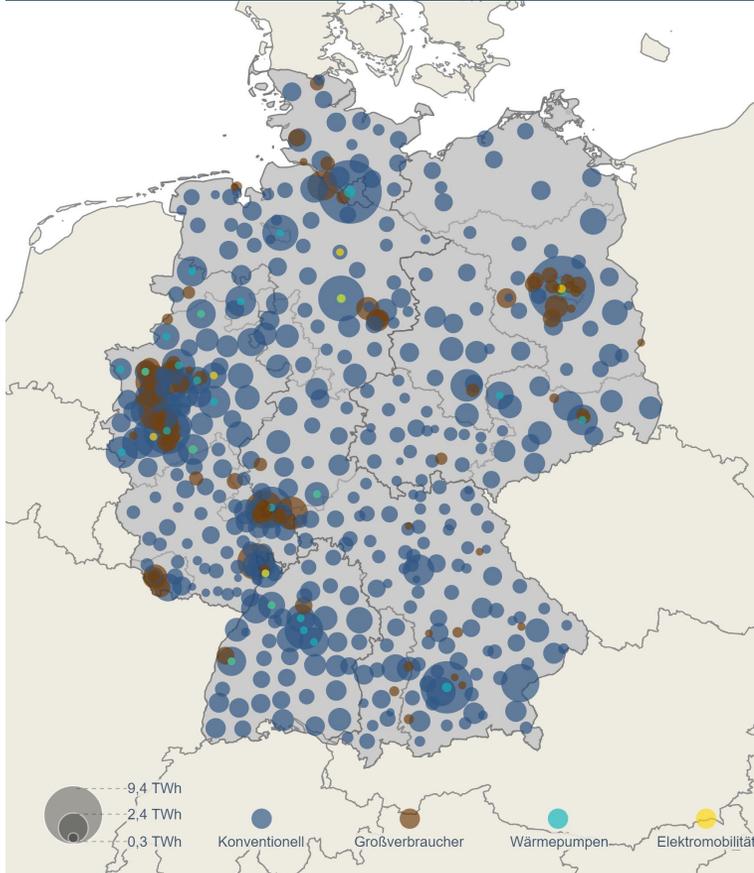
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt sich:

- ein deutlicher Rückgang der Erzeugung von **Braunkohle- und Steinkohle-KW** insbesondere in **NW, SN, BB, BW**
- ein Anstieg der Erzeugung von **Erdgas-KW** insbesondere in **BW, NW und BY**
- **Zunahme** von **PV** relativ gleichverteilt über das Bundesgebiet und **Wind Onshore** vor allem nördlich des Mains sowie **Wind Offshore** in der Nordsee

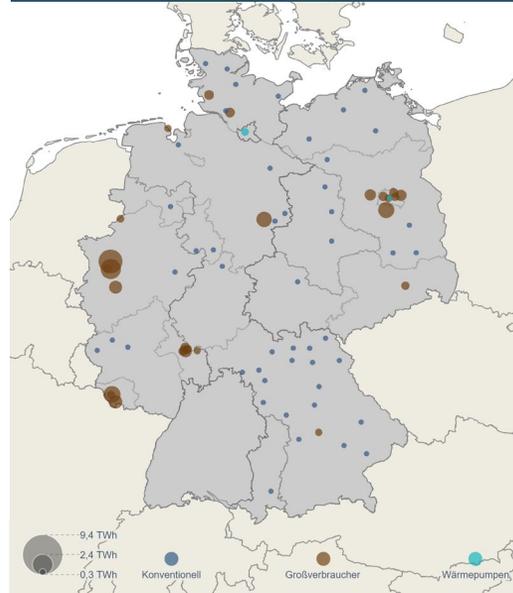
Regionale Verteilung der Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2027/28 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA25 (t+1) Jahreslauf 2025/26

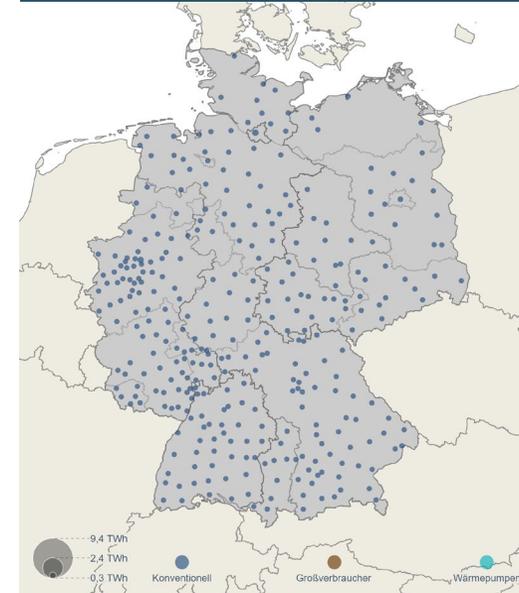
BA25 (t+3)



Zusätzliche Lasten



Verringerte Lasten



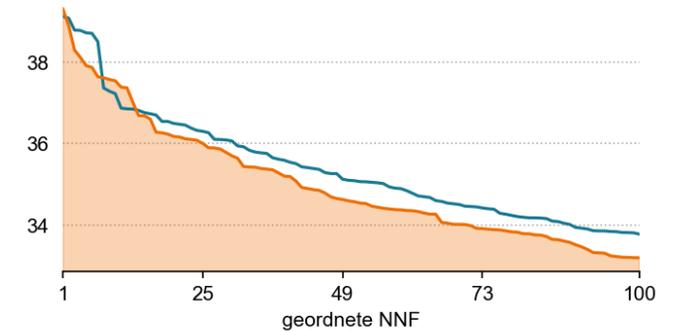
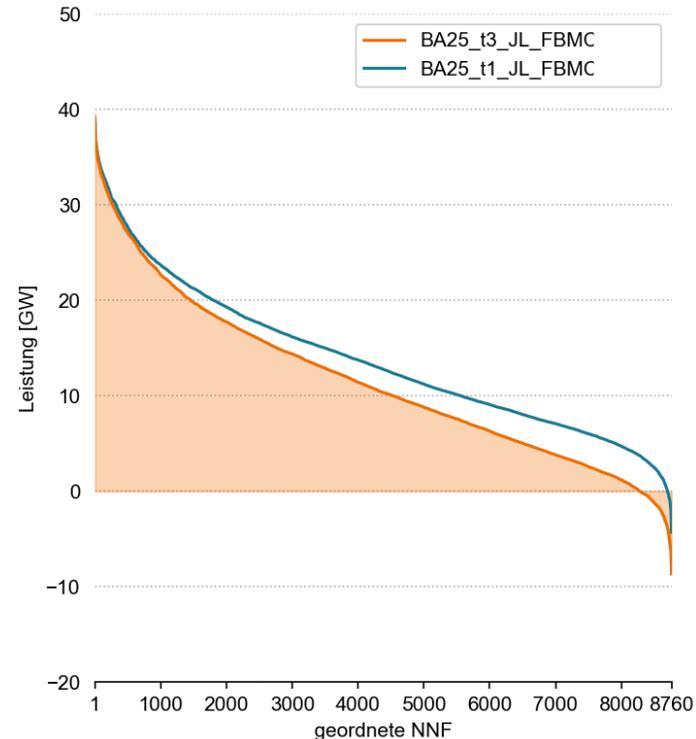
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Nachfrage zeigt sich:

- eine Zunahme der Nachfrage insbesondere von **Großverbrauchern im Westen Deutschlands sowie in und um Berlin**
- ein dezentral verteilter **Rückgang konventioneller Lasten**

Nord-Süd-Transportaufgabe in Deutschland

Jahreslauf 2027/28 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA25 (t+1) Jahreslauf 2025/26

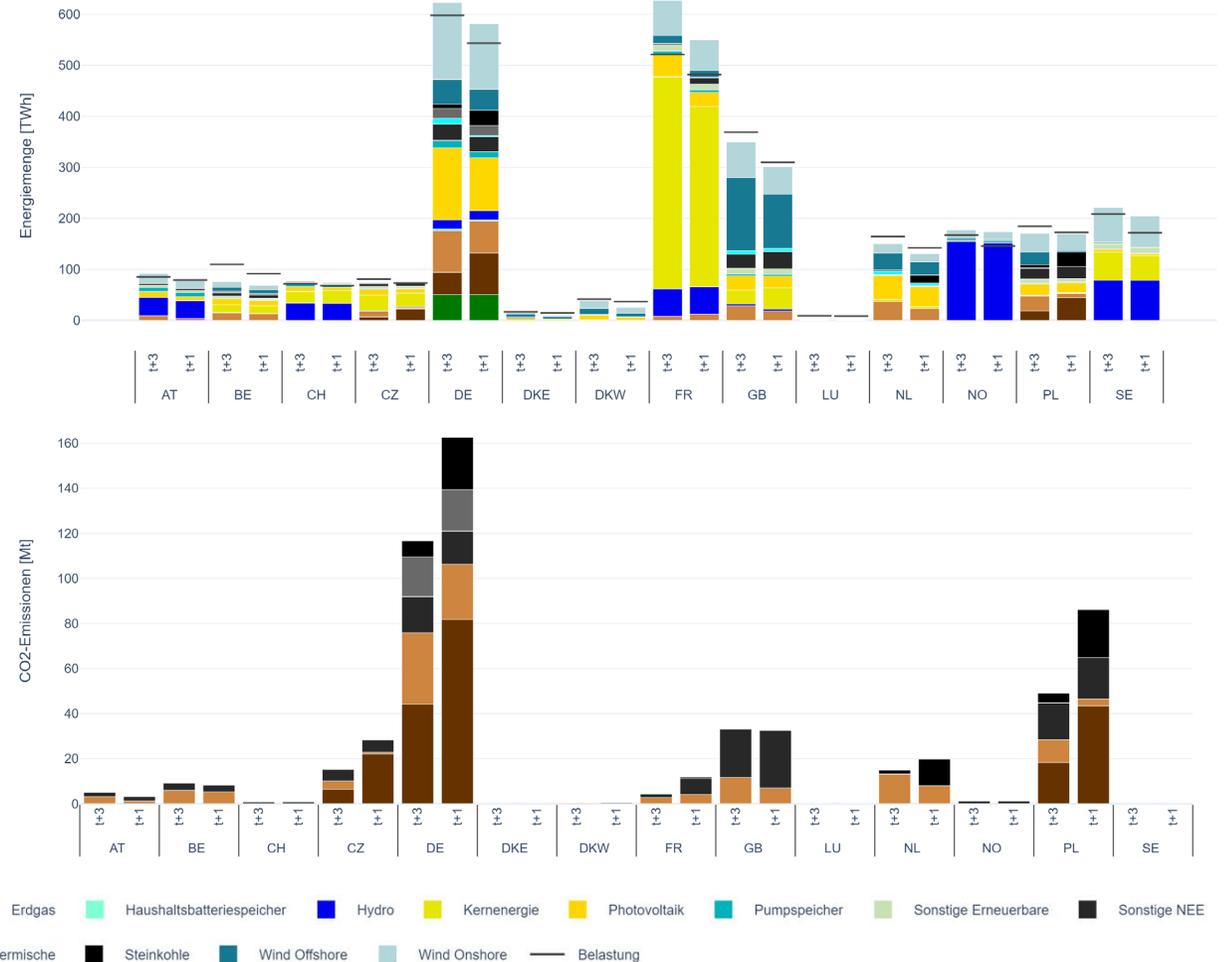
- Die kumulierte innerdeutsche **Nord-Süd-Transportaufgabe** verzeichnet von 2025/26 auf 2027/28 eine Reduzierung von etwa 15 % (-19,1 TWh)
- Ursache liegt vor allem in der **veränderten Handelssituation** zu den südlichen Nachbarn FR, CH und AT (Reduzierung der Exporte um 23,8 TWh)



Erzeugung, Nachfrage und CO₂-Emissionen in Europa

Jahreslauf 2025/26 (t+1) und 2027/28 (t+3)

- Dem **Rückgang der Erzeugung aus Braun- und Steinkohle** steht der **Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energien** sowie **Erdgas** gegenüber, vornehmlich begründet durch:
 - den starken Ausbau erneuerbarer Energien
 - den Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise
 - Verschiebung der Erzeugung von Kohle zu Erdgas durch den Wechsel der Einsatzreihenfolge in der Merit-Order
- Deutschland** ist im europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** – zum Vergleich:
 - BA25 (t+3) (2027/28):** EU 398 Mio. t / DE 117 Mio. t
 - BA25 (t+1) (2025/26):** EU 514 Mio. t / DE 163 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

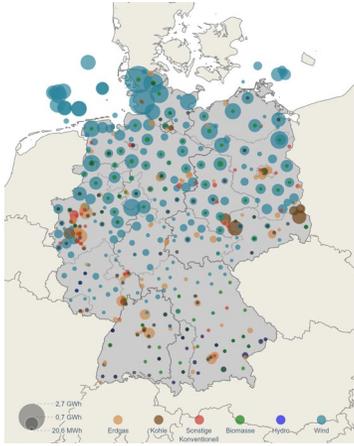
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

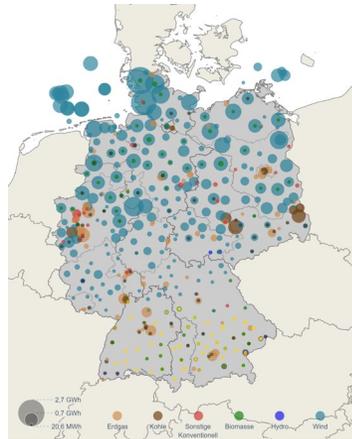
Grenzsituation 2027/28 (t+3): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

NNF 271



Relevant, weil:
max. Netzreserve-Bedarf in der Basis und -Sensitivität

NNF 274



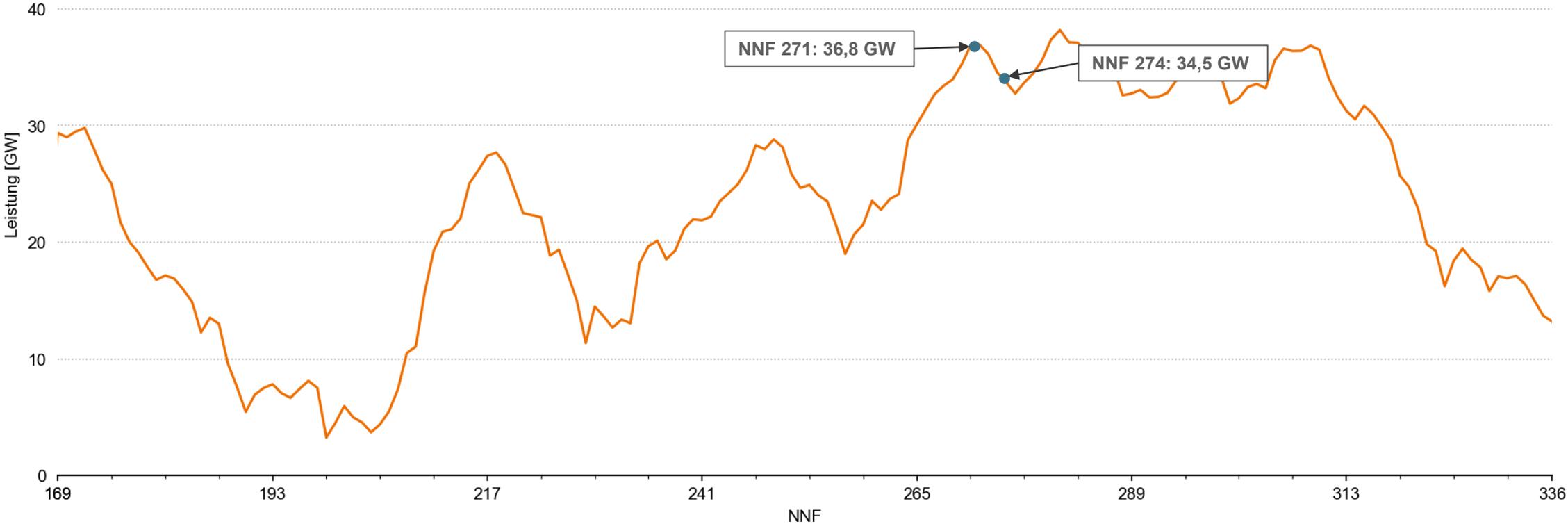
Relevant, weil:
max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Basis und -Sensitivität

- **Hohe Stromnachfrage**, insbesondere durch Großverbraucher
- **Höhere Stromerzeugung durch Erdgas anstatt durch Kohle im Vergleich zu (t+1)**
- **92 bzw. 94 % EE-Anteil** an der Bruttostromverbrauchsdeckung
- **Erzeugung aus Windenergie** trägt zu **82 % bzw. 78 %** zur Deckung des Bruttostromverbrauchs bei

	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)	
	NNF 273	NNF 271	NNF 274
Erzeugung			
Energiemenge [GWh]			
Erzeugung Konventionell	24,3	22,8	22,9
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	6,3	3,2	3,2
Steinkohle	1,7	0,5	0,5
Erdgas	8,9	11,4	11,4
Sonstige Thermische	2,5	2,5	2,5
Sonstige NEE	4,8	5,3	5,3
Erzeugung Stromspeicher	3,3	0,7	5,0
Pumpspeicher	1,4	0,0	0,1
Haushaltsbatteriespeicher	0,1	0,1	0,0
Sonstige Speicher	1,8	0,6	4,8
Erzeugung Erneuerbare	68,4	70,9	85,2
Wind Onshore	49,7	51,2	58,7
Wind Offshore	10,3	12,1	12,1
Photovoltaik	0,8	0,0	6,8
Biomasse	5,8	5,8	5,8
Hydro	1,9	1,9	1,9
Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0
Erzeugung Gesamt	96,0	94,5	113,1
Bruttostromverbrauch (ohne Eigenverbrauch)	84,5	77,2	90,3
Last ohne Stromspeicher	83,8	76,3	89,2
Preissensitive Lasten	0,3	0,6	0,5
Elektromobilität	0,8	1,6	2,6
Großverbraucher	8,2	10,6	11,2
Konventionell	69,9	55,8	68,4
Wärmepumpen	2,8	4,8	3,9
Netzverluste	1,7	2,9	2,7
Last Stromspeicher	0,7	1,0	1,0
Last Pumpspeicher	0,7	1,0	1,0
Last Haushaltsbatteriespeicher	0,0	0,0	0,1
Last Sonstige_Speicher	0,0	0,0	0,0
ENS [GWh]	0,0	0,0	0,0
Exportsaldo	11,5	17,3	22,9
Nachfrage			

Nord-Süd-Transportaufgabe

Synthetische Woche 2027/28 (t+3): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle



Handelssituation in Europa

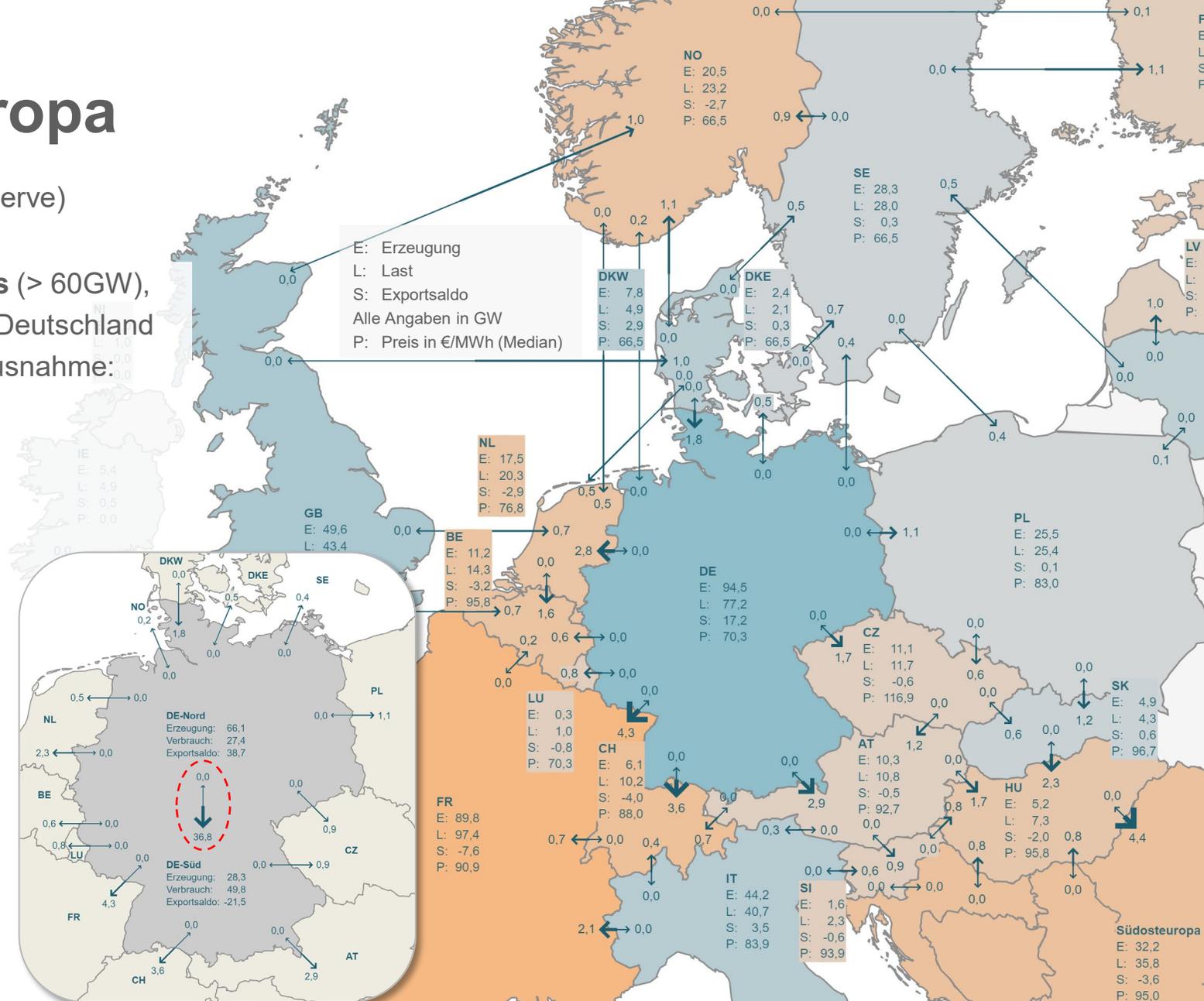
Grenzsituation 2027/28 (t+3): **NNF 271** (max. Netzreserve)

- **Hohe Windeinspeisung im Norden Deutschlands (> 60GW)**, welche u.a. zur Deckung des Strombedarfs in Süd-Deutschland und elektrisch verbundener Länder genutzt wird (Ausnahme: DKW→DE)

- **Hoher Importbedarf in FR (7,6 GW)**

→ **DE hat ein positives Exportsaldo (17,2 GW)**,
Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe mit **36,8 GW**

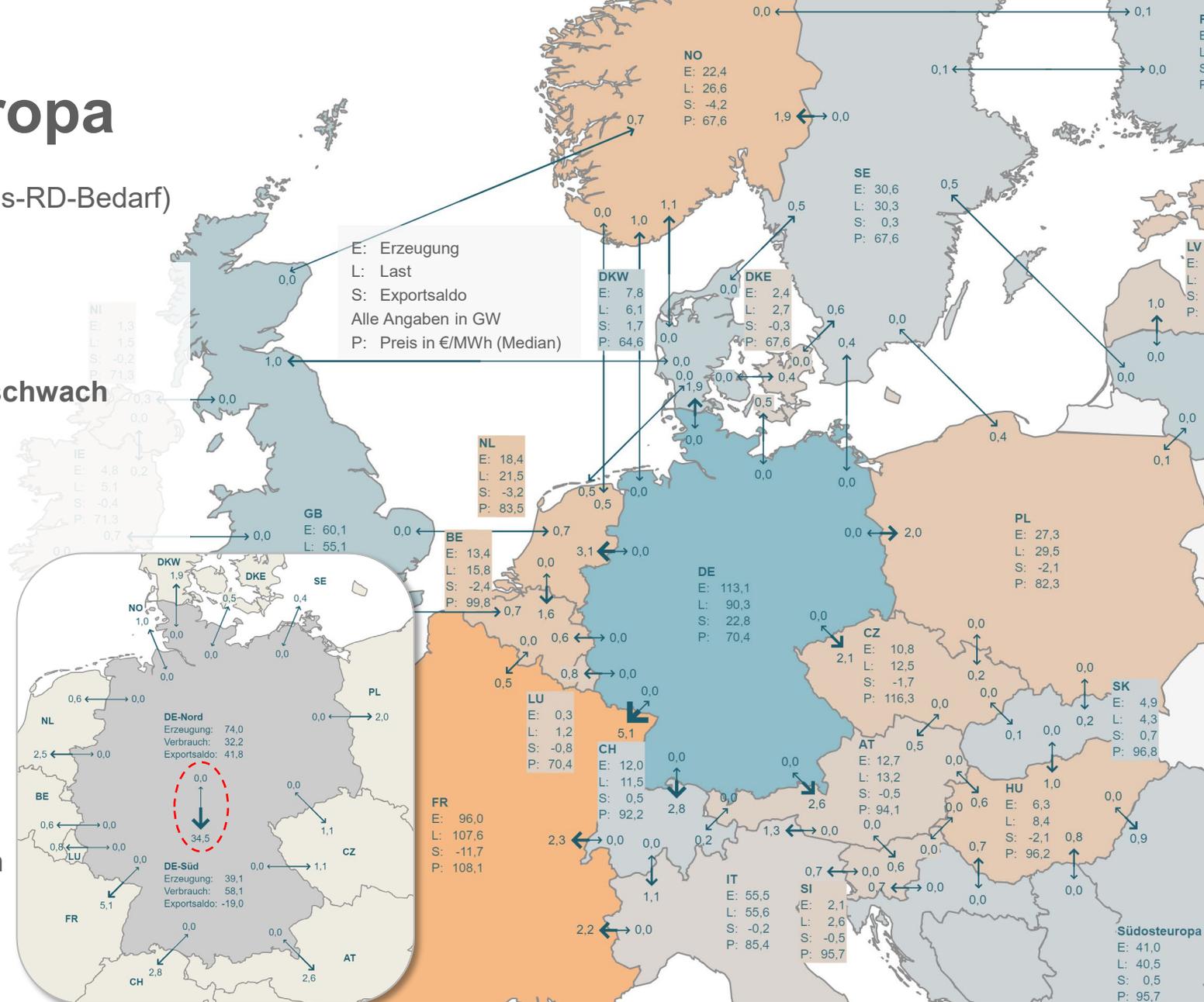
- **hohe Nachfrage im Süden bei gleichzeitig hoher Erzeugung im Norden** (insbesondere Wind)
- **hoher Export zu den südlichen Nachbarn nach FR (4,3 GW), CH (3,6 GW) und AT (2,9 GW)**



Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2027/28 (t+3): **NNF 274** (max. Auslands-RD-Bedarf)

- **Starklast-Situation** in Europa
(Nachfrage DE: 90,3 GW, FR 107,6 GW)
- Europäische Nachbarländer zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- **Hoher Importbedarf** in FR (11,7 GW)
- **DE hat hohes positives Exportsaldo** (22,8 GW)
- ➔ **Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe mit 34,5 GW**
 - **hohe Nachfrage im Süden bei gleichzeitig hoher Erzeugung im Norden**
(insbesondere Wind)
 - hoher **Export** zu den südlichen Nachbarn nach **FR (5,1 GW), CH (2,8 GW), AT (2,6 GW)**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. **Netzanalysen**
9. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalyse
10. Fazit

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Jahreslauf BA25 (t+1) - RD-Ergebnis

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA24 (t+1)	BA24 (t+1)	BA25 (t+1)	BA25 (t+1)
Variante	Basis	Sensi	Basis	Sensi
Betrachtungsjahr	2024/25	2024/25	2025/26	2025/26
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	9,0	9,0	6,4	6,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,4	2,4	4,2	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	2,4	2,4	0,9	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	11,1	11,1	5,4	6,3
Neg. RD im Ausland	0,1	0,1	0,0	0,1
Summe negativer RD¹	25,0	25,1	16,8	17,0
Pos. RD marktbasierter KW in DE	22,6	22,7	13,2	13,4
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,1	1,1	1,1	1,1
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5 \text{ GW}$)	1,3	1,3	2,4	2,4
Pos. RD im Ausland	0,0	0,0	0,1	0,1
Summe positiver RD¹	25,0	25,1	16,8	17,0

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

Vergleich BA25 (t+1) & BA24 (t+1)

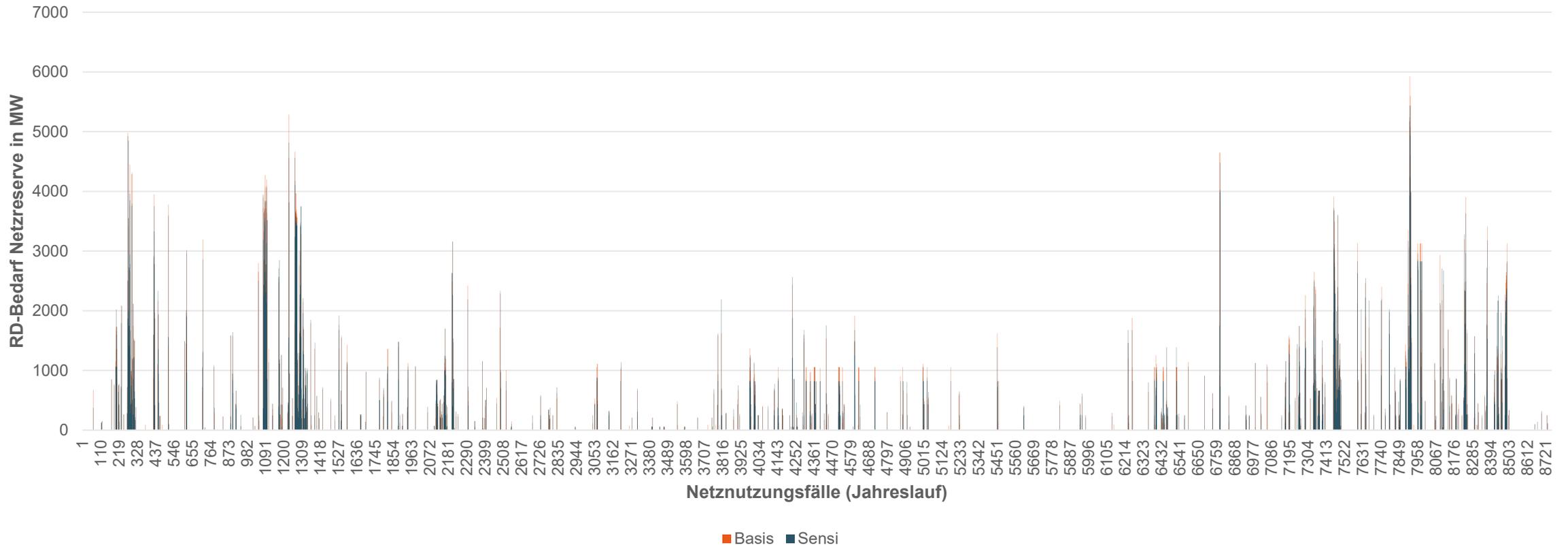
- Gesamt-Redispatchbedarf sinkt
- Netzreserveeinsatz stagniert
- Einsatz der gesicherten RD-Potenziale in AT steigt an
- Redispatch im restlichen Ausland steigt leicht an

Gründe

- Im Jahreslauf wird eine pauschale anstatt einer konkreten Freischaltplanung (BA24 (t+1)) berücksichtigt
- Die konkrete Freischaltplanung in der BA24 war sehr kritisch → deutliche Reduzierung des RD-Bedarfs in BA25
- Aktualisierte Markt- und Szenarioannahmen → 80% mehr Handel DE-AT → mehr Redispatchbedarf in AT

Jahreslauf BA25 (t+1) - Netzreserve

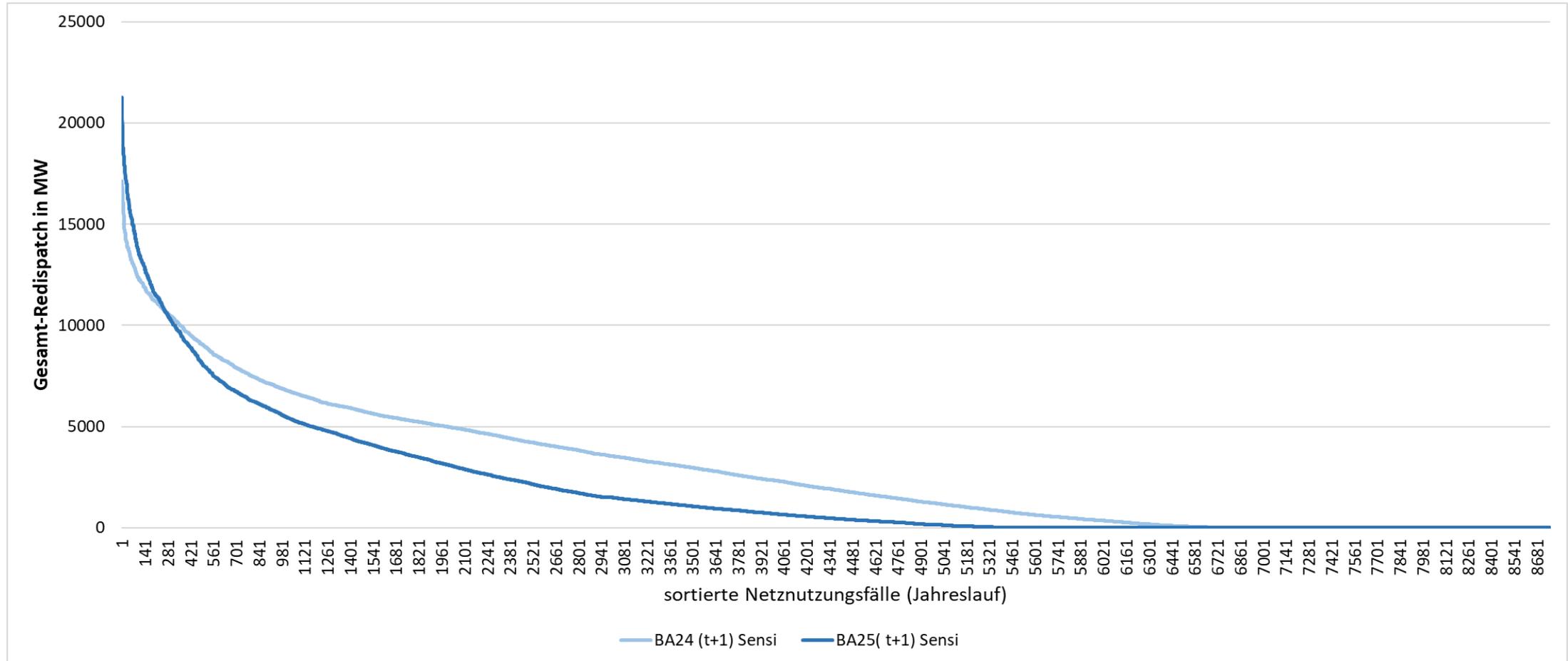
Einsatz der aktuellen Netzreserve im Jahreslauf (t+1)



- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 1016 NNF (Basis) und 1012 NNF (Sensitivität)
- Durchschnittlicher Redispatch mit Netzreserve: 1073 MW (Basis) und 1077 MW (Sensitivität)

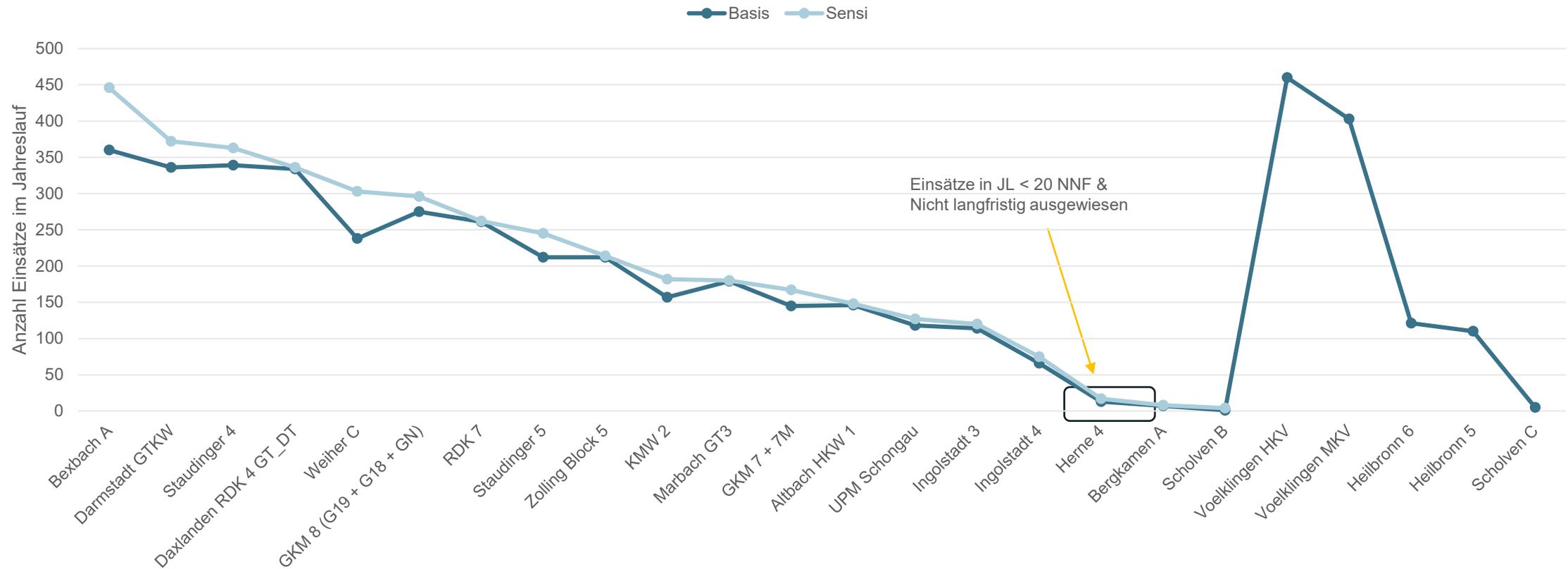
Jahreslauf BA25 (t+1) - Redispatchbedarf

Vergleich des Gesamt-Redispatchbedarfs in den Jahresläufen



Jahreslauf BA25 (t+1) Netzreserve

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Robustheitsprüfung für die Netzreservekraftwerke Bergkamen A und Herne 4, da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

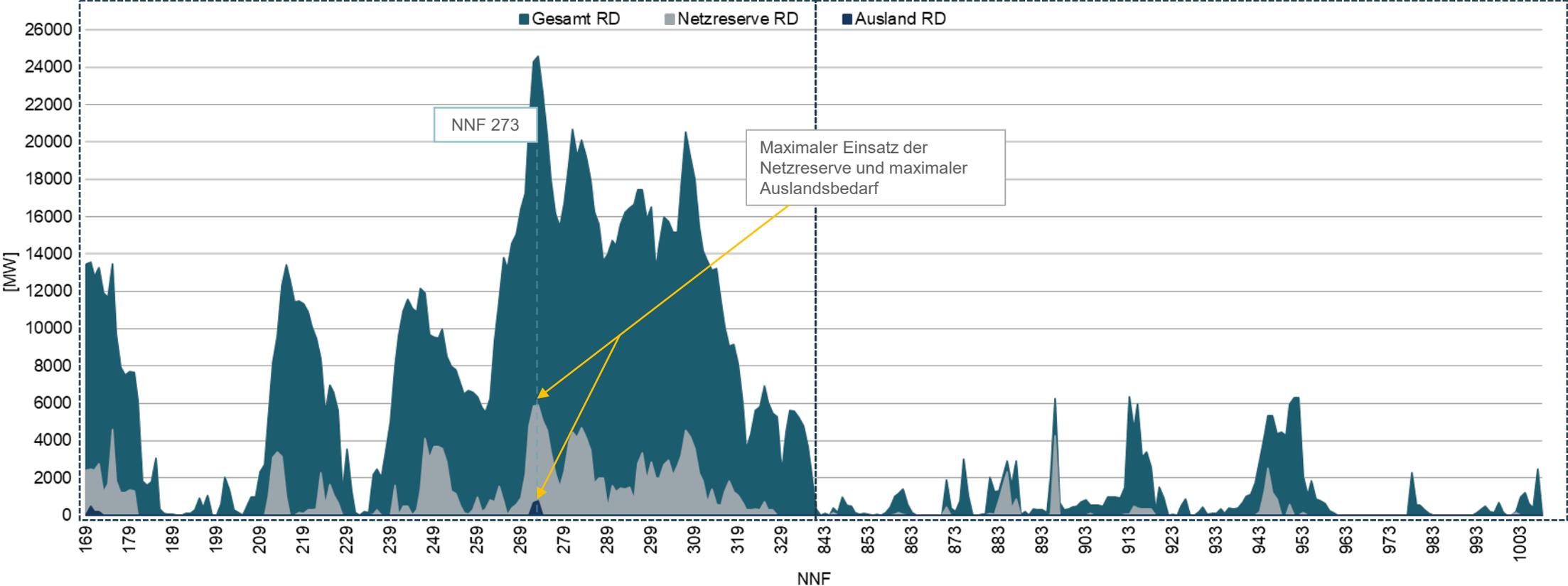
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

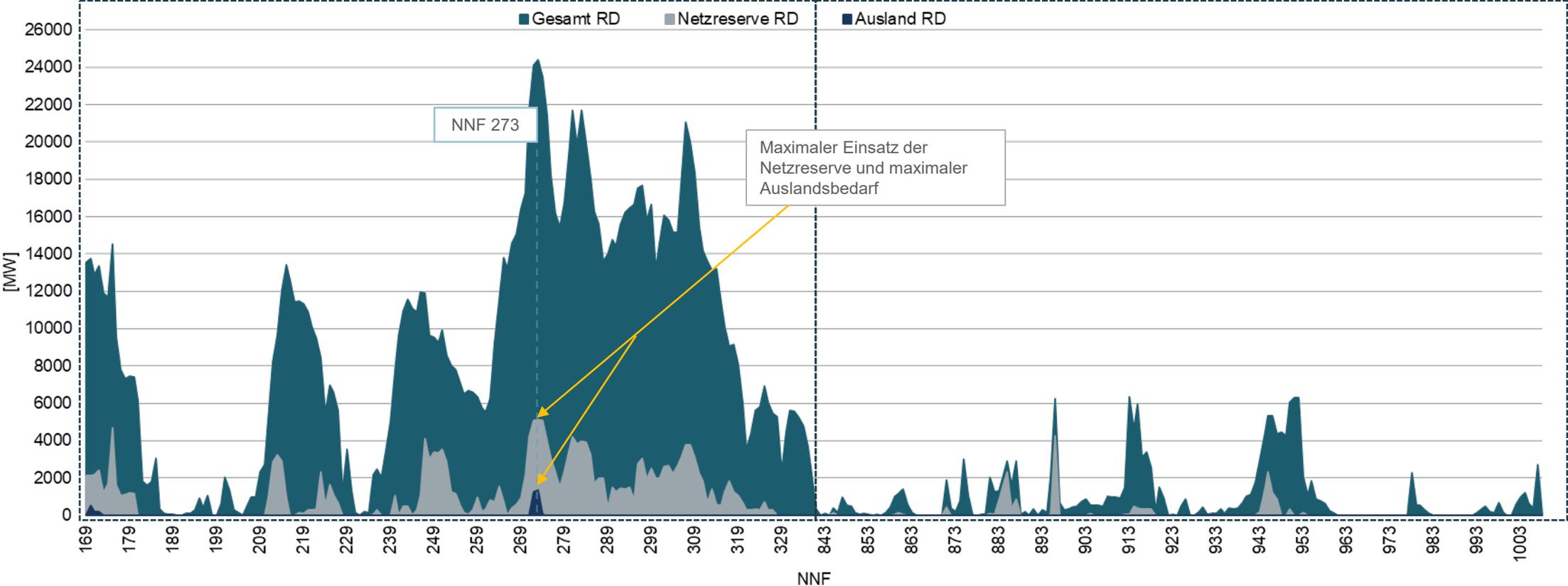
Identifikation der Grenzsituation (t+1)

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Basis) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



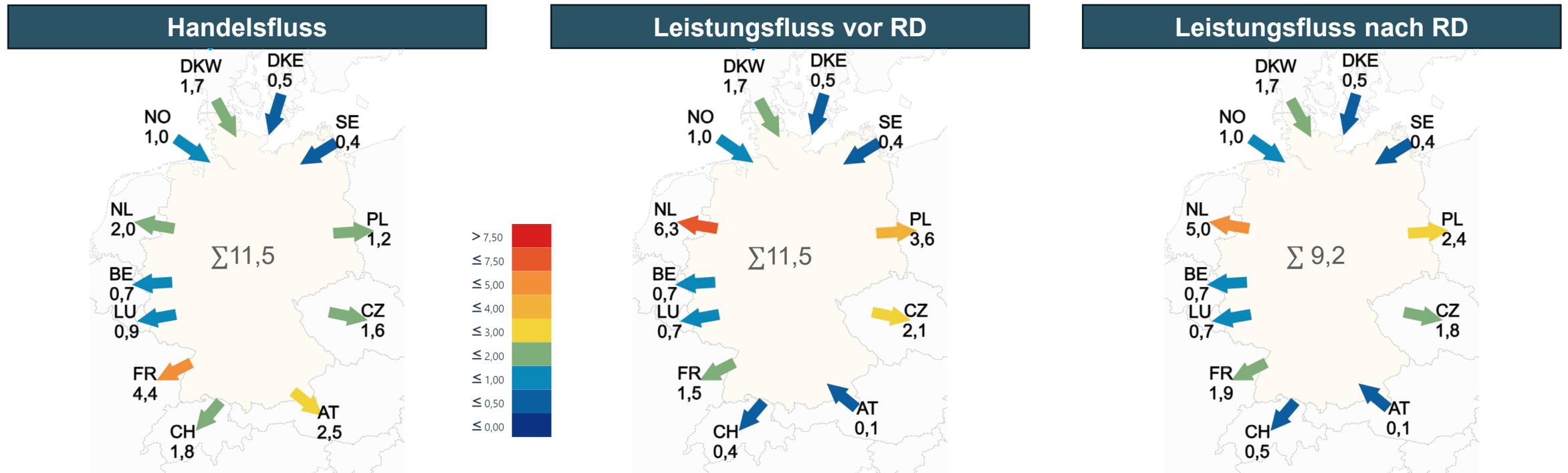
Identifikation der Grenzsituation (t+1)

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Sensitivität) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

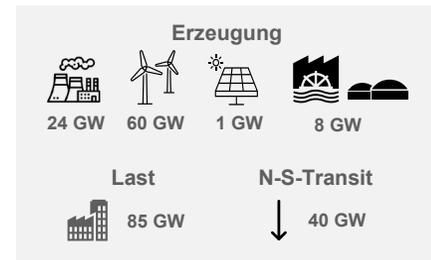
BA25 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



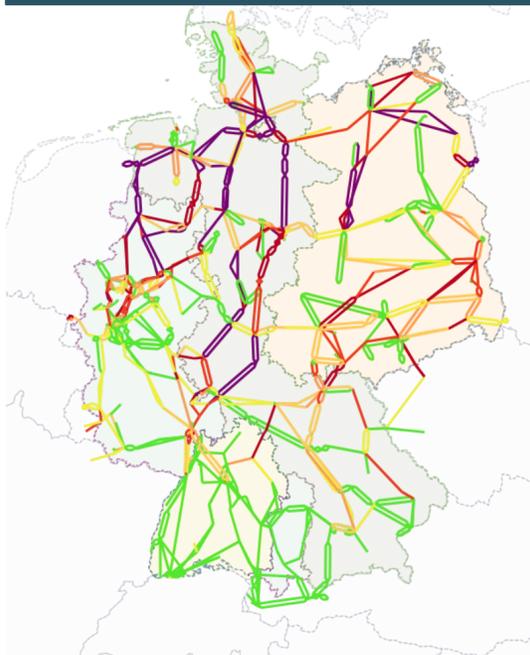
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,6 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (15,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (9,2 GW) und östlichen Grenzen (5,7 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (0,8 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,3 GW auf 9,2 GW

Auslastung und Redispatch

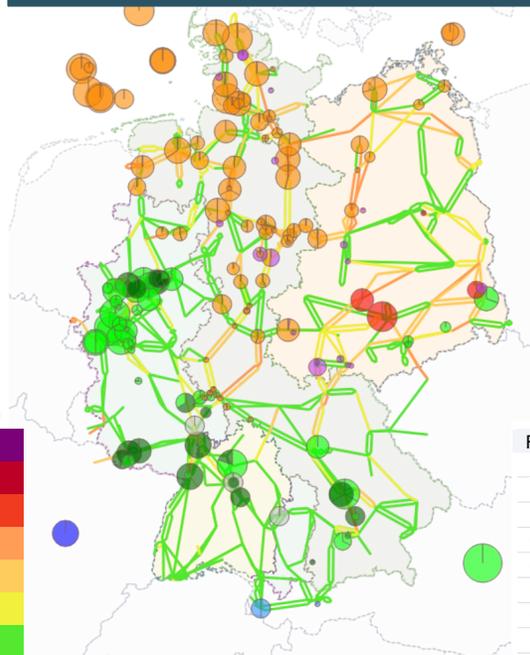
BA25 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



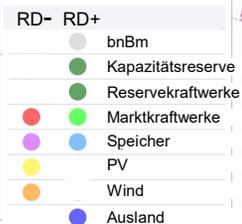
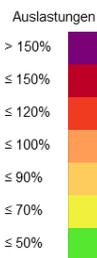
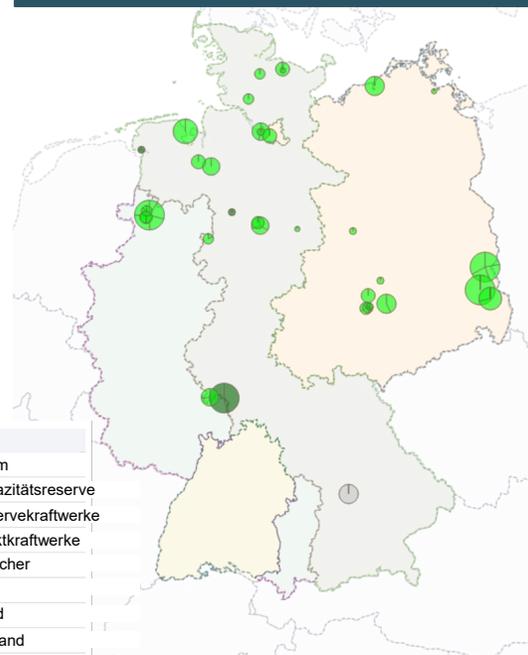
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



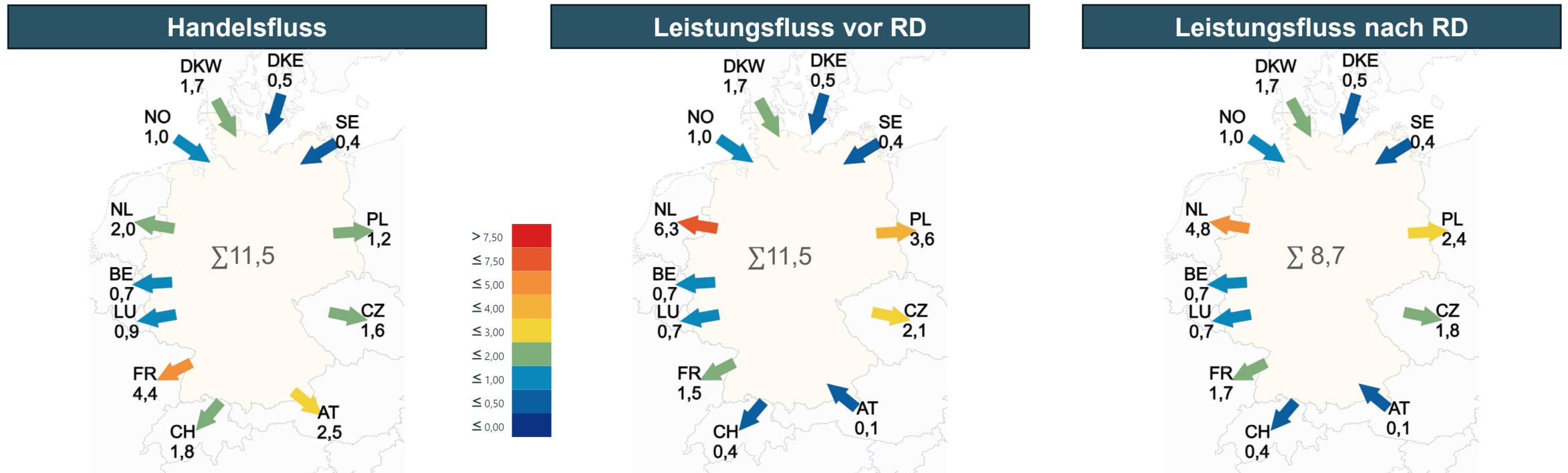
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,5
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,9
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8
Summe positiver RD*	24,6

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
→ Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,9 GW

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

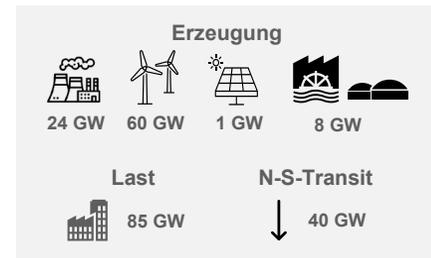
BA25 (t+1) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



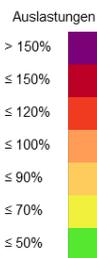
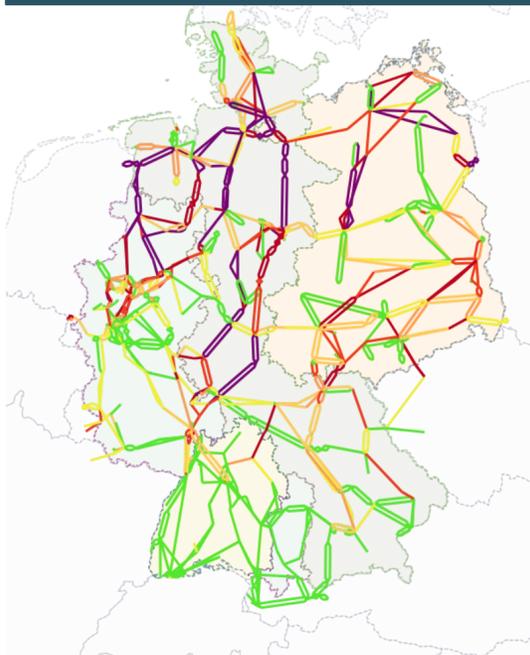
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,6 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (15,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (9,2 GW) und östlichen Grenzen (5,7 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (1,3 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,8 GW auf 8,7 GW

Auslastung und Redispatch

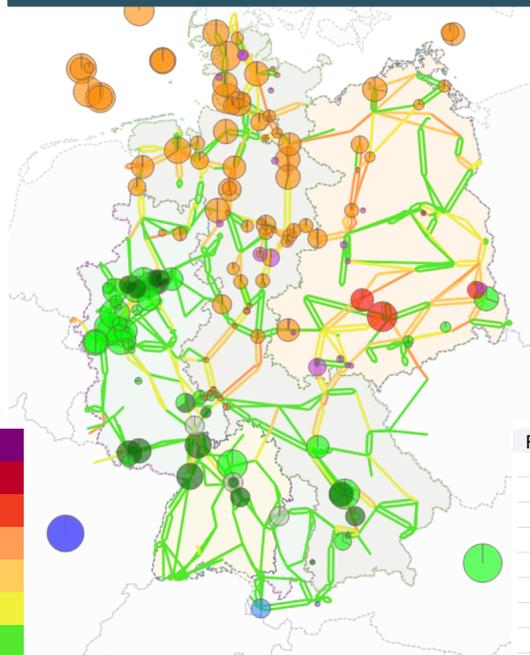
BA25 (t+1) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



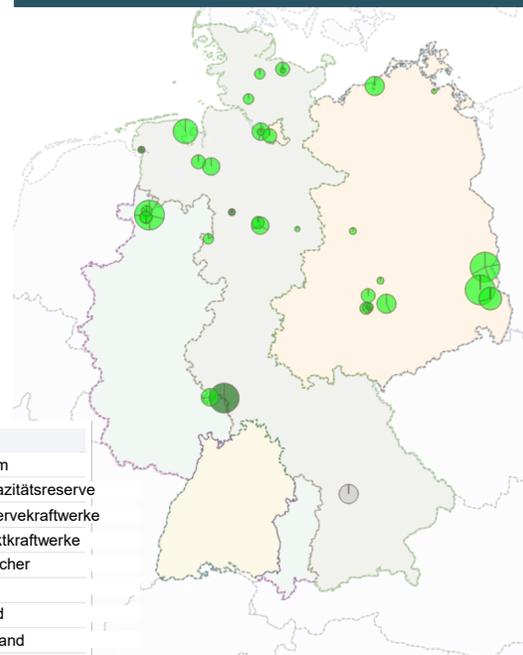
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



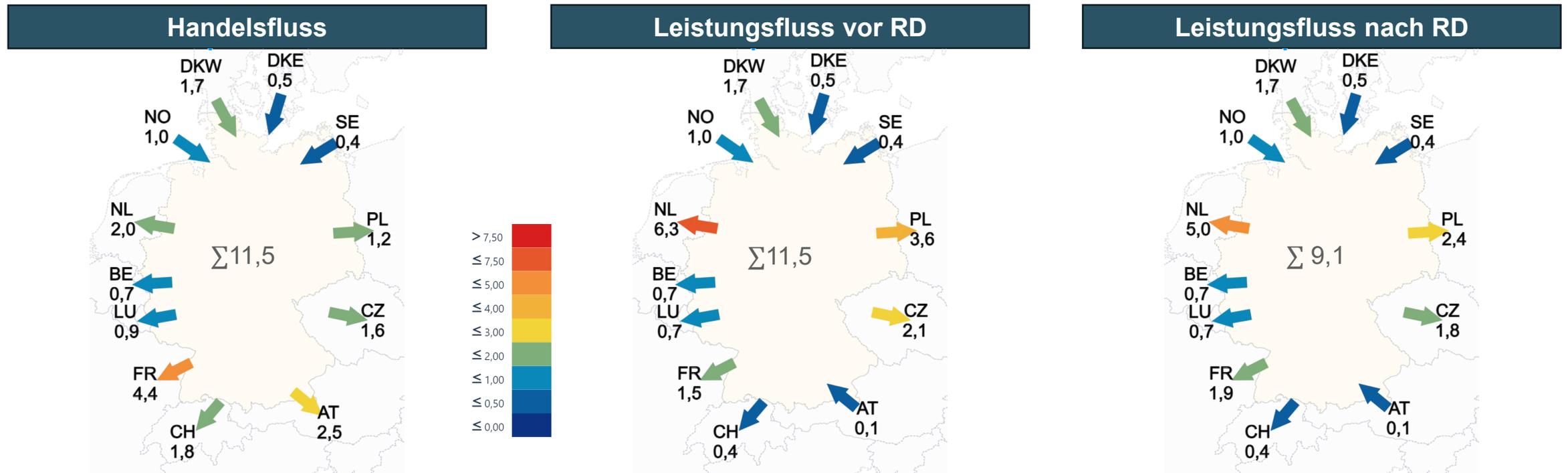
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,9
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,1
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	1,3
Summe positiver RD*	24,4

- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur 5,1 GW Netzreserve eingesetzt werden
→ **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 1,3 GW in Frankreich****

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
** Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

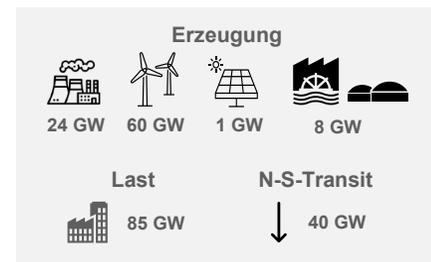
BA25 (t+1) Basis (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



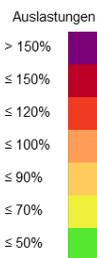
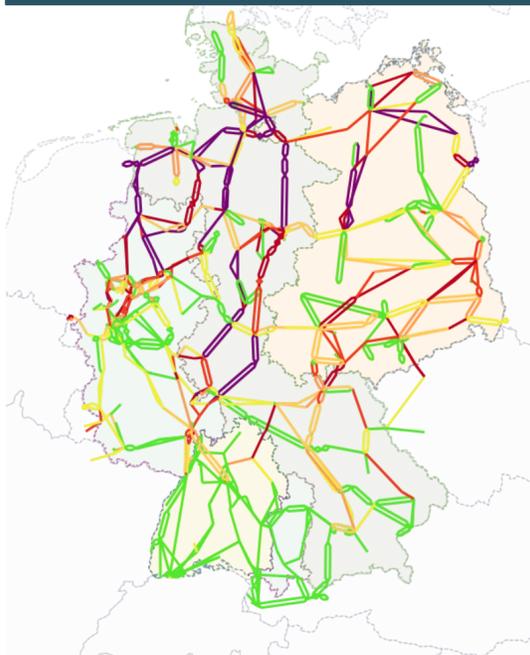
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,6 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (15,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (9,2 GW) und östlichen Grenzen (5,7 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (0,9 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,4 GW auf 9,1 GW

Auslastung und Redispatch

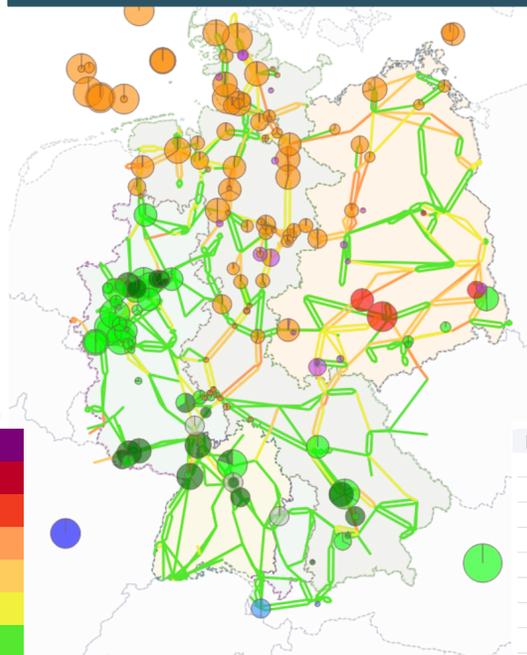
BA25 (t+1) Basis (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



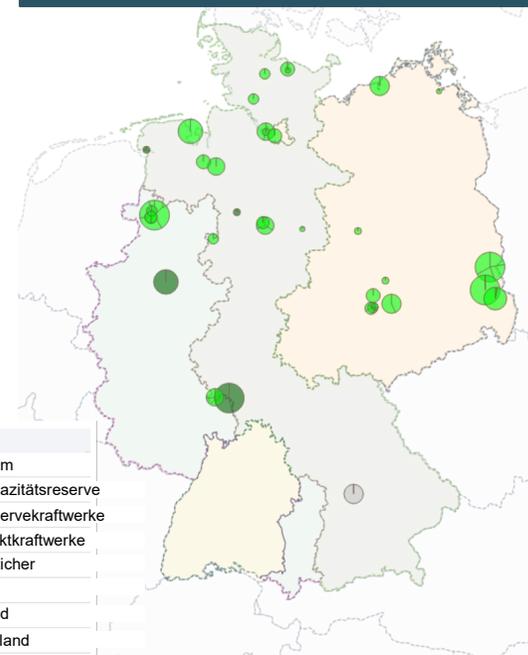
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



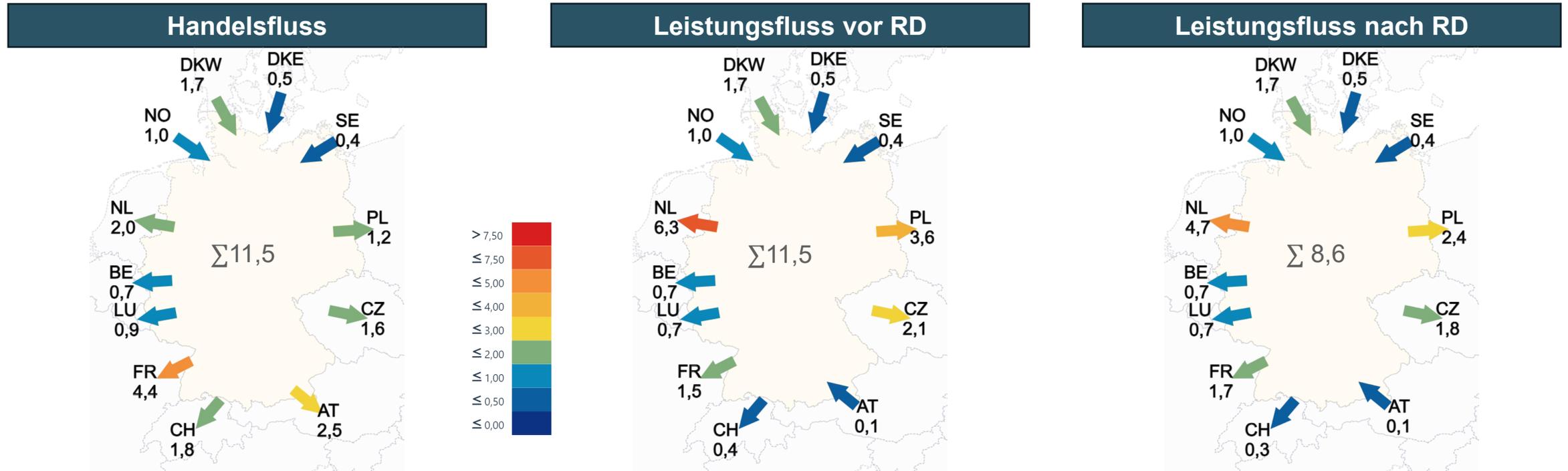
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	15,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,4
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9
Summe positiver RD*	24,6

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
→ Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,4 GW

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

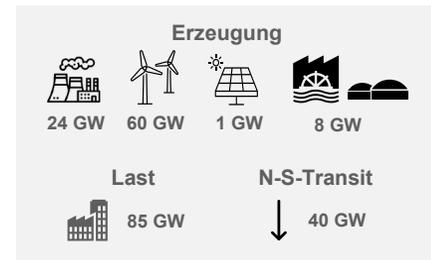
BA25 (t+1) Sensitivität (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



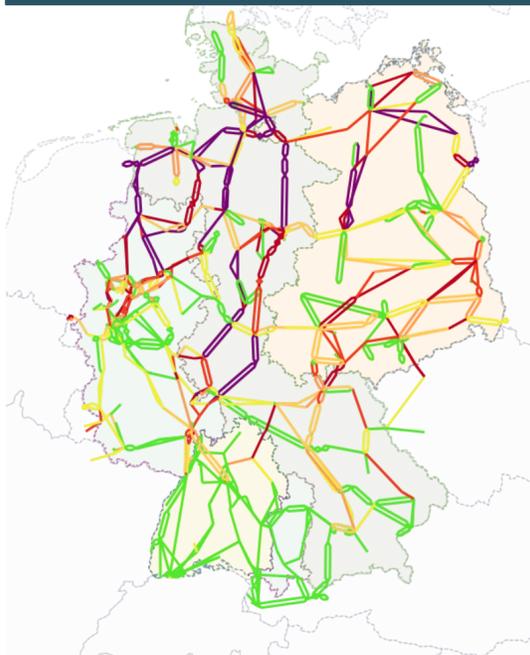
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,6 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (15,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (9,2 GW) und östlichen Grenzen (5,7 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (1,4 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,9 GW auf 8,6 GW

Auslastung und Redispatch

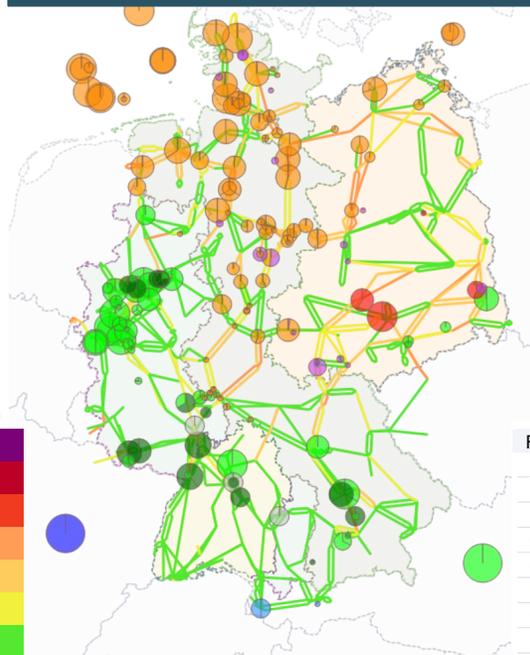
BA25 (t+1) Sensitivität (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 273 mit topo. Maßnahmen



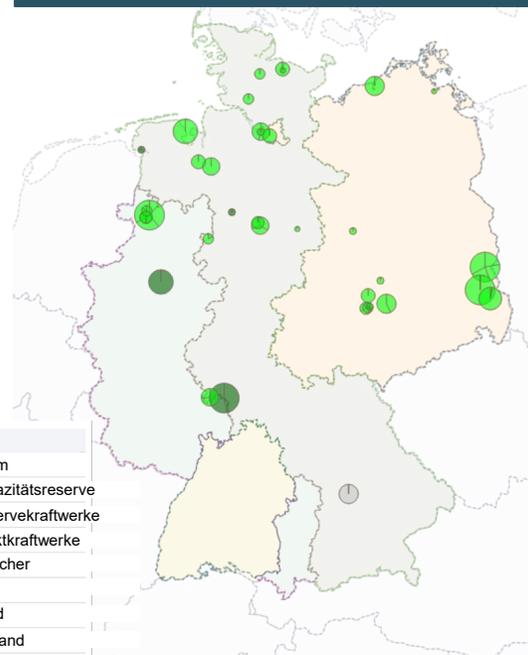
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,4
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE	15,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland***	1,4
Summe positiver RD*	24,3

- Stunde 273 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur 4,6 GW Netzreserve eingesetzt werden
- **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 1,4 GW in Frankreich****

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.
 *** Initiale Rechnung wird für die Empfehlung zur Dimensionierung des IBV-Volumens herangezogen

Topologische Maßnahmen BA25 (t+1)

BA25 (t+1) – Jahreslauf und Grenzsituation – topologischen Maßnahmen

Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb (ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Altheim
- 220-kV-Eichstetten (nur Jahreslauf)
- 380-kV-Daxlanden
- 380-kV-Kriftel (nur Grenzsituation)

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM (Werk II)

Grenzsituationen BA25 (t+1)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA24 (t+1)				BA25 (t+1)			
	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis initial	Basis robust	Sensi initial	Sensi robust
Netzreserveverfügbarkeit								
NNF	279	948	250	273	273			
Betrachtungsjahr	2024/25				2025/26			
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve		max. Ausland		max. Netzreserve & Ausland			
	GW							
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	13,5	4,3	5,2	11,7	15,3	15,0	15,5	15,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,5	2,9	2,6	0,2	6,5	6,8	6,1	6,4
Neg. RD PV-Einspeisung	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2	2,6	2,6	4,6	2,8	2,8	2,8	2,8
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	21,5	10,9	10,5	16,5	24,6	24,6	24,4	24,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	12,6	3,0	2,3	8,4	14,9	15,3	14,9	15,3
Pos. RD Netzreserve in DE	6,2	5,6	5,2	3,9	5,9	5,4	5,1	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,8	0,7	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,1	0,0	0,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,3	0,0	0,8	1,4	0,8	0,9	1,3	1,4
Summe positiver RD¹	21,5	10,9	10,5	16,5	24,6	24,6	24,4	24,3

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

³ Enthält auch reduzierte Pumpleistung

Vergleich BA25 (t+1) & BA24 (t+1)

- geringerer Einsatz der Netzreserve
- RD-Bedarf im Ausland in der robusten Rechnung bleibt konstant bei 1,4 GW
- RD-Bedarf im Ausland in der initialen Grenzsituation mit Bergkamen A etwas geringer (1,3 GW)*

Gründe

- Kraftwerke Walheim 1 & 2 sind in der BA25 (t+1) als endgültig stillgelegt angenommen
- Die Kraftwerke Staudinger 4 & 5 können in der Grenzsituation der BA25 (t+1) bei einer Berücksichtigung von Mehrfachausfällen aufgrund von lokalen Engpässen nicht einspeisen

* Initiale Rechnung wir für die Empfehlung zur Dimensionierung des IBV-Volumens herangezogen

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Netzreserve-Portfolio BA25 (t+1)

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensitivität			Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF273 initial Basis [MW]	RD in NNF273 robust Basis [MW]	Einsätze JL Sensitivität [Anzahl NNF]	RD in NNF273 initial Sensitivität [MW]	RD in NNF273 robust Sensitivität [MW]	
Allbach HKW 1	4040	433	333	X	146	333	333	148	333	333	X
Bergkamen A	7027	717	551		7	551	0	8	551	0	
Bexbach A	7040	726	558	X	360	558	558	446	558	558	X
Darmstadt GTKW	7921	95	73		336	73	73	372	73	73	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	263	X	334	263	263	336	263	263	X
GKM 7 + 7M	4026	425	326	X	145	326	326	167	326	326	X
GKM 8 (G19 + G18 + GN)	4035	435	334	X	275	334	334	296	334	334	X
Heilbronn 5	4046	125	96	X	110	96	96				X
Heilbronn 6	4047	125	96	X	121	96	96				X
Herne 4	7236	460	353		13	353	353	17	353	353	X
Ingolstadt 3	2028	355	273	X	114	273	273	120	273	273	X
Ingolstadt 4	2029	365	280	X	66	280	280	75	280	280	X
KMW 2	7814a	256	197	X	157	197	197	182	197	197	X
Marbach GT3	4051	85	65	X	179	65	65	180	65	65	X
RDK 7	4014	517	397	X	261	397	397	262	397	397	X
Scholven B	7498	345	265	X	1	265	265	4	265	265	X
Scholven C	7494	345	265	X	5	265	265				X
Staudinger 4	2041	580	445	X	339	0	0	363	0	0	X
Staudinger 5	2042	510	392	X	212	0	0	245	0	0	X
UPM Schongau	7997	40	31		118	31	31	127	31	31	X
Voelklingen MKV	7162	179	137	X	403	137	137				X
Voelklingen HKV	7161	211	162	X	460	162	162				X
Weiher C	7614	656	504	X	238	504	504	303	504	504	X
Zolling Block 5	2044	450	346	X	212	346	346	214	346	346	X

Netzreserve eingesetzt					5905 MW	5354 MW		5149 MW	4598 MW	
Netzreserve installiert	8777 MW	6742 MW			7687 MW	6970 MW		6702 MW	5925 MW	8084 MW

Netzreserve-Portfolio:

- Basis & Sensitivität
 - Robustheitsprüfung für die Netzreservekraftwerke Bergkamen A und Herne 4, da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden
 - In der robusten Grenzsituation wird Bergkamen A nicht mehr verwendet
- Für (t+1) sind alle Netzreservekraftwerke außer Bergkamen A im robusten Netzreserveportfolio (8,1 GW)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Jahreslauf BA25 (t+3) - RD-Ergebnis

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA24 (t+1)		BA25 (t+1)		BA24 (t+3)		BA25 (t+3)	
	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi
Betrachtungsjahr	2024/25		2025/26		2026/27		2027/28	
	TWh							
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	9,0	9,0	6,4	6,4	11,9	11,9	7,4	7,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,4	2,4	4,2	4,2	4,8	5,2	7,9	7,9
Neg. RD PV-Einspeisung	2,4	2,4	0,9	0,9	4,5	4,4	1,2	1,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	11,1	11,1	5,4	5,4	9,0	9,2	2,4	2,4
Neg. RD im Ausland	0,1	0,1	0,0	0,1	1,8	1,9	0,0	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	25,0	25,1	16,8	17,0	32,0	32,6	18,9	19,0
Pos. RD marktbasierter KW in DE	22,6	22,7	13,2	13,3	25,4	26,2	16,5	16,6
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,1	1,1	1,1	1,1	4,7	4,5	1,0	1,0
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1,5 \text{ GW}$)	1,3	1,3	2,4	2,4	1,7	1,7	1,3	1,3
Pos. RD im Ausland	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Summe <u>positiver</u> RD¹	25,0	25,1	16,8	17,0	32,0	32,6	18,9	19,0

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

³ Enthält auch pot. Netzreserve und kap. Reserve

Vergleich BA25 (t+3) & BA25 (t+1)

- Gesamt Redispatchbedarf steigt leicht an
- Geringerer Einsatz der Netzreserve
- Geringerer Einsatz der gesicherten RD-Potenziale in AT
- Konstanter pos. Redispatch im restlichen Ausland

Vergleich BA25 (t+3) & BA24 (t+3)

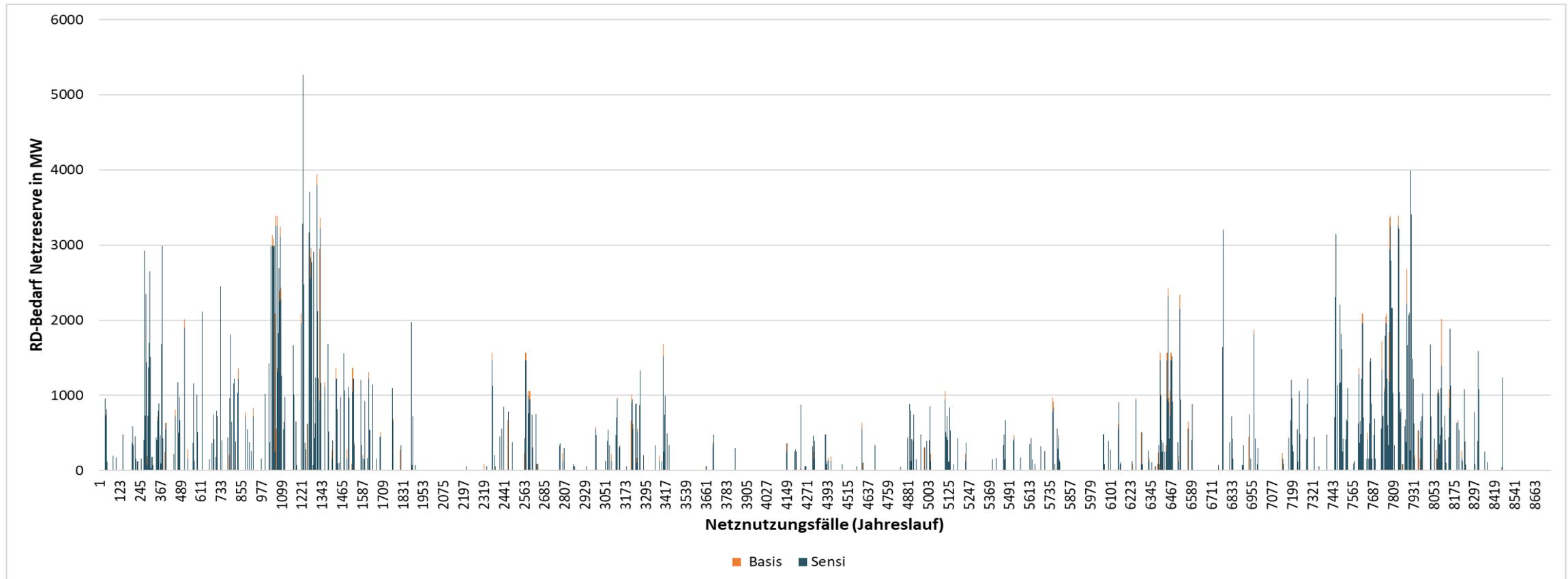
- Gesamt Redispatchbedarf sinkt deutlich
- Deutliche Reduzierung des neg. RD-Bedarfs im Ausland

Gründe

- Netzausbau
 - u.a. IBN von Ultranet → Reduzierung des RD-Bedarf
- Aktualisierte Markt- und Szenarioannahmen
 - Reduzierte Lastannahmen & mehr installierte EE
→ weniger Import aus FR
→ weniger gesamt RD-Bedarf

Jahreslauf BA25 (t+3) - Netzreserve

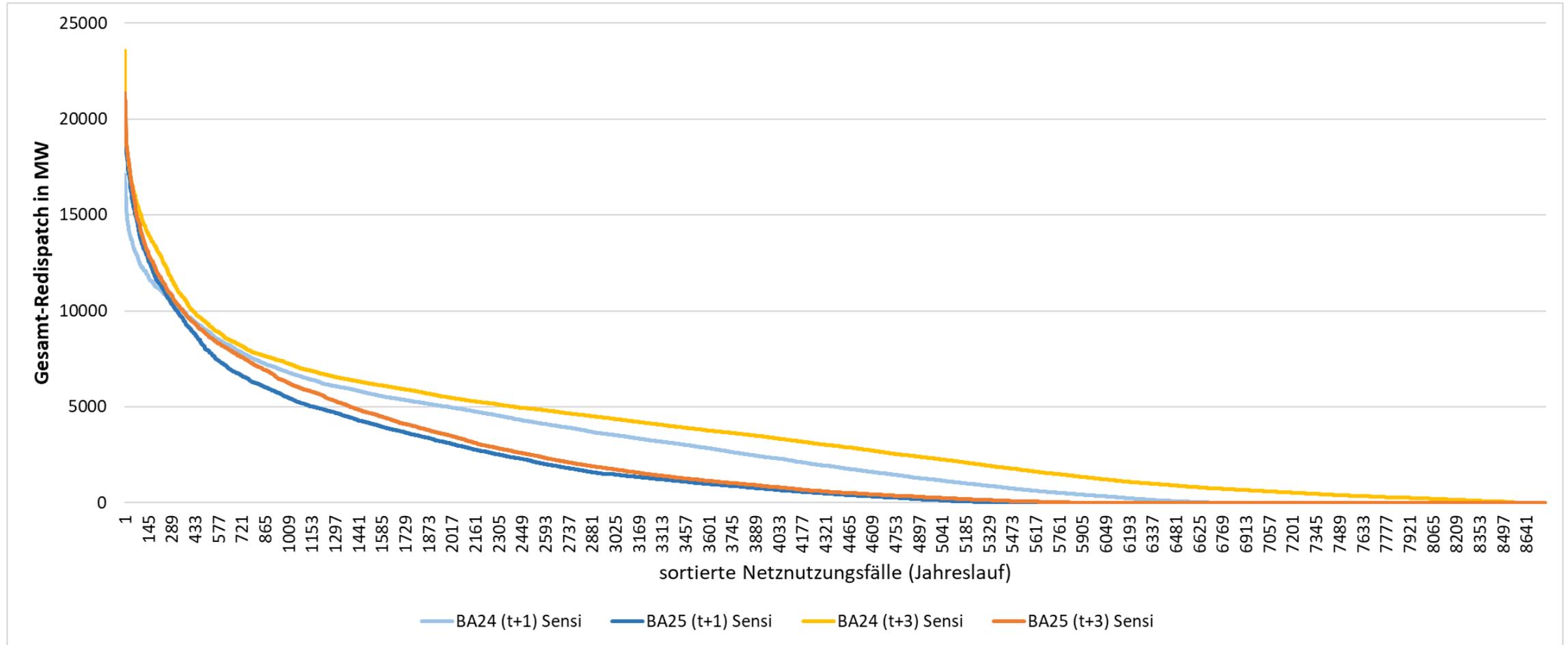
Einsatz der aktuellen Netzreserve im Jahreslauf (t+3)



- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 1124 NNF (Basis) und 1121 NNF (Sensitivität)
- Durchschnittlicher Redispatch mit Netzreserve: 808 MW (Basis) und 810 MW (Sensitivität)

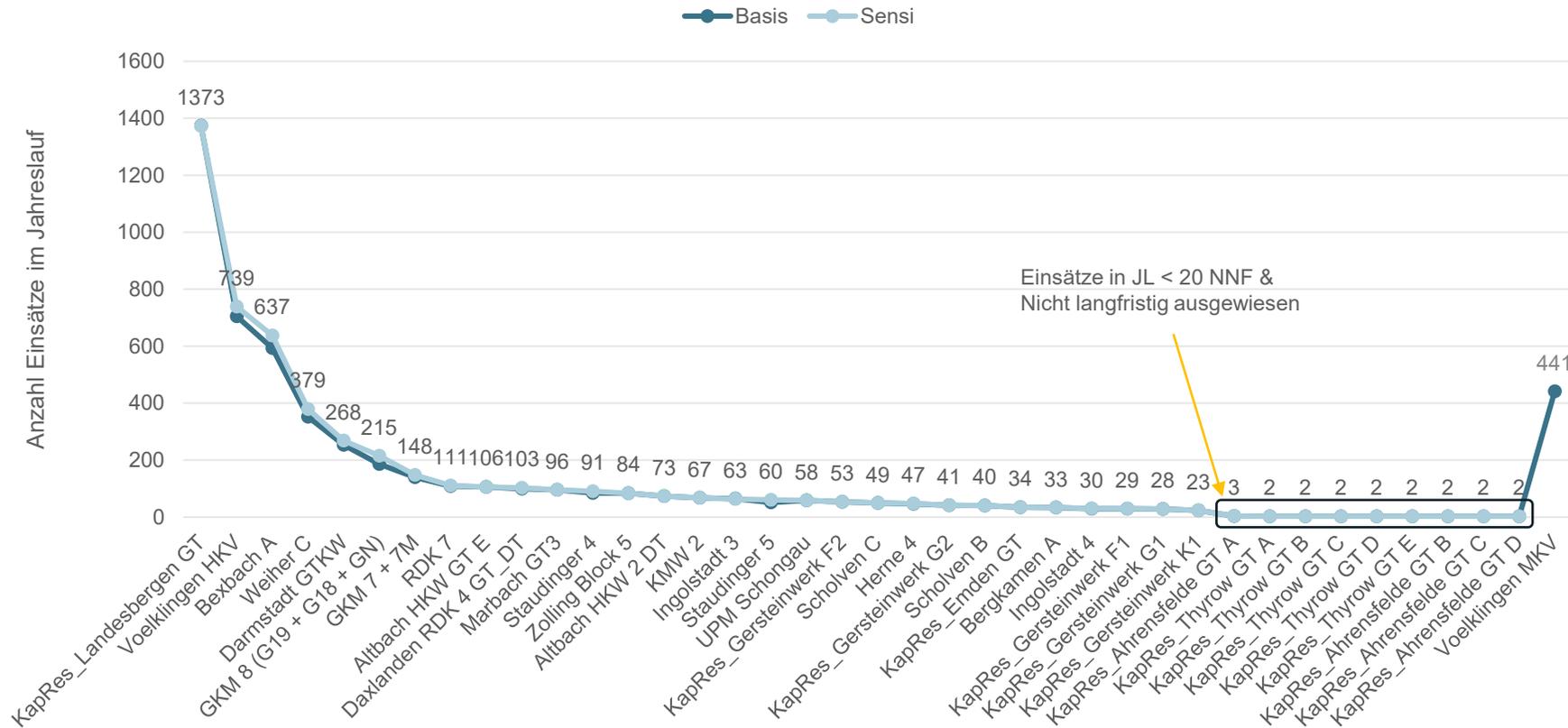
Jahreslauf BA25 (t+3) - Redispatchbedarf

Vergleich des Gesamt-Redispatchbedarfs in den Jahresläufen



Jahreslauf BA25 (t+3) - Netzreserve

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Alle bestehenden werden in den Jahresläufen (Basis & Sensitivität) in mehr als 20 NNF genutzt
- Nur die Kapazitätsreserve-Kraftwerke in Thyrow und Ahrensfelde werden weniger als 20-mal im Jahreslauf eingesetzt
- Da die Kapazitätsreserve-Kraftwerke in Thyrow und Ahrensfelde in den initialen Grenzsituationen auch nicht verwendet werden, müssen **keine robusten Grenzsituationen** gerechnet werden

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

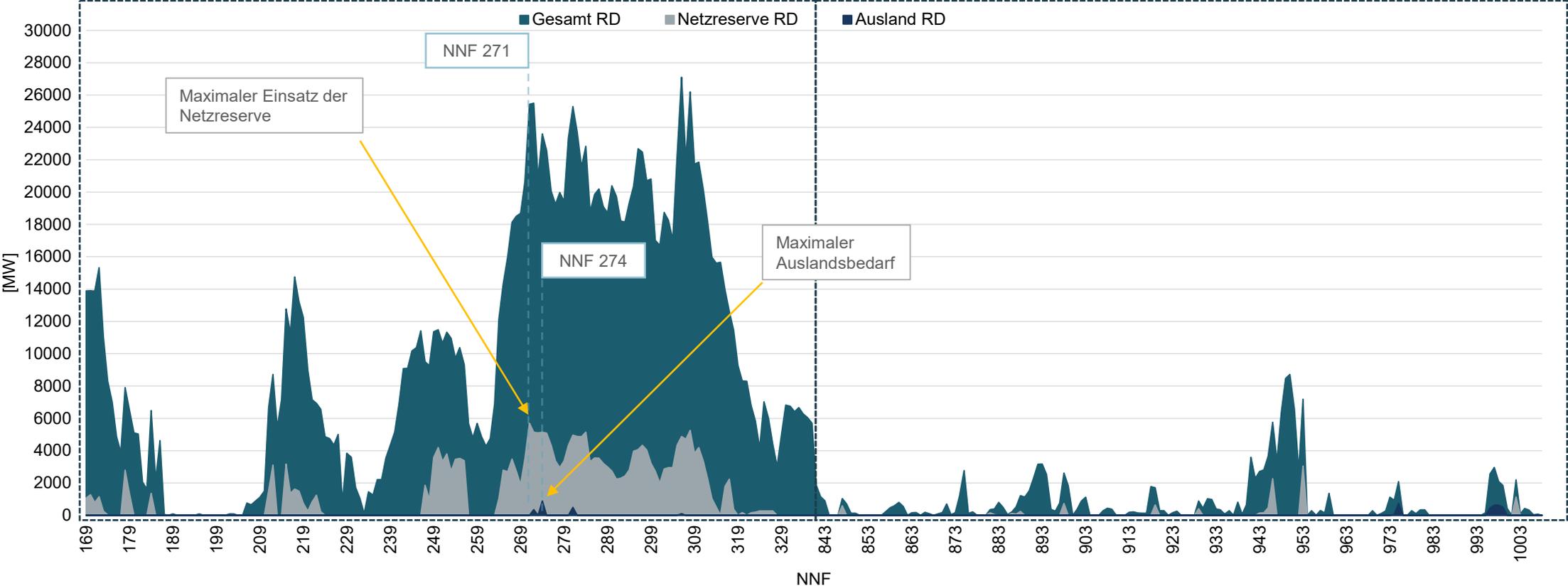
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

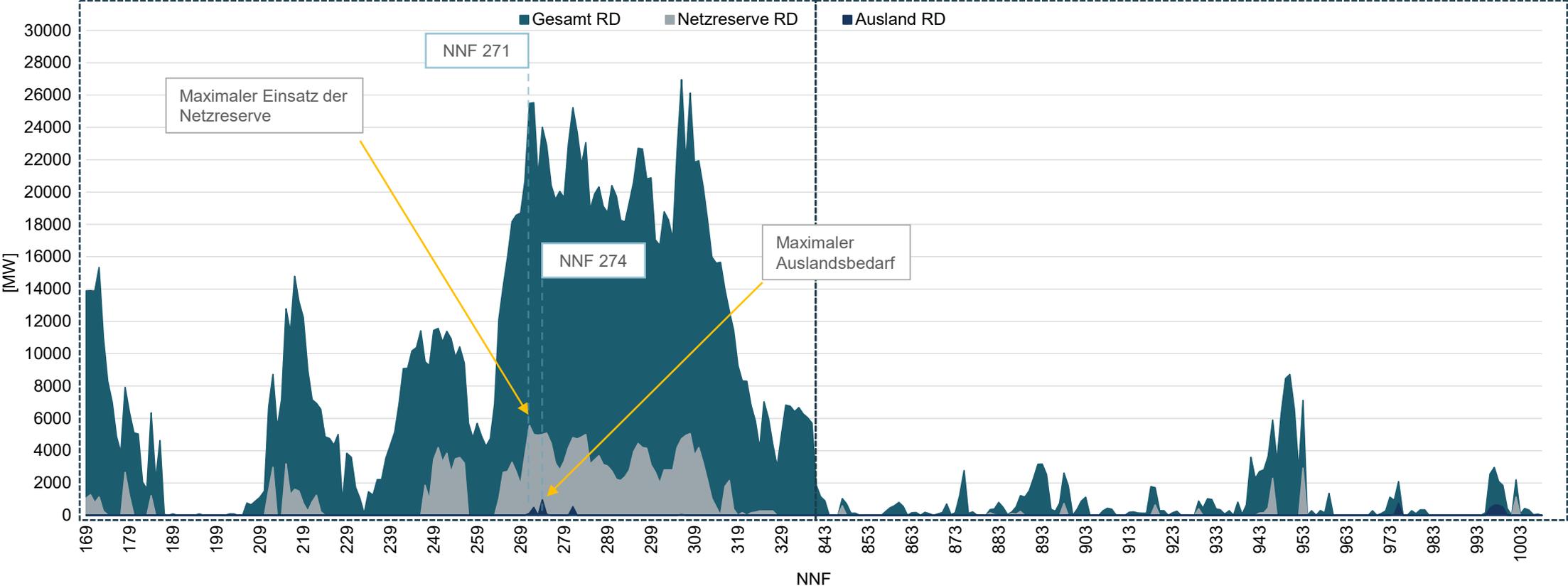
Identifikation der Grenzsituation (t+3)

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Basis) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



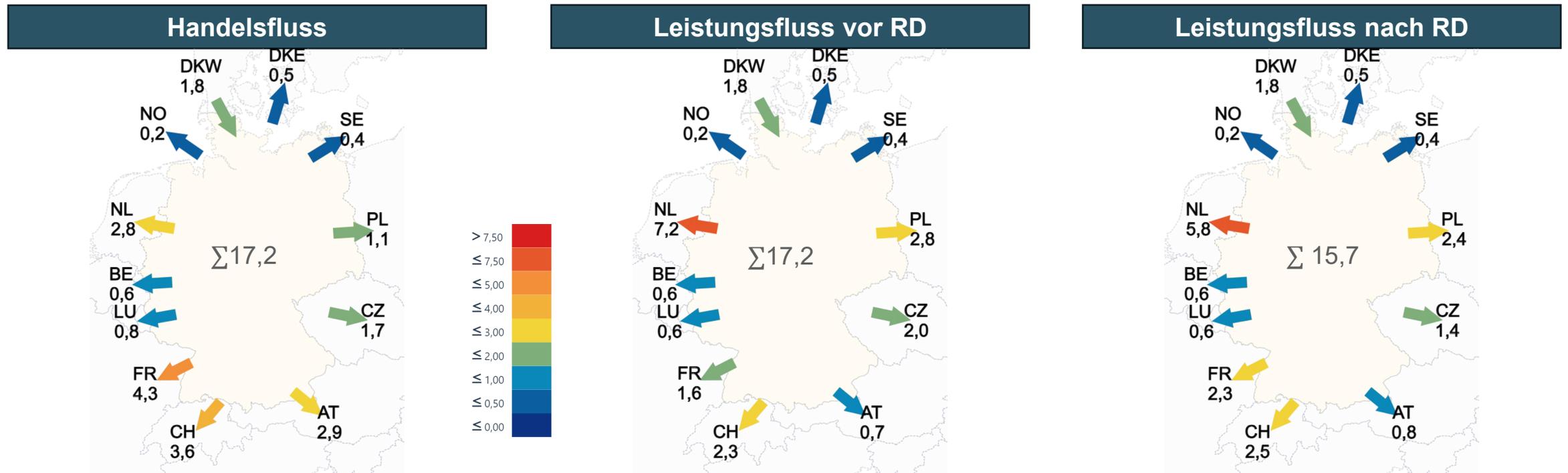
Identifikation der Grenzsituation (t+3)

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Sensitivität) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation



Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

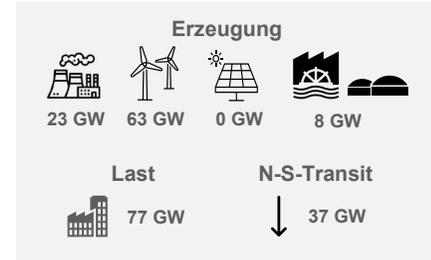
BA25 (t+3) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 271 mit topologischen Maßnahmen



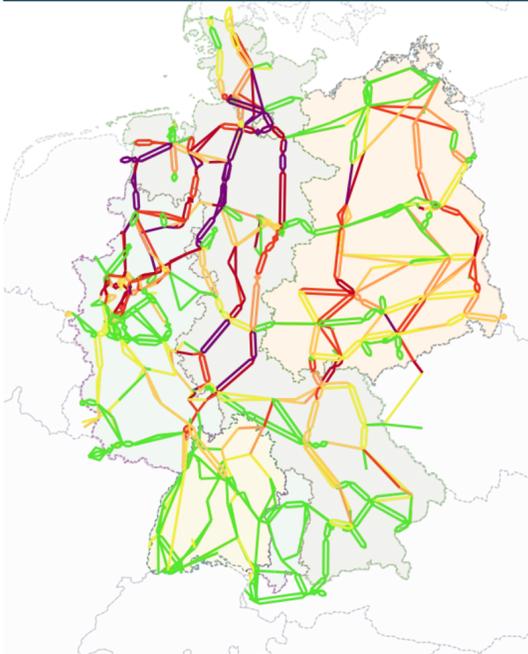
- Geringer Handelsimport aus Skandinavien (0,7 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (17,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (12 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo auf 15,7 GW

Auslastung und Redispatch

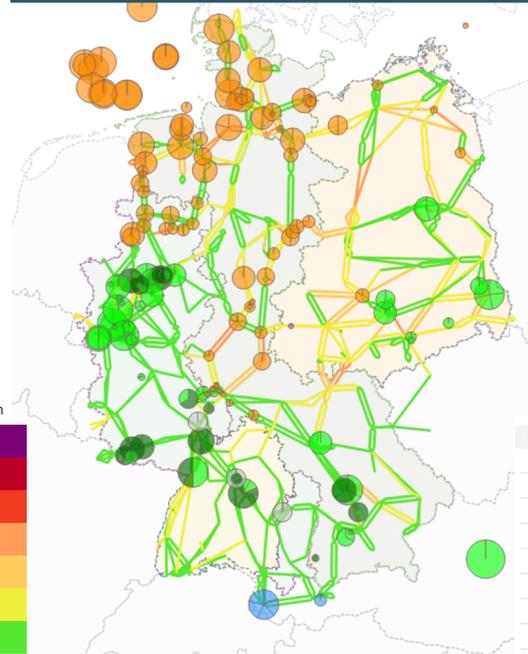
BA25 (t+3) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 271 mit topologischen Maßnahmen



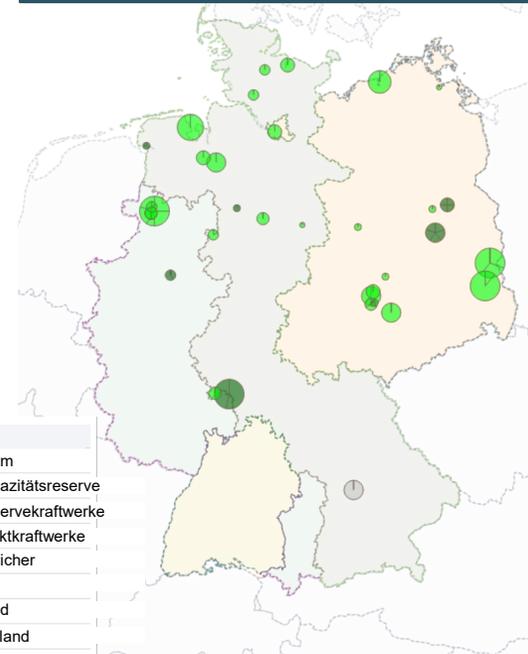
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



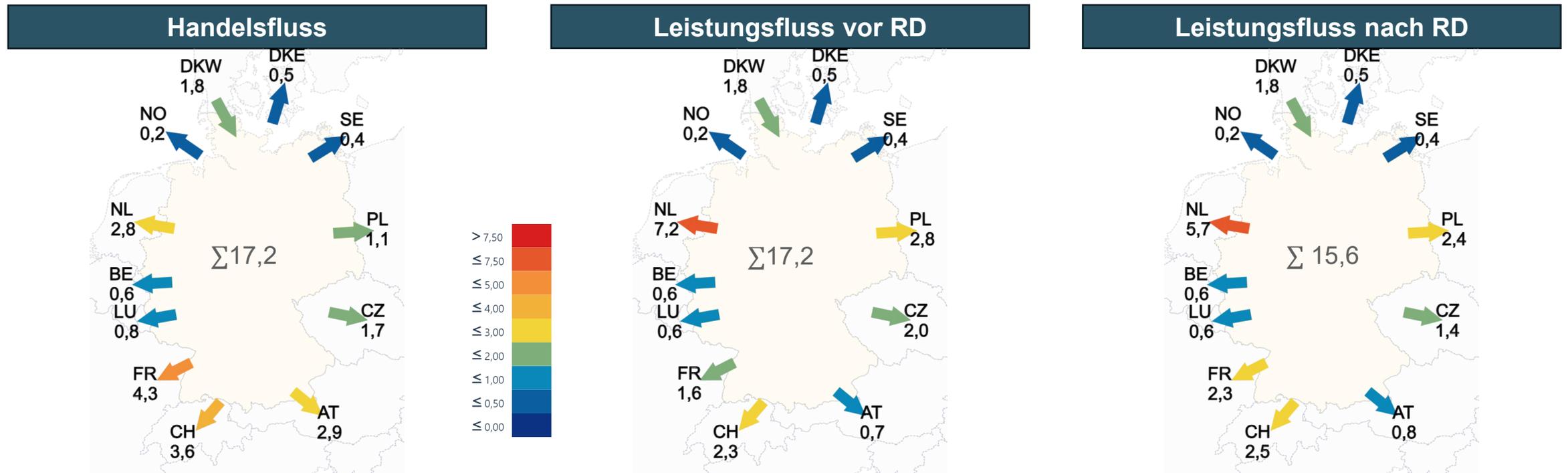
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	16,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	9,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,4
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	25,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	16,8
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,0
Summe positiver RD*	25,4

- Stunde 271 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,7 GW

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

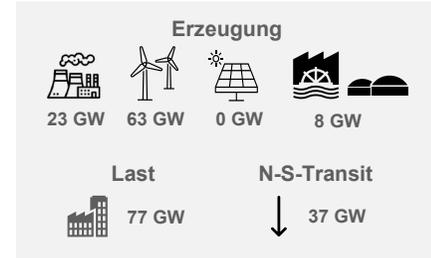
BA25 (t+3) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 271 mit topologischen Maßnahmen



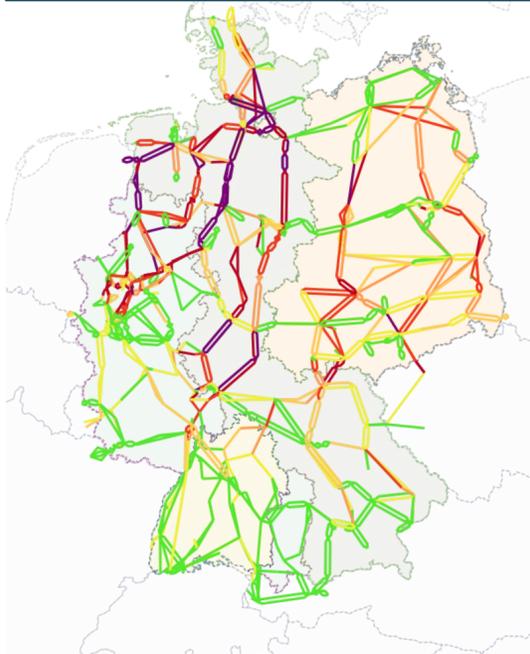
- Geringer Handelsimport aus Skandinavien (0,7 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (17,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (12 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (0,1 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 1,6 GW auf 15,6 GW

Auslastung und Redispatch

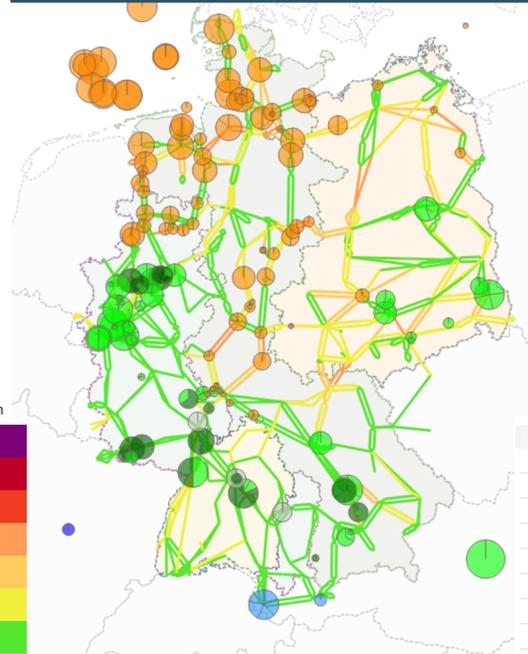
BA25 (t+3) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 271 mit topologischen Maßnahmen



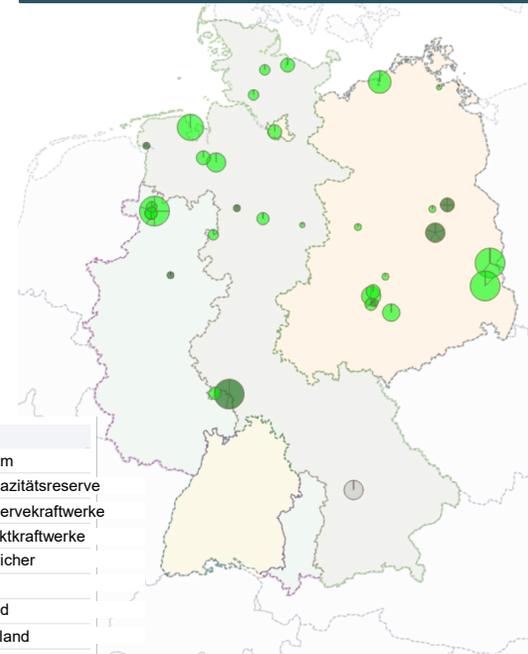
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



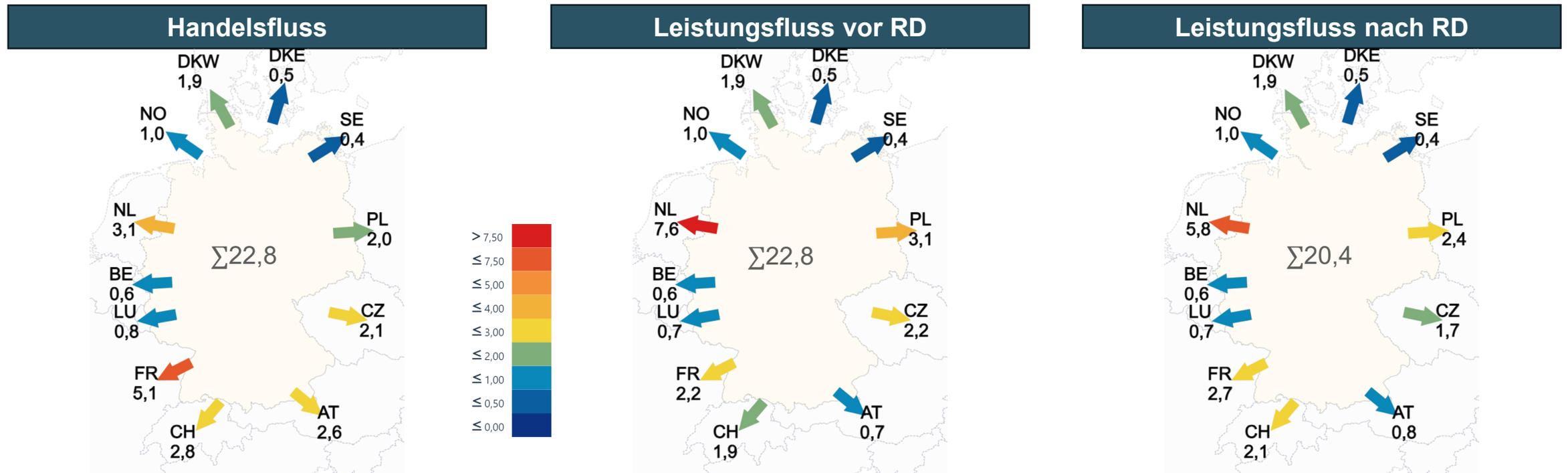
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	16,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	9,1
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,4
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	25,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE	16,8
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,1
Summe positiver RD*	25,5

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

- Stunde 271 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,6 GW

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

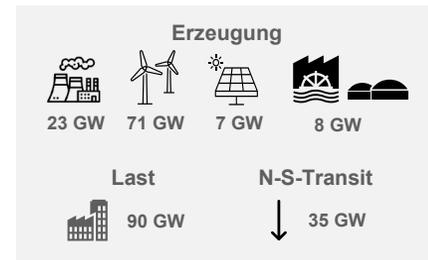
BA25 (t+3) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



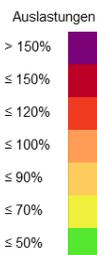
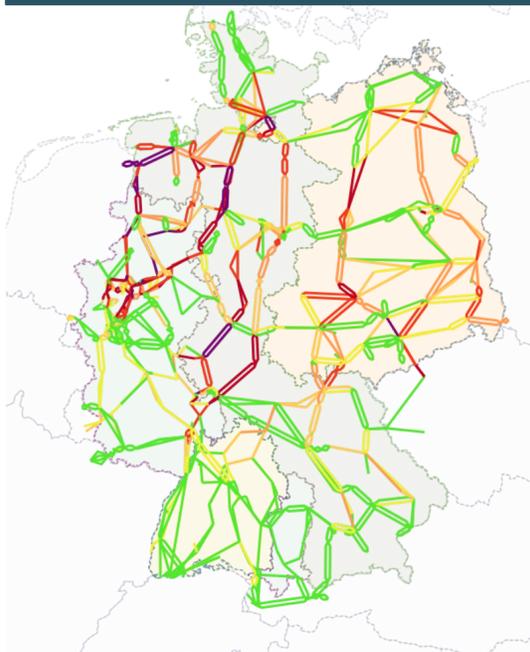
- Hoher Handelsexport an allen Grenzen (22,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (13 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (0,9 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,4 GW auf 20,4 GW

Auslastung und Redispatch

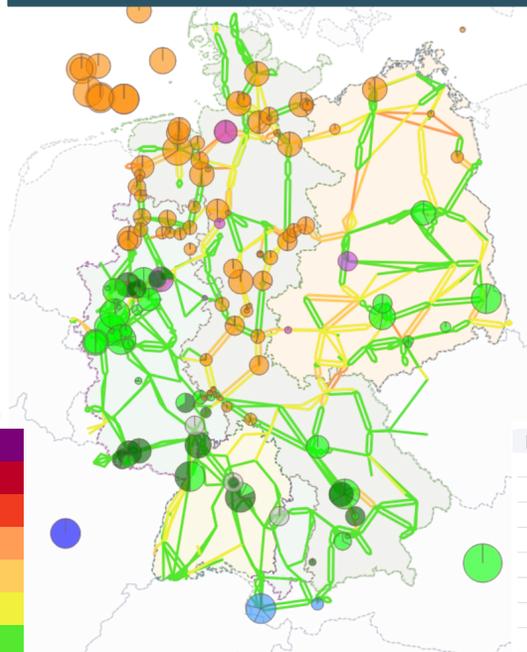
BA25 (t+3) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



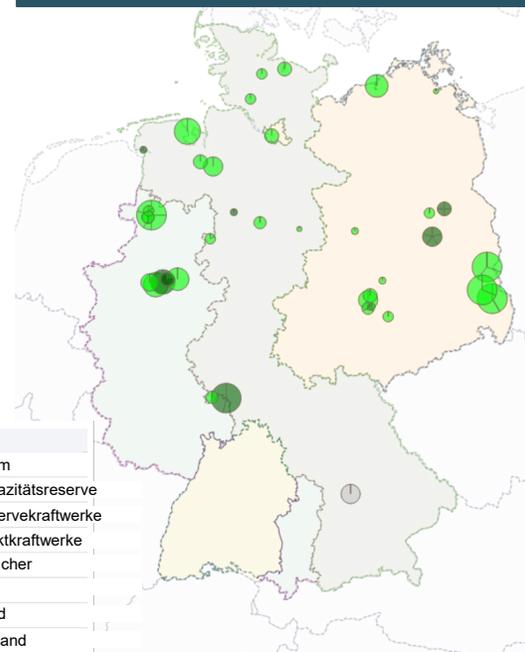
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



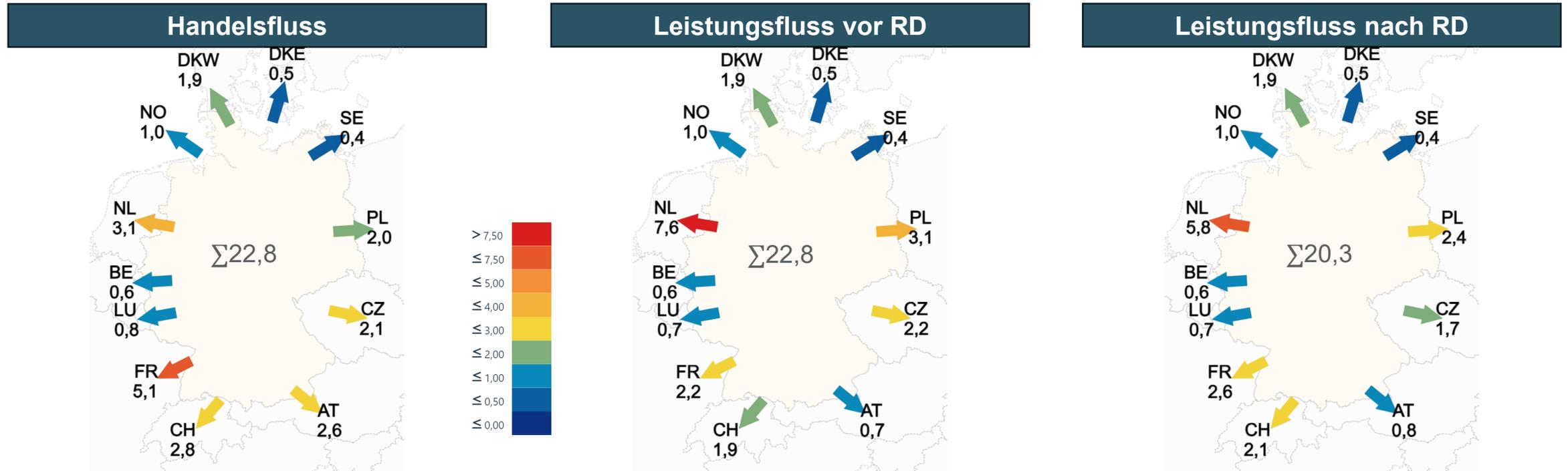
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	14,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,9
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,8
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,1
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9
Summe positiver RD*	23,6

- Stunde 271 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,1 GW
 - ausländischer RD-Bedarf von 0,9 GW in Frankreich**

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

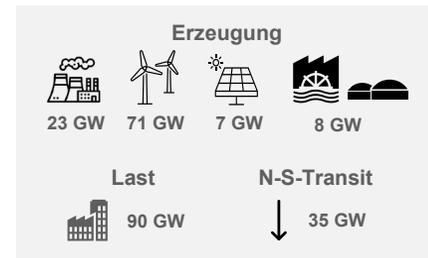
BA25 (t+3) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



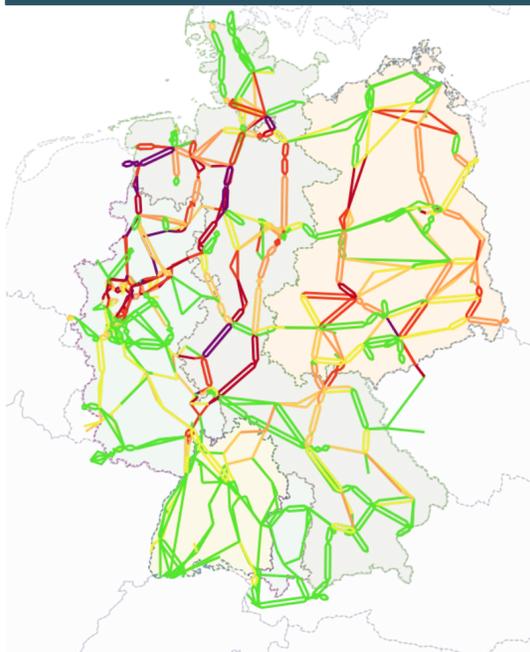
- Hoher Handelsexport an allen Grenzen (22,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (13 GW)
- Durch Redispatch in AT (1,5 GW) und FR (1,0 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,5 GW auf 20,3 GW

Auslastung und Redispatch

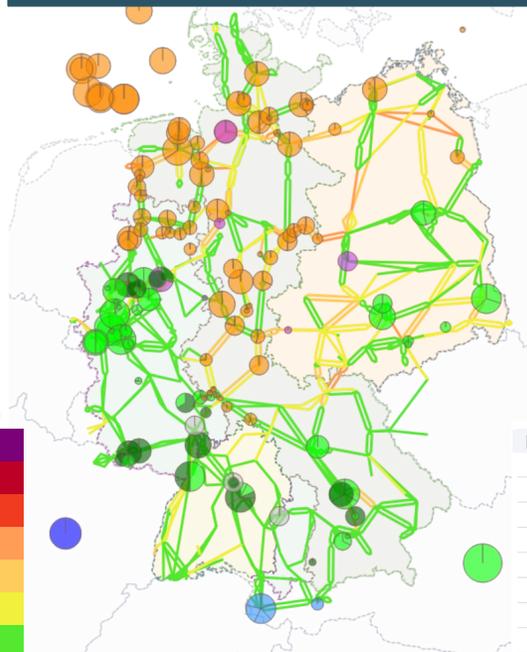
BA25 (t+3) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



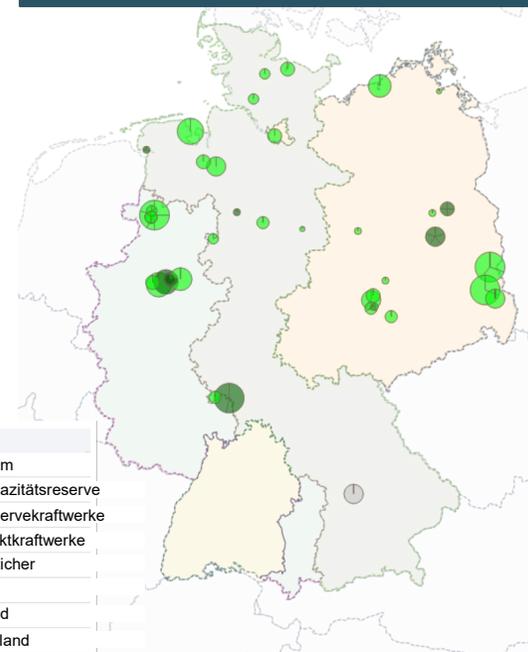
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,9
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,0
Pos. RD marktbasierter KW in DE	15,2
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,0
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	1,0
Summe positiver RD*	24,0

- Stunde 271 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,0 GW
 - ausländischer RD-Bedarf von 1,0 GW in Frankreich**

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

Topologische Maßnahmen BA25 (t+3)

BA25 (t+3) – Jahreslauf und Grenzsituation – topologischen Maßnahmen

Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb (ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV Kriffel (nur Grenzsituation)

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM (Werk II)

Grenzsituationen BA25 (t+3)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA24 (t+1)				BA25 (t+1)		BA24 (t+3)				BA25 (t+3)			
	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis robust	Sensi initial	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi
Netzreserveverfügbarkeit														
NNF	279	948	250	273	273	273	274		303		271		274	
Betrachtungsjahr	2024/25				2025/26		2026/27				2027/28			
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve		max. Ausland		max. Netzreserve & Ausland		max. Netzreserve		max. Ausland		max. Netzreserve		max. Ausland	
	GW													
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	13,5	4,3	5,2	11,7	15,0	15,5	18,3	17,4	18,8	18,8	16,0	16,0	14,7	15,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,5	2,9	2,6	0,2	6,8	6,1	2,3	2,9	3,1	3,2	9,1	9,1	6,9	6,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	1,3	1,4	0,0	0,0	0,1	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2	2,6	2,6	4,6	2,8	2,8	1,1	1,1	0,0	0,0	0,4	0,4	1,9	1,9
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	21,5	10,9	10,5	16,5	24,6	24,4	21,9	21,6	23,3	23,4	25,4	25,5	23,6	24,0
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	12,6	3,0	2,3	8,4	15,3	14,9	11,6	11,2	12,5	12,5	16,8	16,8	14,8	15,2
Pos. RD Netzreserve in DE	6,2	5,6	5,2	3,9	5,4	5,1	5,8	5,5	5,4	4,8	5,7	5,6	5,1	5,0
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7	0,8	0,7	0,1	0,6	0,6	0,7	0,7	0,1	0,4	0,5	0,6	0,4	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,1	0,0	0,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,3	0,0	0,8	1,4	0,9	1,3	1,9	2,2	3,3	3,7	0,0	0,1	0,9	1,0
Summe positiver RD¹	21,5	10,9	10,5	16,5	24,6	24,4	21,9	21,6	23,3	23,4	25,4	25,4	23,6	24,0

¹ Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

² Einsatz besondere netztechnische Betriebsmittel als letzte Maßnahme zur Wahrung der Netzstabilität gemäß EnWG §13 (1)

³ Enthält auch reduzierte Pumpleistung

Vergleich BA25 (t+3) & BA25 (t+1)

- maximaler Einsatz der Netzreserve steigt leicht
- RD-Bedarf im Ausland sinkt von 1,3 GW auf 1,0 GW

Vergleich BA25 (t+3) & BA24 (t+3)

- RD-Bedarf im Ausland sinkt deutlich von 3,7 GW auf 1,0 GW

Gründe

- Export statt Import in Richtung Skandinavien
- geringerer Nord-Süd-Transit
- Netzausbau (u.a. Ultranet)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Netzreserve-Portfolio BA25 (t+3)

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensi			Robustes Portfolio
					Einsätze JL initial Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF271 initial Basis [MW]	RD in NNF271 robust Basis [MW]	Einsätze JL initial Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF271 initial Sensi [MW]	RD in NNF271 robust Sensi [MW]	
Altbach HKW 2 DT	4041	323	248	X	73	248		73	248		X
Altbach HKW GT E	4002	65	50	X	106	50		106	50		X
Bergkamen A	7027	717	551		33	551		33	551		X
Bexbach A	7040	726	558	X	593	558		637	558		X
Darmstadt GTKW	7921	95	73		253	73		268	73		X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	263	X	100	263		103	263		X
GKM 7 + 7M	4026	425	326	X	140	326		148	326		X
GKM 8 (G19 + G18 + GN)	4035	435	334	X	186	334		215	334		X
Herne 4	7236	460	353		46	353		47	353		X
Ingolstadt 3	2028	355	273	X	64	273		63	273		X
Ingolstadt 4	2029	365	280	X	29	280		30	280		X
KMW 2	7814a	256	197	X	67	197		67	197		X
Marbach GT3	4051	85	65	X	96	65		96	65		X
RDK 7	4014	517	397	X	109	397		111	397		X
Scholven B	7498	345	265	X	40	265		40	265		X
Scholven C	7494	345	265	X	49	265		49	265		X
Staudinger 4	2041	580	445	X	85	0		91	0		X
Staudinger 5	2042	510	392	X	51	0		60	0		X
UPM Schongau	7997	64	49		58	49		58	49		X
Voelklingen MKV	7162	179	137	X	441	137					X
Voelklingen HKV	7161	211	162	X	705	162		739	162		X
Weiherr C	7614	656	504	X	352	504		379	504		X
Zolling Block 5	2044	450	346	X	84	346		84	346		X
KapRes_Thyrow GT A	8348	90	90		2	0		2	0		
KapRes_Thyrow GT B	8349	90	90		2	0		2	0		
KapRes_Thyrow GT C	8350	90	90		2	0		2	0		
KapRes_Thyrow GT D	8351	90	90		2	0		2	0		
KapRes_Thyrow GT E	8344	90	90		2	0		2	0		
KapRes_Ahrensfelde GT A	8333	60	60		3	0		3	0		
KapRes_Ahrensfelde GT B	8334	60	60		2	0		2	0		
KapRes_Ahrensfelde GT C	8335	60	60		2	0		2	0		
KapRes_Ahrensfelde GT D	8336	60	60		2	0		2	0		
KapRes_Emden GT	2107b	50	50		34	0		34	0		
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	43		29	42		29	42		X
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	300	233		53	230		53	230		X
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	43		28	0		28	0		
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	233		41	230		41	230		X
KapRes_Gersteinwerk K1	7830	95	74		23	11		23	73		X
KapRes_Landesbergen GT	2037	56	44		1374	0		1373	0		

Nicht notwendig

Nicht notwendig

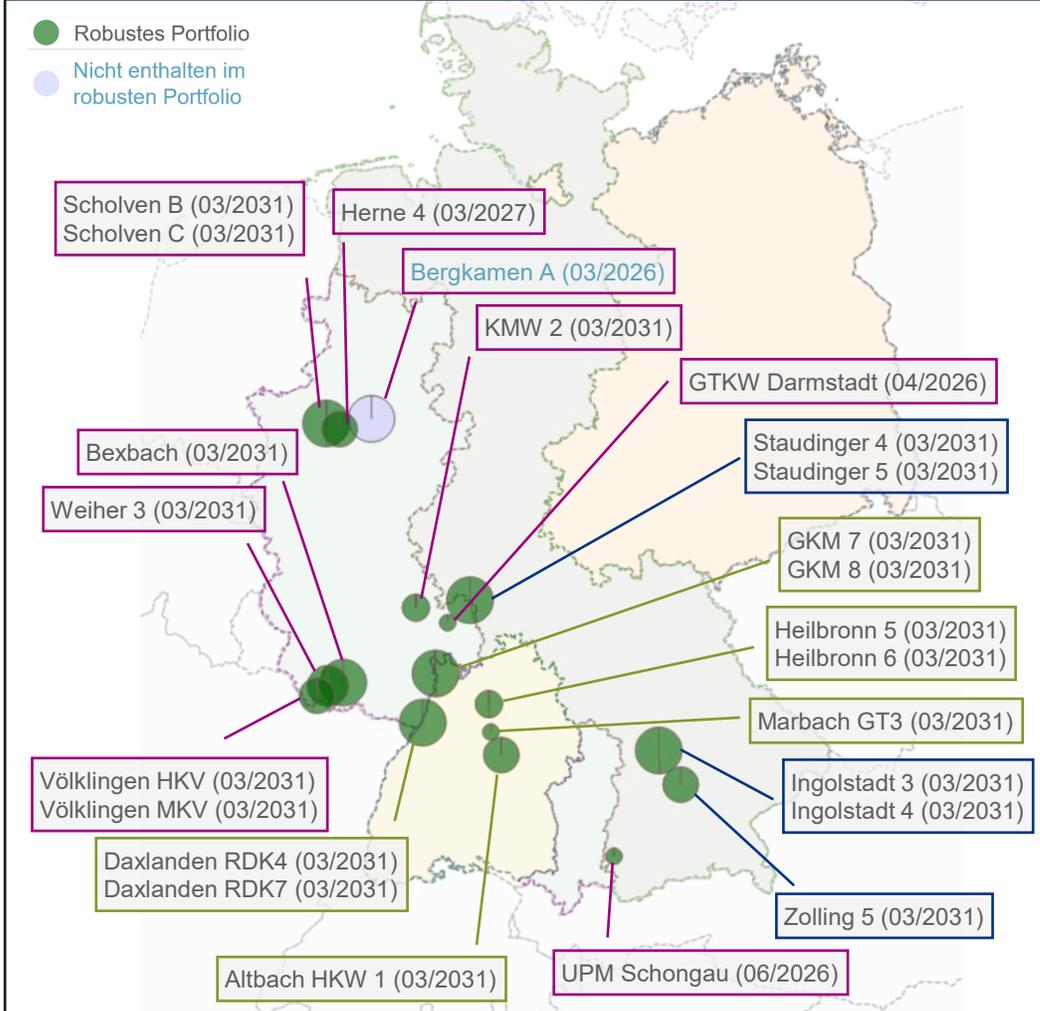
Netzreserve-Portfolio:

- Basis & Sensitivität
 - In der Sensitivität ist das Netzreservekraftwerk Völklingen MKV nicht verfügbar
 - Alle Netzreservekraftwerke werden mehr als 20-mal im Jahreslauf eingesetzt
 - Nur die Kapazitätsreserve-Kraftwerke Thyrow GT (A-E) und Ahrensfelde GT (A-D) werden weniger als 20-mal im Jahreslauf eingesetzt.
 - Im robusten Netzreserve-Portfolio sind alle heutigen Netzreserve-Kraftwerke sowie die Kapazitätsreserve-Kraftwerke Gersteinwerk F1, F2, G2 & K1 enthalten
→ Netzreserve-Portfolio i. H. v. 9,3 GW

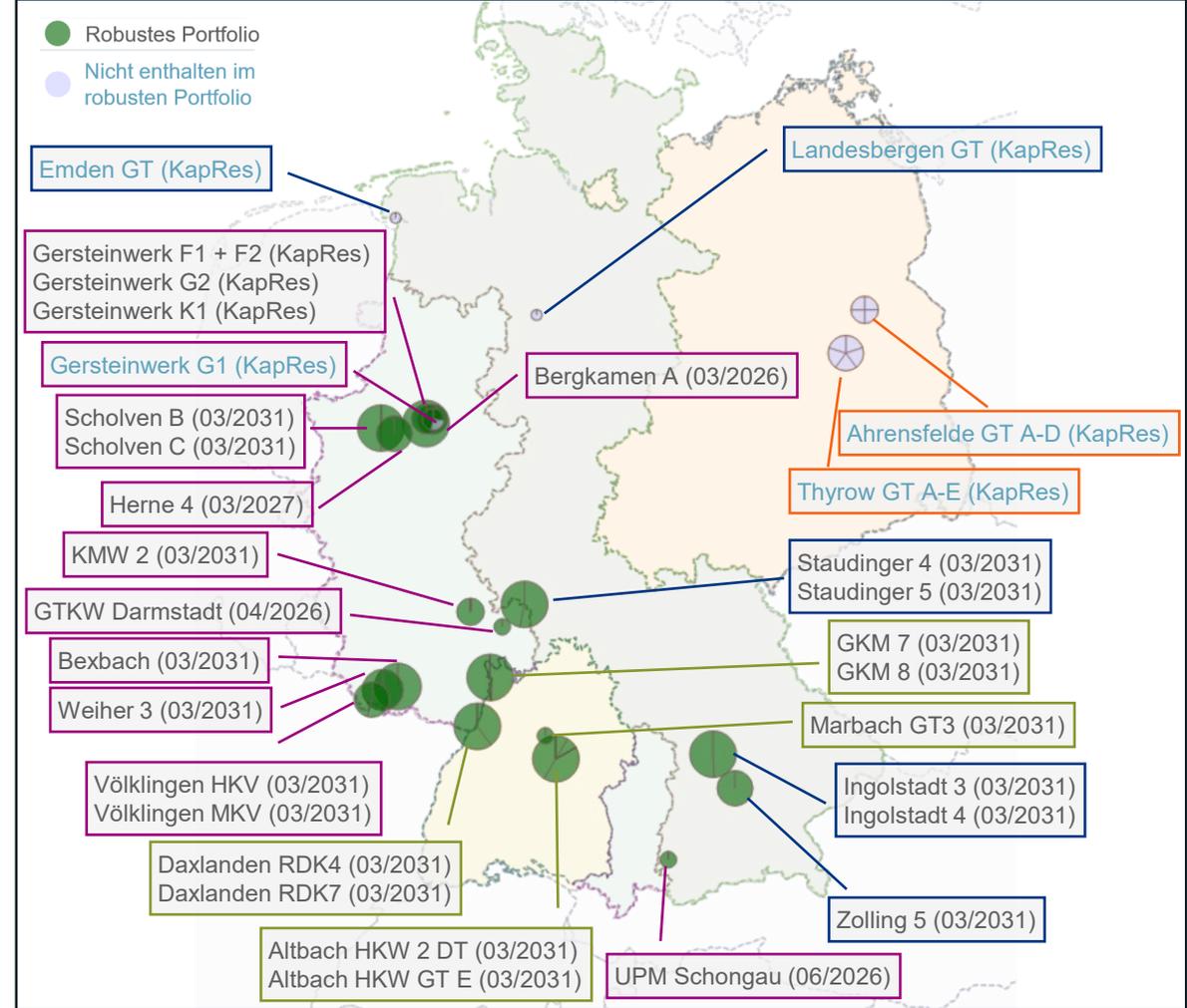
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve eingesetzt					6209 MW			6134 MW		
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve installiert	10107 MW	7942 MW			8166 MW			7987 MW		9256 MW

Netzreserve-Portfolio für 2025/26 und 2027/28

BA25 (t+1) 2025/26



BA25 (t+3) 2027/28



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung
2. Randbedingungen
3. Vorgehensweise und Methodik
4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation
5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling
6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse
7. Marktsimulation
8. Netzanalysen
9. **Fazit**

Fazit

- Das **Netzreserve-Portfolio** wird in beiden Zeithorizonten fast vollständig benötigt und verbleibt auf einem hohen Niveau.
 - Installierte Leistung des robusten Netzreserveportfolios in 2025/26: 8,1 GW (Basis)
 - Installierte Leistung des robusten Netzreserveportfolios in 2027/28: 9,3 GW (Basis)
- Aufgrund der unklaren Situation bezüglich der **Kraftwerke in der Kapazitätsreserve** im Zeitraum (t+3) wurde deren Systemrelevanz, in Bezug auf die netzseitige Versorgungssicherheit, bewertet.
 - Auf Basis der BA25 (t+3) kann für die Kraftwerke Gersteinwerk F1, F2, G2 und K1 eine Systemrelevanz nachgewiesen werden.
- Der Bedarf an **Redispatch-Potential im Ausland** beträgt:
 - in (t+1) bis zu 1,3 GW (Sensitivität)
 - in (t+3) bis zu 1,0 GW (Sensitivität)
- Die aus Sicht der ÜNB zu **kontrahierende Redispatch-Leistung im Ausland** (Interessenbekundungsverfahren) beträgt für den Winter 2025/26 1,3 GW.

Kontaktfolie

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de