



Abschlussbericht Systemanalysen 2024

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

Aufgaben und Zielsetzung

- Mit der Systemanalyse 2024 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 Netzeingängen und für die Spannungshaltung.
- Die der Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2023 abgestimmt. Sie umfassen:
 - Analyse der Zeithorizonte 01.04.2024 – 31.03.2025 (t+1) und 01.04.2026 – 31.03.2027 (t+3)
 - Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
 - Erzeugungsportfolio (konventionell und EE)
 - Last- und Verbrauchsentwicklung
 - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
 - Brennstoffpreise
 - Netzausbauzustand

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

Randbedingungen

Kohleausstieg:

- Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2024/2025 und 2026/2027 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. bis 7. Ausschreibungsrunde 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.

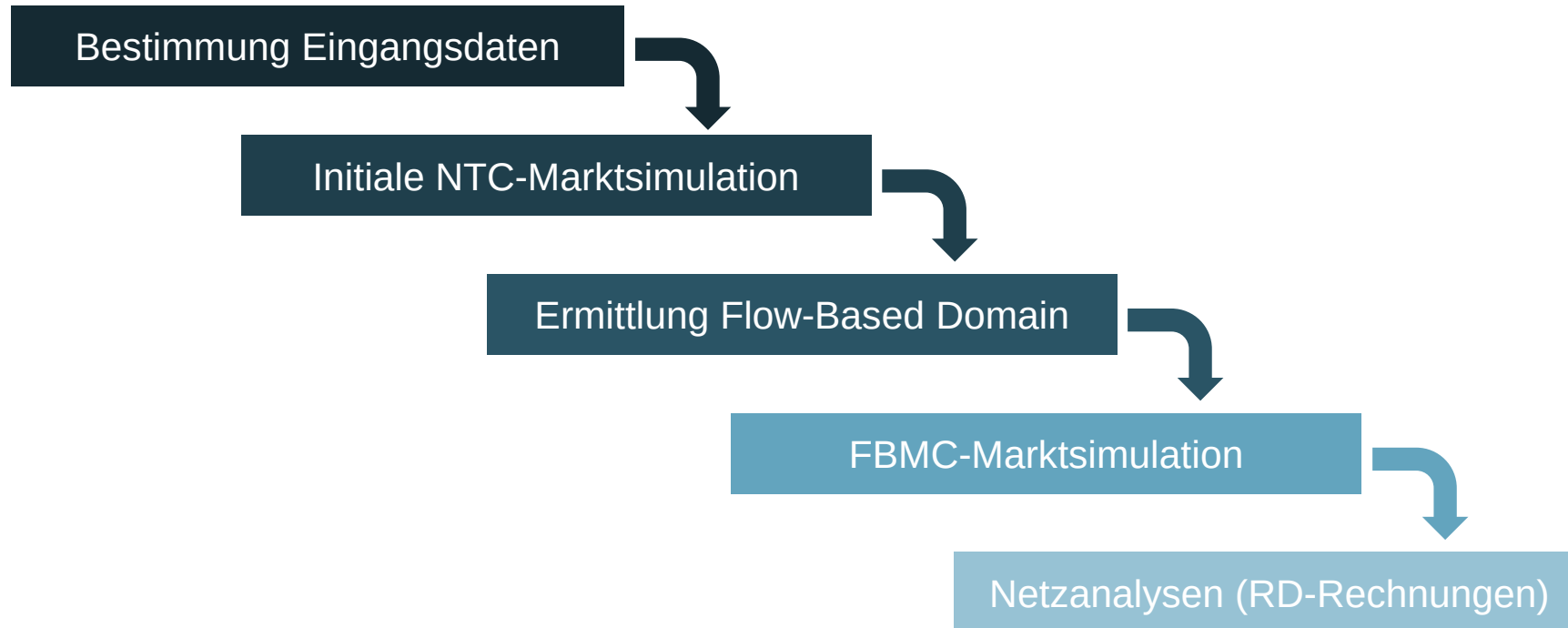
Strommarkt:

- Es werden die Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Standard Hybrid Coupling“- Ansatz verwendet. Die Kapazitätskalkulationsregionen sind für beide Zeithorizonte die CORE-Fokusregion. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten für DE 60 % für (t+1) und 70 % für (t+3).

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

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. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalyse
10. 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

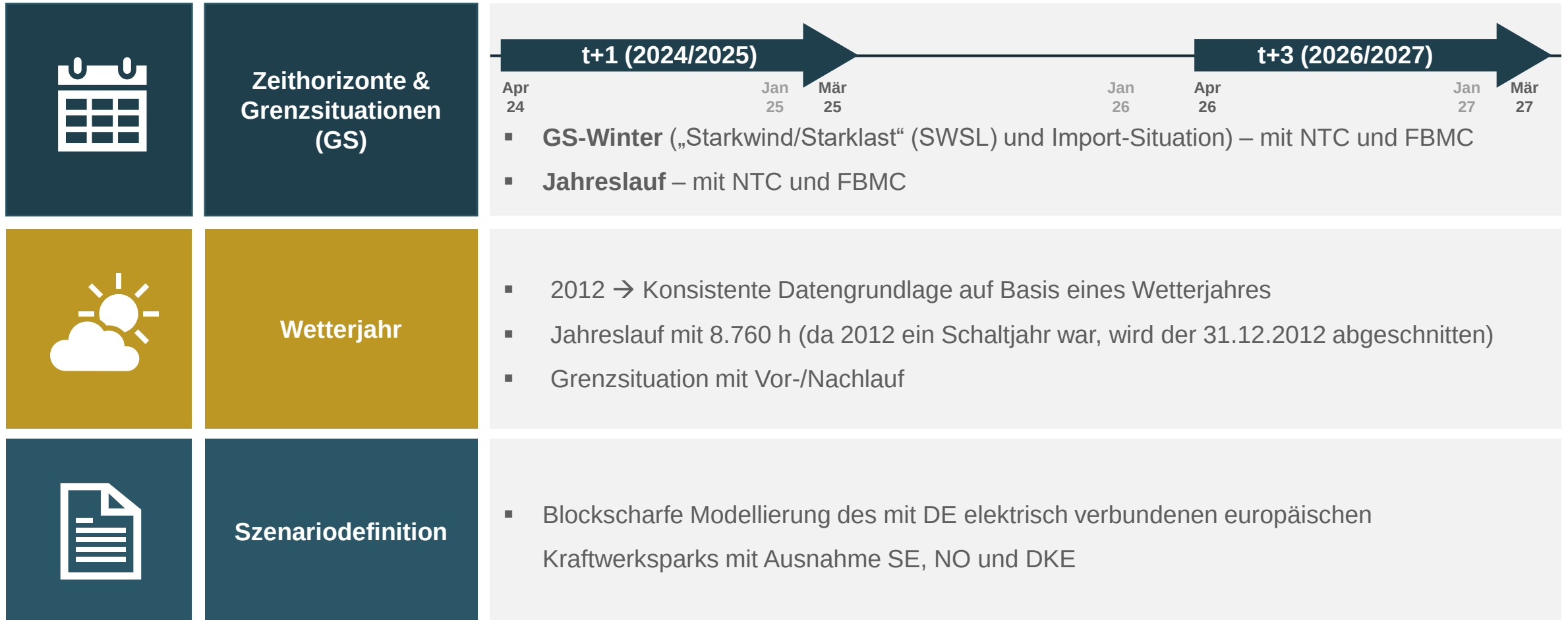
NTC

Europa

Kostenkomponenten

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparameter 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 13.07.2023
- 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
 - Die Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerke erfolgt gemäß einem bundesweiten Stichtag: liegt das Datum der Stilllegungsanzeige vor dem Stichtag wird das Kraftwerk nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird.
 - 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 (2024/2025) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Kern- energie	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Speicher- wasser	Pump- speicher	Summe
Baden-Württemberg	0	3142	0	894	321	106	0	15	22	1892	6392
Bayern	0	829	0	4770	76	213	0	0	282	256	6425
Berlin	0	653	0	1345	0	36	0	0	0	0	2034
Brandenburg	3510	0	0	641	334	167	89	0	0	0	4741
Bremen	0	0	0	563	86	111	160	18	0	0	938
Hamburg	0	154	0	166	0	28	0	4	0	0	352
Hessen	54	177	0	1330	25	226	0	0	20	625	2456
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	0	327	0	19	0	0	0	0	860
Niedersachsen	19	1033	0	3671	0	123	355	0	0	200	5401
Nordrhein-Westfalen	6287	3131	0	8414	277	433	1342	310	28	300	20524
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1830	1	51	0	98	0	0	1980
Saarland	0	0	0	279	0	28	101	0	0	0	407
Sachsen	4252	0	0	1036	17	16	0	0	0	1045	6366
Sachsen-Anhalt	975	0	0	1117	229	187	0	0	0	80	2588
Schleswig-Holstein	0	286	0	442	226	41	0	45	0	119	1158
Thüringen	0	0	0	499	0	12	0	0	0	1509	2020
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	0	639	2297	2935
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1294	1294
Nord	8790	2640	0	8525	936	789	604	67	20	3578	25949
Süd	6306	7278	0	18802	657	1005	1443	423	970	6039	42923
Summe	15097	9918	0	27327	1593	1794	2047	490	990	9617	68872

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+3

Nettonennleistung t+3 (2026/2027) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Kern- energie	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Speicher- wasser	Pump- speicher	Summe
Baden-Württemberg	0	2345	0	1018	275	106	0	15	22	1892	5673
Bayern	0	357	0	4770	76	213	0	0	282	256	5953
Berlin	0	653	0	1201	0	36	0	0	0	0	1890
Brandenburg	3510	0	0	641	334	167	89	0	0	0	4741
Bremen	0	0	0	563	86	111	160	18	0	0	938
Hamburg	0	154	0	348	0	28	0	4	0	0	534
Hessen	54	54	0	1392	25	226	0	0	20	625	2395
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	0	327	0	19	0	0	0	0	860
Niedersachsen	19	862	0	3671	0	123	355	0	0	200	5230
Nordrhein-Westfalen	5966	3131	0	8414	277	433	1342	277	28	300	20169
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1820	1	51	0	98	0	0	1969
Saarland	0	0	0	279	0	28	101	0	0	0	407
Sachsen	4252	0	0	1036	17	16	0	0	0	1045	6366
Sachsen-Anhalt	975	0	0	1117	229	187	0	0	0	80	2588
Schleswig-Holstein	0	0	0	442	175	30	0	45	0	119	810
Thüringen	0	0	0	499	0	12	0	0	0	1509	2020
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	0	639	2427	3065
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1294	1294
Nord	8790	2183	0	8563	885	778	604	67	20	3578	25468
Süd	5985	5887	0	18977	610	1005	1443	389	970	6169	41435
Summe	14776	8070	0	27540	1495	1783	2047	456	990	9747	66903

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi 1/2

▪ Betriebsmodi:

- Die Betriebsmodi der deutschen konventionellen KW 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

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
- Daten wurden mit bisherigen Nichtverfügbarkeitsannahmen aus der VGB-Statistik² verglichen
- Länderspezifische Nichtverfügbarkeiten

Modellierung:

- Ermittlung blockscharfer Verfügbarkeitszeitreihen mittels stochastischer Ausfallziehungen
- Sonderfall Steinkohlekraftwerke in Süddeutschland: Pro-Rata Reduktion der nach stochastischen Ausfallziehungen verfügbaren Leistung um 14%, um Schwierigkeiten in der Kohletransportlogistik zu berücksichtigen

Vergleich Datengrundlage ETP und VGB-Statistik

Ø NV-Faktor	Gas	Braun-kohle	Stein-kohle	Öl	Sonst.
ETP*	0,222	0,157	0,260	0,149	0,142
VGB	0,125	0,175	0,218	0,144	0,149
Abw.	44%	-11%	16%	3%	-5%

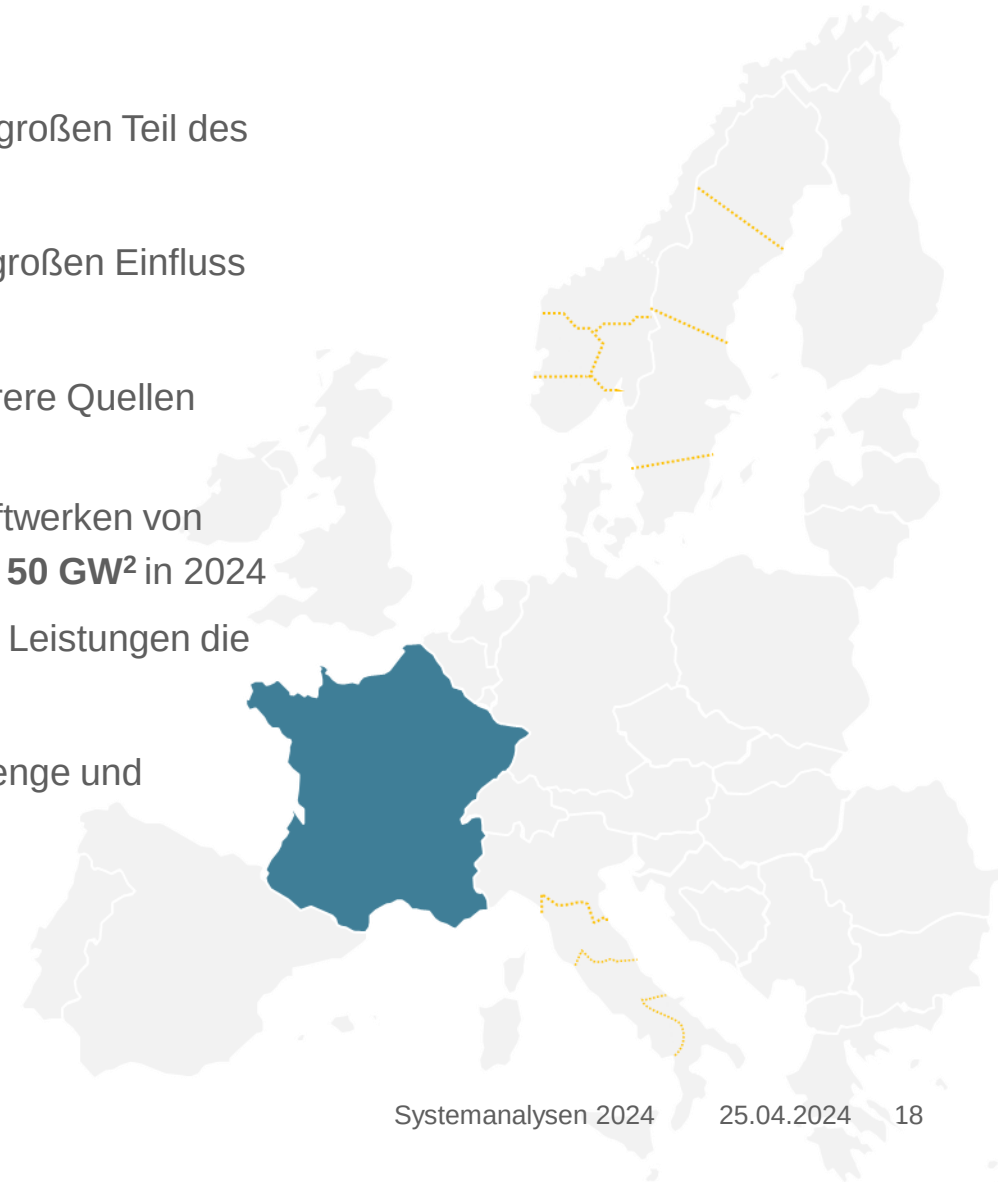
* Common mode Fehler wurden herausgefiltert

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 2024 (BA24 t+1) eine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken von **315–345 TWh** an¹ bei einer **gleichzeitig maximal verfügbaren Leistung von 50 GW²** in 2024
 - Für 2026 (BA24 t+3) wird basierend auf den historischen maximal verfügbaren Leistungen die **gleichzeitig maximal verfügbare Leistung auf 55 GW begrenzt**
- Daten der ETP-Plattform bilden diese Besonderheiten nicht ab, sodass Energiemenge und Leistung nach unten skaliert werden



Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

Datengrundlage:

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

Analyse:

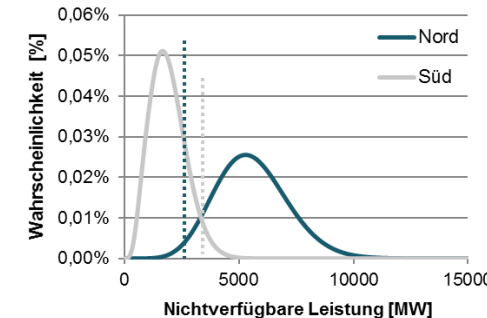
- Analytisches Verfahren: Bestimmung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (Nord/Süd/AT) über rekursive Faltung der Kraftwerkseinheiten
- Betrachtung von Voll- und Teilausfällen
- Quantil-Auswertung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichte der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Region (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 Nicht-verfügbarkeiten (Teil- und Vollaussfall)	Geplante Nicht-verfügbarkeiten* (nur Vollaussfall)	Ungeplante Nicht-verfügbarkeiten (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

		2024/2025 (t+1) GS SWSL/Import	2026/2027 (t+3) GS SWSL/Import
Nord (5%/95%-Quantil)	Installierte Leistung	26 GW	25,6 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,4 GW / 4,2 GW	1,3 GW / 4,2 GW
Süd (95%-Quantil)	Installierte Leistung	43 GW	41,5 GW
	Nichtverfügbare Leistung	6,4 GW	6,1 GW
AT (95%-Quantil)	Installierte Leistung	11,1 GW	11,4 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,5 GW	1,8 GW



Relativer Anteil der Energieträger an nicht-verfügbarer Leistung:

GS SWSL	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
Nord (t+1)	0%	25% / 45%	23% / 20%	36% / 23%	4% / 2%	13% / 10%
Süd (t+1)	0%	20%	33%	36%	1%	11%
AT (t+1)	0%	0%	0%	45%	1%	54%
Nord (t+3)	0%	25% / 46%	21% / 18%	37% / 24%	4% / 2%	13% / 10%
Süd (t+3)	0%	20%	29%	38%	1%	12%
AT (t+3)	0%	0%	0%	31%	1%	68%

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL Nord t+1

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger/Technologie	Turbinentyp	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Nord	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	GT	321	100	321	0	
Nord	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	GuD_DT	116	34	116	0	
Nord	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	GuD	444,5	155	52	393	
						Summe Erdgas	882	489		489
						Differenz				0
Nord	8646	Boxberg	R	Braunkohle	DT	630	305	234	396	
Nord	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	DT	500	160	100	400	
						Summe Braunkohle	1.130	334		334
						Differenz				0
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	50	36	
						Summe Mineralölprodukte	86	50		50
						Differenz				0
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	Pumpspeicher	240	28	170	70	
						Summe Pumpspeicher	240	170		170
						Differenz				0
Nord	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	DT	726	169	150	576	
Nord	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	DT	514	KAT	162	352	
						Summe Steinkohle	1.240	312		312
						Differenz				0
						Summe	3.578	1.355		1355

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Import Nord t+1

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Nord	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	GT	321	100	321	0	
Nord	8425a	Marzahn	nicht gesetzt	Erdgas	GuD_GT	190	KAT	190	0	
Nord	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	GuD_DT	116	34	116	0	
Nord	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	GuD	445	155	289	156	
Nord	8205	GuD Tiefstack	GT41	Erdgas	GuD_GT	127	35	61	66	
				Summe Erdgas		1.198 MW		977 MW		977
				Differenz						0
Nord	8646	Boxberg	R	Braunkohle	DT	630	305	630	0	
Nord	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	DT	500	160	500	0	
Nord	8367	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	DT	755	325	755	0	
Nord	8539	Schkopau	B	Braunkohle	DT	450	270	3	447	
				Summe Braunkohle		2.335 MW		1.888 MW		1888
				Differenz						0
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	41	45	
Nord	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	DT	106	32	55	51	
				Summe Mineralölprodukte		192 MW		96 MW		96
				Differenz						0
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	Pumpspeicher	240	28	71	169	
Nord	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	Pumpspeicher	174,2	40	174	0	
Nord	8718	Goldisthal	PSS D	Pumpspeicher	Pumpspeicher	263	40	162	101	
				Summe Pumpspeicher		677 MW		407 MW		407
				Differenz						0
Nord	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	DT	514	KAT	282	232	
Nord	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	DT	726	169	535	191	
				Summe Steinkohle		1.240 MW		817 MW		817
				Differenz						0
				Summe		5.642 MW		4.185 MW		4185

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Sued	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_GT	291	100	291	0	
Sued	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_DT	140	100	140	0	
Sued	2026a	Franken 1	2 GT	Erdgas	GuD_GT	53	KAT	53	0	
Sued	2026b	Franken 1	2 DT	Erdgas	GuD_DT	387	KAT	387	0	
Sued	4002	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	GT	65	40	65	0	
Sued	2032	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	GuD	561	370	561	0	
Sued	7189	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	GuD	407	180	407	0	
Sued	2207	Burghausen 01 - GT	Gasturbinenanlage 12	Erdgas	GuD_GT	137	KAT	137	0	
Sued	7835c	Emsland	DT	Erdgas	GuD_DT	340	90,3	241	99	
				Summe Erdgas		2.381 MW		2.282 MW		2282
				Differenz						0
Sued	7622	Weisweiler	H	Braunkohle	DT	656	245	656	0	
Sued	7418	Niederaussem	G	Braunkohle	DT	628	280	348	280	
Sued	7419	Niederaussem	H	Braunkohle	DT	648	280	252	396	
				Summe Braunkohle		1.932 MW		1.256 MW		1256
				Differenz						0
Sued	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	GT	136	70	46	90	
Sued	7831	GT	GTKW	Mineraloelprodukte	GT	86	15	21	65	
				Summe Mineralölprodukte		222 MW		67 MW		67
				Differenz						0

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Sued	4024	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher_2	Pumpspeich er	227	0	227	0	
Sued	7857	Saeckingen	Saeckingen 2	Pumpspeicher_1	Pumpspeich er	90	0	90	0	
Sued	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher_2	Pumpspeich er	145	0	88	57	
Sued	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher_3	Pumpspeich er	295	110	295	0	
				Summe Pumpspeicher		757 MW		700 MW		700
				Differenz						0
Sued	4015	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	DT	834	292	407	427	
Sued	4030	GKM	Block 9	Steinkohle	DT	843	210	843	0	
Sued	4041	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	DT	323	270	323	0	
Sued	2258	Nord 2	2	Steinkohle	DT	333	70	200	133	
Sued	7236	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	DT	460	120	300	160	
				Summe Steinkohle		2.793 MW		2.073 MW		2073
				Differenz						0
				Summe		8.084 MW		6.378 MW		6377

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	370	KAT	155	215	
AT	ATGSMel02	GUD Mellach	2	Erdgas	GUD	416	KAT	416	0	
AT	ATGSMel01	GUD Mellach	1	Erdgas	GUD	416	KAT	117	299	
				Summe Erdgas		1.202 MW		688 MW		688
				Differenz						0
AT	ATOLDummy_1	1	NV	Mineraloelprodukte	DT	100	KAT	20	80	
				Summe Mineralölprodukte		100 MW		20 MW		20
				Differenz						0
AT	ATPSHau01	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	180	KAT	180	0	
AT	ATPSHau02	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	180	KAT	69	111	
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	240	KAT	240	0	
AT	ATPSLim22	LIMBERG-II NO 2	22	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	240	KAT	240	0	
AT	ATPSRei22	REISSECK-II NO 2	22	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	215	KAT	101	114	
				Summe Pumpspeicher		1.055 MW		830 MW		830
				Differenz						0
				Summe		2.357 MW		1.538 MW		1538

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation SWSL Nord t+3

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Nord	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	GT	321	100	321	0	
Nord	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	GuD_DT	116	34	116	0	
Nord	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	GuD	445	155	51	394	
				Summe Erdgas		882 MW		488 MW		488
				Differenz						0
Nord	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	DT	500	160	327	173	
				Summe Braunkohle		500 MW		327 MW		327
				Differenz						0
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	50	36	
				Summe Mineralölprodukte		86 MW		50 MW		50
				Differenz						0
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	240	28	168	72	
				Summe Pumpspeicher		240 MW		168 MW		168
				Differenz						0
Nord	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	DT	726	169	277	449	
				Summe Steinkohle		726 MW		277 MW		277
				Differenz						0
				Summe		2.434 MW		1.310 MW		1309

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Import Nord t+3

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonenn- leistung [MW]	Mindest- leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Nord	2052	Huntorf	nicht gesetzt	Erdgas	GT	321	100	321	0	
Nord	8425a	Marzahn	nicht gesetzt	Erdgas	GuD_GT	190	KAT	190	0	
Nord	8410a	GuD Mitte	DT	Erdgas	GuD_DT	116	34	39	77	
Nord	2212	KW Mittelsbueren	GuD MiBue	Erdgas	GuD	445	155	445	0	
				Summe Erdgas		1.071 MW		994 MW		994
				Differenz						0
Nord	8646	Boxberg	R	Braunkohle	DT	630	305	630	0	
Nord	8355	KW Jaenschwalde	D	Braunkohle	DT	500	160	500	0	
Nord	8367	Schwarze Pumpe	B	Braunkohle	DT	755	325	430	325	
Nord	8539	Schkopau	B	Braunkohle	DT	450	270	180	270	
Nord	8623	Lippendorf	R	Braunkohle	DT	891	435	142	749	
				Summe Braunkohle		3.226 MW		1.882 MW		1882
				Differenz						0
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	50	36	
Nord	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	DT	106	32	46	60	
				Summe Mineralölprodukte		192 MW		96 MW		96
				Differenz						0
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	240	28	240	0	
Nord	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	174	40	127	47	
Nord	8221	Geesthacht	PSS A	Pumpspeicher_1	Pumpspeicher	40	5	40	0	
				Summe Pumpspeicher		454 MW		407 MW		407
				Differenz						0
Nord	2006	Kraftwerk Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	DT	726	169	242	484	
Nord	8121	KNG Kraftwerk Rostock	Block A	Steinkohle	DT	514	KAT	514	0	
				Summe Steinkohle		1.240 MW		756 MW		756
				Differenz						0
				Summe		6.183 MW		4.135 MW		4135

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen-typ	Nettonenn-leistung [MW]	Mindest-leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs-leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Sued	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_GT	291	100	291	0	
Sued	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_DT	140	100	140	0	
Sued	2026a	Franken 1	2 GT	Erdgas	GuD_GT	53	KAT	53	0	
Sued	2026b	Franken 1	2 DT	Erdgas	GuD_DT	387	KAT	387	0	
Sued	4002	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT GT E (solo)	Erdgas	GT	65	40	65	0	
Sued	2032	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	Erdgas	GuD	561	370	561	0	
Sued	7189	Trianel Gaskraftwerk	Block 10	Erdgas	GuD	407	180	407	0	
Sued	4126	Papierfabrik Palm	nicht gesetzt	Erdgas	DT	77	27	77	0	
Sued	7835c	Emsland	DT	Erdgas	GuD_DT	340	90	250	90	
Sued	7835a	Emsland	GT 1	Erdgas	GuD_GT	294	77	43	251	
Sued	4084	Gasturbine Stuttgart-Muenster	MueN GT neu	Erdgas	GT	124	69	35	89	
				Summe Erdgas		2.739 MW		2.309 MW		2309
				Differenz						0
Sued	7621	Weisweiler	G	Braunkohle	DT	663	245	663	0	
Sued	7418	Niederaussem	G	Braunkohle	DT	628	280	348	280	
Sued	7419	Niederaussem	H	Braunkohle	DT	648	280	216	432	
				Summe Braunkohle		1.939 MW		1.227 MW		1227
				Differenz						0
Sued	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	GT	136	70	59	77	
				Summe Mineralölprodukte		136 MW		59 MW		59
				Differenz						0

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen-typ	Nettonenn-leistung [MW]	Mindest-leistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungs-leistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
Sued	4024	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	227	0	227	0	
Sued	7857	Saeckingen	Saeckingen 2	Pumpspeicher_1	Pumpspeicher	90	0	90	0	
Sued	ATPSKuh01	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	145	0	145	0	
Sued	ATPSRod21	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	295	110	157	138	
Sued	LUPSVia12	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher_1	Pumpspeicher	100	10	100	0	
				Summe Pumpspeicher		857 MW		719 MW		718
				Differenz						0
Sued	4015	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 8	Steinkohle	DT	834	292	834	0	
Sued	4030	GKM	Block 9	Steinkohle	DT	843	210	210	633	
Sued	4041	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2 (DT Solobetrieb)	Steinkohle	DT	323	270	323	0	
Sued	2258	Nord 2	2	Steinkohle	DT	332,7	70	333	0	
Sued	7236	KW Herne	Herne 4	Steinkohle	DT	460	120	56	404	
				Summe Steinkohle		2.793 MW		1.756 MW		1756
				Differenz						0
				Summe		8.463 MW		6.070 MW		6069

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Annahme Einschränkung der Erzeugung [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung [MW]	Zielwert laut Eckzahlen [MW]
AT	ATGSDon03	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	370	KAT	141	229	
AT	ATGSMel02	GUD Mellach	2	Erdgas	GUD	416	KAT	416	0	
				Summe Erdgas		786 MW		557 MW		557
				Differenz						0
AT	ATOLDummy_1	1	NV	Mineraloelprodukte	DT	100	KAT	17	83	
				Summe Mineralölprodukte		100 MW		17 MW		17
				Differenz						0
AT	ATPSHau01	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	180	KAT	180	0	
AT	ATPSHau02	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher_2	Pumpspeicher	180	KAT	144	36	
AT	ATPSLim21	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	240	KAT	240	0	
AT	ATPSLim22	LIMBERG-II NO 2	22	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	240	KAT	240	0	
AT	ATPSGeo01	SANKT GEORGEN	1	Pumpspeicher_3	Pumpspeicher	420	KAT	420	0	
				Summe Pumpspeicher		1.260 MW		1.224 MW		1224
				Differenz						0
					Summe	2.146 MW		1.798 MW		1798

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

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 Zubau/Jahr 2016-2022 ¹ [MW]
KWK-Anlagen < 10 MW	~ 330
Sonst. nicht-Erneuerbare <10 MW	~ 30
Summe	~ 360

Installiert [GW]	Datenbasis ¹ (31.12.2022)	2023	t+1	t+3
KWK<10MW	5,2	5,4	5,6	6,1

Randbedingungen aus KWKG 2023:

- Der mittlere Zubau von KWK-Anlagen < 10 MW betrug in den letzten Jahren 330 MW pro Jahr, allerdings umfasst das Ausschreibungsvolumen nach § 8c lediglich **200 MW** pro Jahr
- Neben KWK-Anlagen gab es auch einen Zubau von sonstigen nicht-Erneuerbaren-Anlagen < 10 MW von **30 MW** pro Jahr
- Diese sind nicht KWK-fähig, sollen aber mitberücksichtigt werden
→ Nach Addition ergibt sich ein **jährlicher Nettozubau an Neuanlagen von 230 MW bis 2026**

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. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

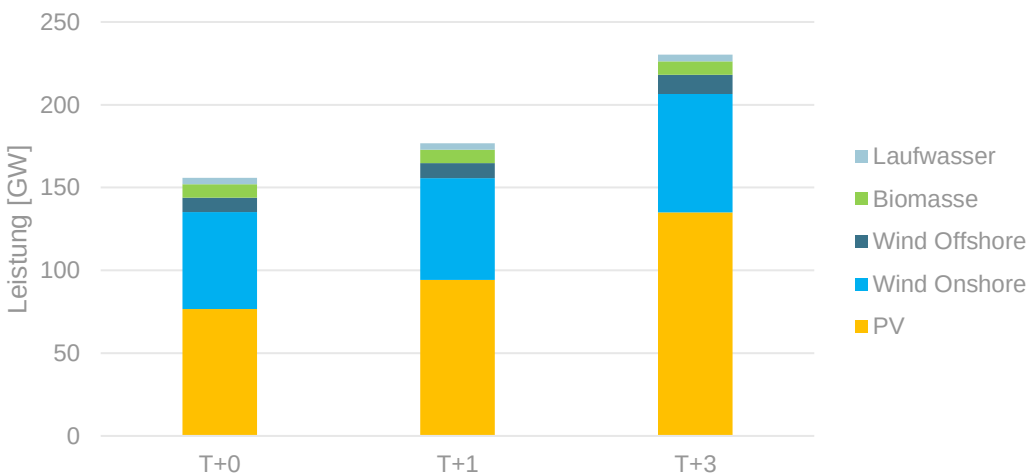
Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

1 Mittelfristprognose 2024-28; veröffentlicht am 25.10.2023;
<https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2024-2028>

Bundesland-Mantelzahlen

- Aus der Mittelfrist-Prognose (MiFri) 2024-2028 nach §74 EEG¹:
 - Wind Onshore, PV
 - Jeweils “Oberes Szenario” (siehe auch nächste Folie)
- Biomasse: Fortschreibung Bestand
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB

[GW]	t+0	t+1	t+3
Wind Onshore	58,4	61,5	71,5
Wind Offshore	8,7	9,0	11,7
PV	76,7	94,2	134,9
Biomasse	8,2	8,2	8,2
Laufwasser	3,9	3,9	3,9
Summe	155,9	176,8	230,2



Regionalisierung:

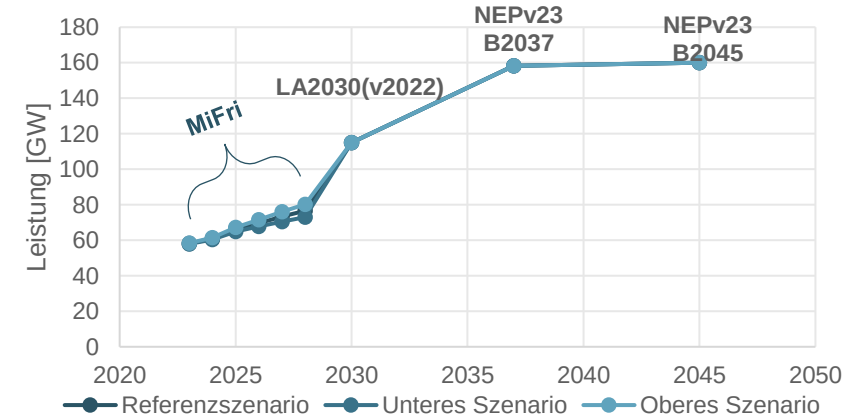
- Die installierten Leistungen auf Bundeslandebene werden grundsätzlich nach bekannter Methodik kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet.
- Die kleinräumige Regionalisierung erfolgt durch den Dienstleister FFE.

Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

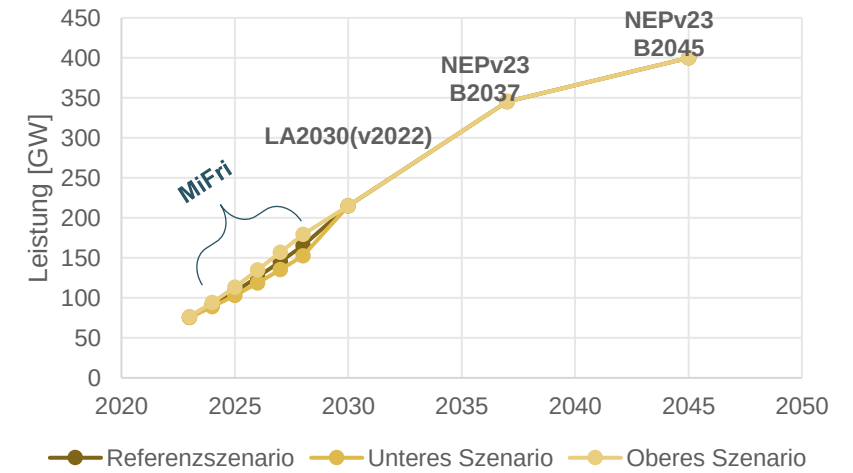
Mittelfristprognose (MiFri) 2024-2028

- Es werden drei Szenarien abgebildet: Oberes Szenario / Referenzszenario / Unteres Szenario
- Verwendung des Oberen Szenarios in der BA 24, da dieses am ehesten auf dem gesetzlichen Zielpfad (EEG) liegt
- Hinweis: Der aktuelle Gutachter der Mittelfristprognose (enervis) geht auf Basis seiner Analyse nicht davon aus, dass die jährlichen Zubau-Ziele für Wind an Land aus dem EEG erfüllt werden können. Dies entspricht nach seiner Aussage auch der aktuellen Branchenmeinung.

Wind Onshore



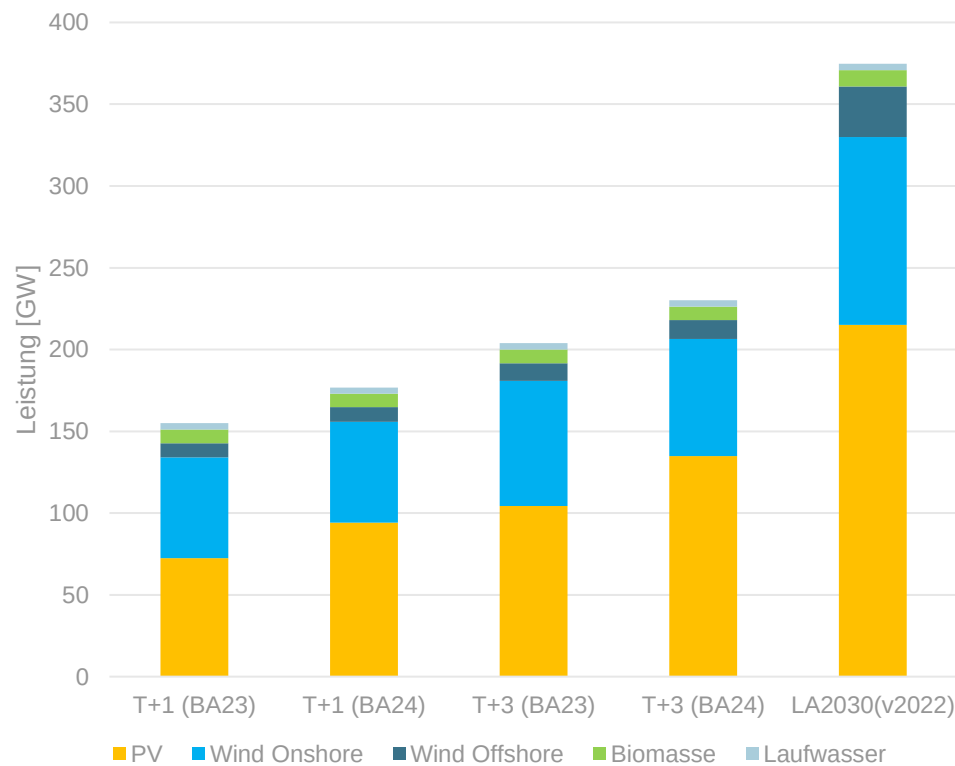
Photovoltaik



Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Vergleich mit BA2023, LA2030(v2022)

[GW]	BA23 (t+1)	BA24 (t+1)	BA23 (t+3)	BA24 (t+3)	LA2030 (v2022)
Wind Onshore	61,5	61,5	76,5	71,5	115,0
Wind Offshore	8,7	9,0	10,8	11,7	30,8
PV	72,5	94,2	104,4	134,9	215,0
Biomasse	8,4	8,2	8,4	8,2	10,0
Laufwasser	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Summe	155,1	176,8	204,0	230,2	374,5



- Insgesamt starke Erhöhung der installierten EE-Leistung im Vergleich zur BA23 t+1 (+21,7 GW), insbesondere PV

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	1,9	2,3	0	0	1,6	2,7	9,5	12,3	0,8	0,8
Bayern	BY	2,6	2,6	0	0	9,4	13,7	15,2	18,8	1,8	1,8
Saarland	SL	0,5	0,6	0	0	0,5	0,7	0,5	0,7	0,0	0,0
Rheinland-Pfalz	RP	4,1	4,7	0	0	1,4	2,7	3,0	3,9	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	NW	7,7	9,5	0	0	0,7	1,2	9,8	13,2	0,9	0,9
Hessen	HE	2,4	3,1	0	0	0,7	0,9	3,3	4,2	0,3	0,3
Thüringen	TH	1,8	2,3	0	0	1,1	1,6	1,5	1,9	0,3	0,3
Niedersachsen	NI	12,9	14,3	5,1	7,6	1,0	2,4	6,8	9,2	1,8	1,8
Hamburg	HH	0,1	0,1	0	0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0	0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	8,4	9,9	2,1	2,1	1,4	2,7	1,9	2,4	0,6	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	MV	3,7	5,1	1,8	2,1	4,8	7,3	1,4	1,9	0,4	0,4
Brandenburg	BB	8,4	9,7	0	0	5,7	11,7	2,1	3,0	0,4	0,4
Berlin	BE	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,2	1,3	0	0	3,3	5,2	2,0	2,7	0,3	0,3
Sachsen-Anhalt	ST	5,4	5,7	0	0	2,9	4,1	2,1	3,0	0,4	0,4
Deutschland		61,5	71,5	9,0	11,7	34,6	57,0	59,6	77,9	8,2	8,2

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparameter 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

FEP-ID	OWP	Zugeordnetes Netzanschlussssystem	Bundesland	IBN OWP	Status OWP	t+1 (2024/2025) 31.12.2024	t+3 (2026/2027) 31.12.2026
Küstenmeer	Nordergründe	NOR-0-2	NI	2017	In Betrieb	111	111
Küstenmeer	Riffgat	NOR-0-1	NI	2014	In Betrieb	113	113
N-1	Borkum Riffgrund West 3	NOR-1-1	NI	2024	In Planung	0	900
N-2	alpha ventus	NOR-2-1	NI	2010	In Betrieb	62	62
N-2	Borkum Riffgrund I	NOR-2-2	NI	2015	In Betrieb	312	312
N-2	Borkum Riffgrund II	NOR-2-3	NI	2019	In Betrieb	450	450
N-2	Merkur Offshore	NOR-2-3	NI	2019	In Betrieb	400	400
N-2	Trianel Windpark Borkum I	NOR-2-2	NI	2015	In Betrieb	200	200
N-2	Trianel Windpark Borkum II	NOR-2-2	NI	2019	In Betrieb	200	200
N-3	GodeWind 1	NOR-3-1	NI	2016	In Betrieb	332	332
N-3	GodeWind 2	NOR-3-1	NI	2016	In Betrieb	252	252
N-3	Nordsee One	NOR-3-1	NI	2017	In Betrieb	332	332
N-3	GodeWind 3	NOR-3-3	NI	2023	In Planung	242	242
N-3.7	GodeWind 4	NOR-3-3	NI	2026	In Planung	0	225
N-3.8	Nordsee 2	NOR-3-3	NI	2026	In Planung	0	433
N-4	Amrumbank West	NOR-4-2	SH	2015	In Betrieb	303	303
N-4	Kaskasi II	NOR-4-2	SH	2022	In Bau	342	342
N-4	Meerwind Süd/Ost	NOR-4-1	SH	2014	In Betrieb	288	288
N-4	Nordsee Ost	NOR-4-1	SH	2015	In Betrieb	288	288
N-5	Butendiek	NOR-5-1	SH	2015	In Betrieb	288	288
N-5	Dan Tysk	NOR-5-1	SH	2015	In Betrieb	288	288
N-5	Sandbank	NOR-5-1	SH	2017	In Betrieb	288	288
N-6	Bard Offshore	NOR-6-1	NI	2013	In Betrieb	400	400
N-6	Deutsche Bucht	NOR-6-2	NI	2019	In Betrieb	262	262
N-6	Veja Mate	NOR-6-2	NI	2016	In Betrieb	416	416
N-7.1	HeDreih	NOR-7-1	NI	2025	In Planung	0	900
N-8	Albatros	NOR-6-2	NI	2019	In Betrieb	122	122
N-8	GlobalTech I	NOR-8-1	NI	2015	In Betrieb	400	400
N-8	Hohe See	NOR-8-1	NI	2019	In Betrieb	500	500

Erneuerbare Energien – Offshore Windparks DE

Ostsee

FEP-ID	OWP	Zugeordnetes Netzanschlussssystem	Bundesland	IBN OWP	Status OWP	t+1 (2024/2025) 31.12.2024	t+3 (2026/2027) 31.12.2026
O-1	Wikinger - Teil 1	OST-1-1	MV	2018	In Betrieb	250	250
O-1	Wikinger - Teil 2	OST-1-3	MV	2018	In Betrieb	100	100
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 1	OST-1-2	MV	2019	In Betrieb	250	250
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 2	OST-1-3	MV	2019	In Betrieb	135	135
O-1	Windanker	OST-1-4	MV	2026	In Bau	0	300
O-4	Arcadis Ost 1	OST-2-1	MV	2023	In Bau	247,25	247,25
O-2	Baltic Eagle - Teil 1	OST-2-2	MV	2023	In Bau	250	250
O-2	Baltic Eagle - Teil 2	OST-2-3	MV	2023	In Bau	226	226
O-3	Baltic 1	OST-3-1	MV	2011	In Betrieb	48,3	48,3
O-3	Baltic 2	OST-3-2	MV	2015	In Betrieb	288	288

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparameter 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

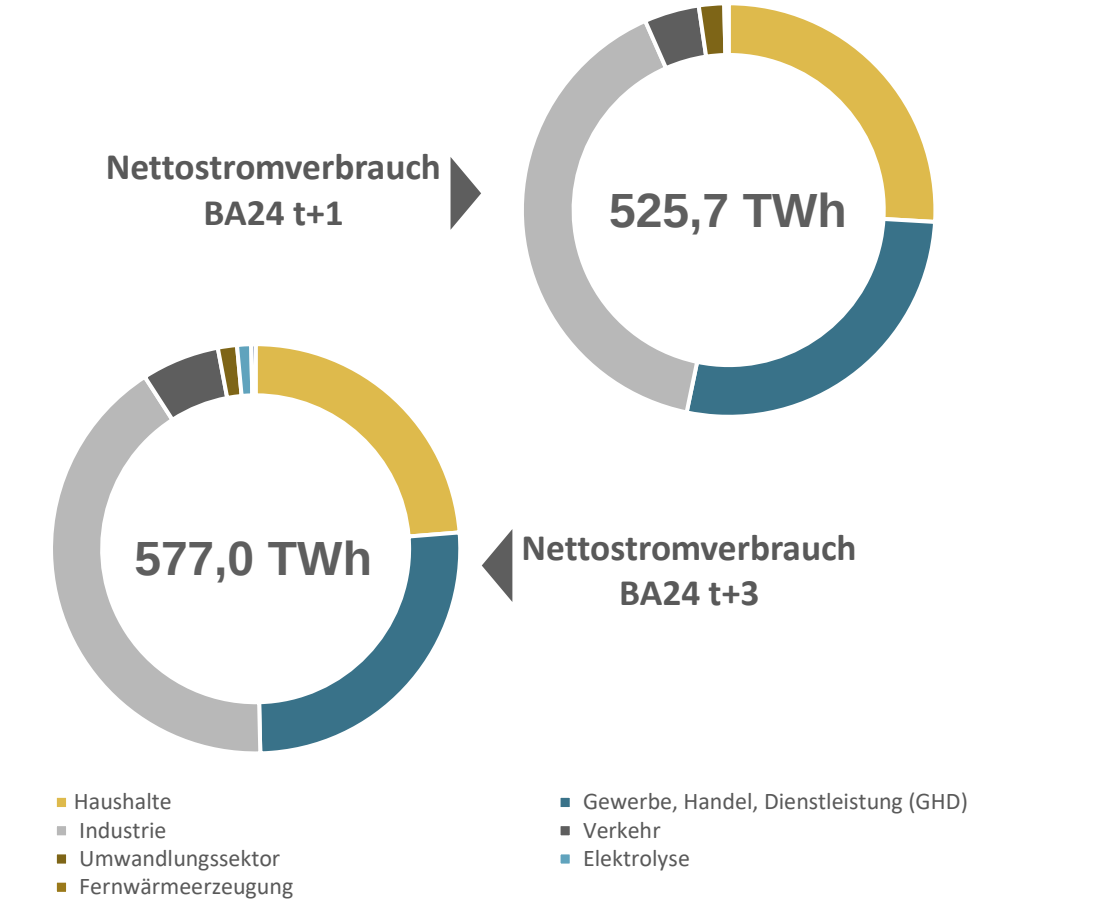
- Die Höhe des Stromverbrauchs ergibt sich aus der Entwicklung der unterschiedlichen Stromverbrauchskomponenten. So sind zusätzlich zum Gerätebestand neue Stromverbraucher z.B. Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, relevante Anschlussanfragen für Industrie, GHD und Power-to-X Anlagen berücksichtigt.
- Der Geräteverbrauch der konventionellen Sektoren wird für t+1 dem 3-Jahresmittel (2020-2022) gemäß AG Energiebilanzen gleichgesetzt.
- Bis t+3 wird ein linearer Trend zum Geräteverbrauch des NEP23 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

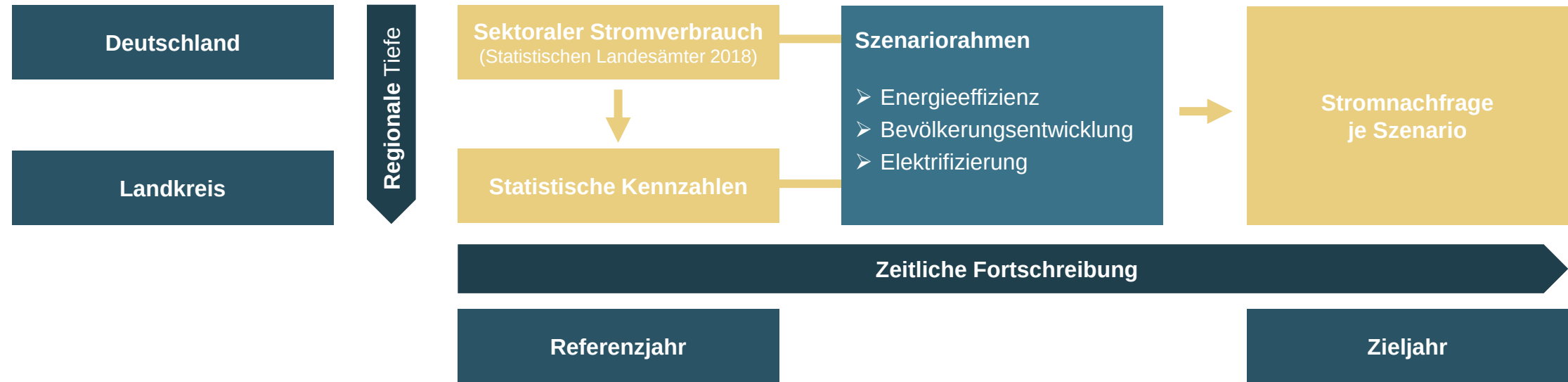
Annahmen zum Stromverbrauch in der BA24

Stromverbrauch [TWh]	BA23 (t+1)	BA24 (t+1)	BA24 (t+3)
Haushalte	132,7	136,3	136,9
davon Geräte	125,7	128,9 ^{1,2}	124,8
davon Haushaltswärmepumpen	7,0	7,4 ³	12,1 ³
Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)	137,5	143,8	149,5
davon Geräte	128	132,7 ¹	127,8
davon Wärmepumpen	0,0	0,6 ³	1,7 ³
davon neue Großverbraucher	9,5	10,5	20
Industrie	223,3	211	238
davon Bestandsprozesse	218,5	203,2 ¹	213,3
davon neue Großverbraucher	4,8	7,6	24,7
Verkehr	20,7	22,6	35,5
davon elektrisch betriebenen Fahrzeugen	8,4	10,1 ³	22,6 ³
davon Schienenverkehr	11,9	12,2 ¹	12,3
davon neue Großverbraucher	0,4	0,3	0,6
Umwandlungssektor	13,8	10,4	8,7
Elektrolyse⁴	0	1,2	6,4
Fernwärmeerzeugung⁴	0,5	0,6	2
davon aus Elektrodenkessel	0,5	0,6	1,8
davon aus Großwärmepumpen	0,0	0	0,2
Nettostromverbrauch	528,8	525,7	577
Netzverluste	29	27	31,9
davon Verteilnetzverluste	17,4	17,8	20,6
davon Übertragungsnetzverluste ⁵	11,6	9,2	11,3
Kraftwerkseigenverbrauch⁴	17,1	9,1	8,1
Pumpspeicherverbrauch⁴	4,1	13,7	13,7
Bruttostromverbrauch^{4,5,3}	578,7	575,5	630,7



- (1) [3-Jahresmittel \(2020-2022\) auf Basis AG Energiebilanzen](#)
- (2) Abzüglich des mittleren Verbrauchs der Wärmepumpen und E-Autos der privaten Haushalte in 2020-2022
- (3) Finales Ergebnis erst nach Modellierung
- (4) Finales Ergebnis erst nach Marktsimulation
- (5) Finales Ergebnis erst nach Netzberechnung
- (6) 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 (NEP23 Szenariorahmenentwurf¹ S. 33) werden die Nachfragemengen auf Landkreise verteilt
- Die Verteilung der Industrieverbräuche auf Landkreise erfolgt auf Basis der statistischen Ämter² (Code: 43531)
- Die Zeitreihenbestimmung erfolgt mit Hilfe von Profilen der Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) aus dem Jahre 2012

Elektromobilität in der BA24

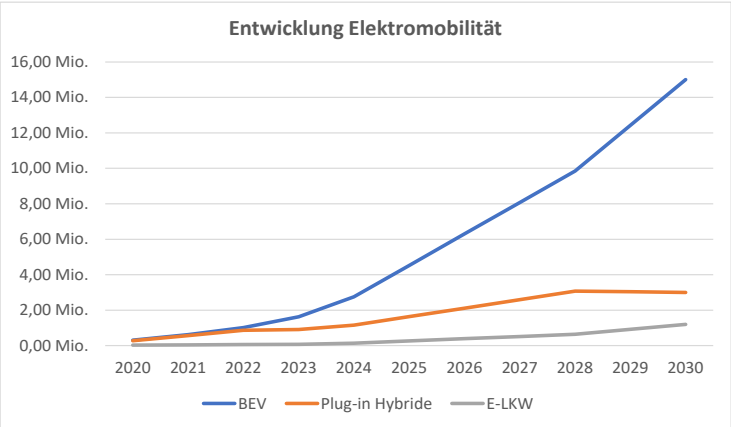
- Der **Status Quo von 1 Mio. BEV¹ in 2022** und ein hochgerechneter Absatz in 2023 von knapp 600 Tausend BEV basieren auf Veröffentlichungen des KBA²
- Für den Zeithorizont t+1 wird aufbauend auf dem Wert für 2023 eine Absatzzunahme für **2024 auf ca. 1,1 Mio. BEV** unterstellt
- Für den Zeithorizont t+3 wird basierend auf dem Bestand in 2024 und 9,8 Millionen BEV in 2028 gemäß NLL³ interpoliert. Dies entspricht einem jährlichen Absatz von ca. 1,7 Mio. BEV
- Die **Regionalisierung** der E-PKW erfolgt gemäß Kurzstudie Elektromobilität⁴ 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 NEP23 Szenariorahmenentwurf⁵

- 1 BEV = Battery Electric Vehicle; Fahrzeug mit rein el. Antrieb
- 2 https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202307.xlsx;jsessionid=9985612654ED0B8189A539AE9DF218F3.live21301?__blob=publicationFile&v=3
- 3 Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur: Annahmen für die Regionalszenarien der Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber
- 4 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphe/files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf
- 5 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphe/files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf S. 43 ff.

Elektrofahrzeuge [Mio.]	2023	BA23 t+1	BA24 t+1	BA24 t+3
BEV	1,6	2,1	2,7	6,3
Plug-in Hybride	0,9	1	1,2	2,1
E-LKW	0	0,1	0,1	0,4

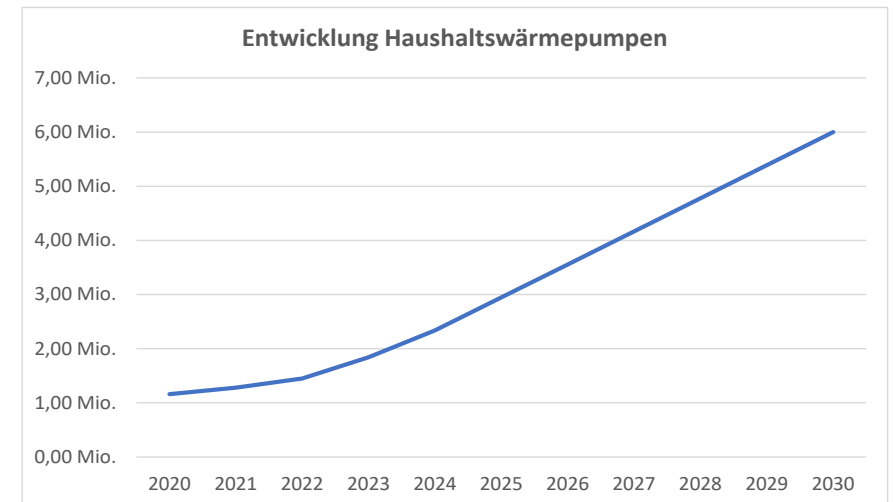


Wärmepumpen in der BA24

- 1 [BWP: Branchenstudie 2023;](#)
- 2 [BDH: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie - Marktentwicklung](#)
- 3 [BMWK: Wärmepumpen Gipfel Eckpunktepapier](#)

- Der **Status Quo von 1,45 Mio. Wärmepumpen (WP)** in 2022 und ein hochgerechneter Absatz in 2023 von knapp 400 Tausend WP basieren auf Veröffentlichungen des Bundesverbands Wärmepumpe¹ und dem BDH²
- Ausgesprochene Ziele der Bundesregierung sind „mindestens 500.000 WP pro Jahr ab 2024 und bis 2030 rund 6 Millionen Wärmepumpen“³
- Für den **Zeithorizont t+1** wird aufbauend dem Wert für 2023 und eine **Absatzzunahme für 2024 auf knapp 500 Tausend WP** unterstellt
- Für den **Zeithorizont t+3** wird basierend auf dem Bestand in 2024 und 6 Millionen WP im Jahr 2030 interpoliert. Dies entspricht **einem jährlichen Absatz von ca. 610 Tausend WP**
- Das **Regionalisierungskriterium** ist im Bereich der privaten Haushalte die Anzahl an Ein- und Zweifamilienhäusern des Landkreises. Im GHD-Bereich ist die Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor maßgebend
- Die Zeitreihenbestimmung basiert auf **Wetterdaten des Jahres 2012** sowie dem „**Standardlastprofilverfahren Gas**“ zur Schätzung von Heizbedarfen

Wärmepumpen [Mio.]	2023	BA23 (t+1)	BA24 (t+1)	BA24 (t+3)
Haushalts-WP	1,8	2,2	2,2	3,3
GHD-WP	0	0	0,1	0,3
Gesamt	1,8	2,2	2,3	3,6



Großverbraucher in der BA24 - I

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA24 Berücksichtigung

Datengrundlage

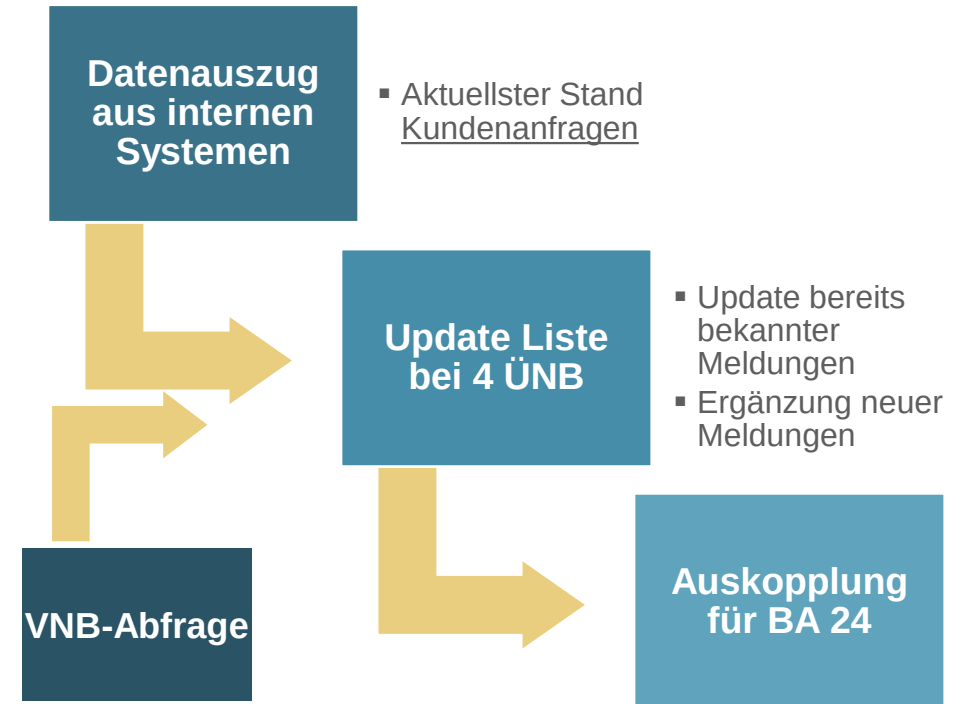
- Grundlage der Großverbraucher in der BA24 sind
 - Meldungen von neuen Verbrauchern, die direkt bei den ÜNB eingegangen sind
 - Meldungen von VNB, die im Rahmen einer VNB-Abfrage ermittelt wurden (Stichtag 31.08.2023)

Methodik

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



Stichtage für die BA24: **31.12.2024** (t+1) und **31.12.2026** (t+3)



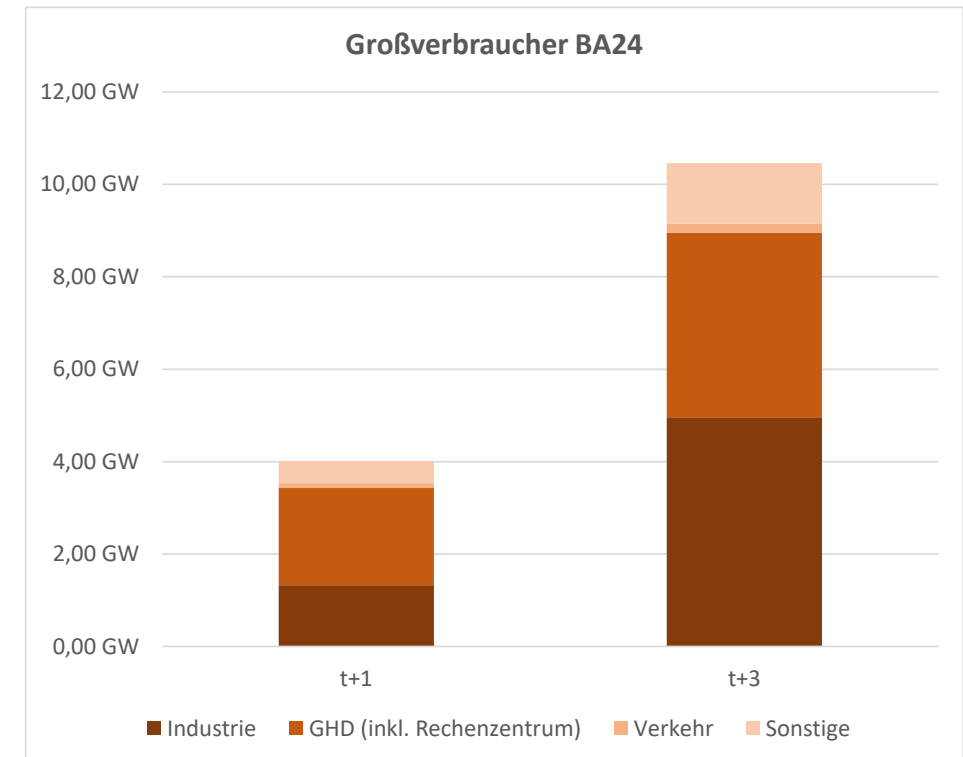
Großverbraucher in der BA24 - II

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA24 Berücksichtigung

Ergebnis

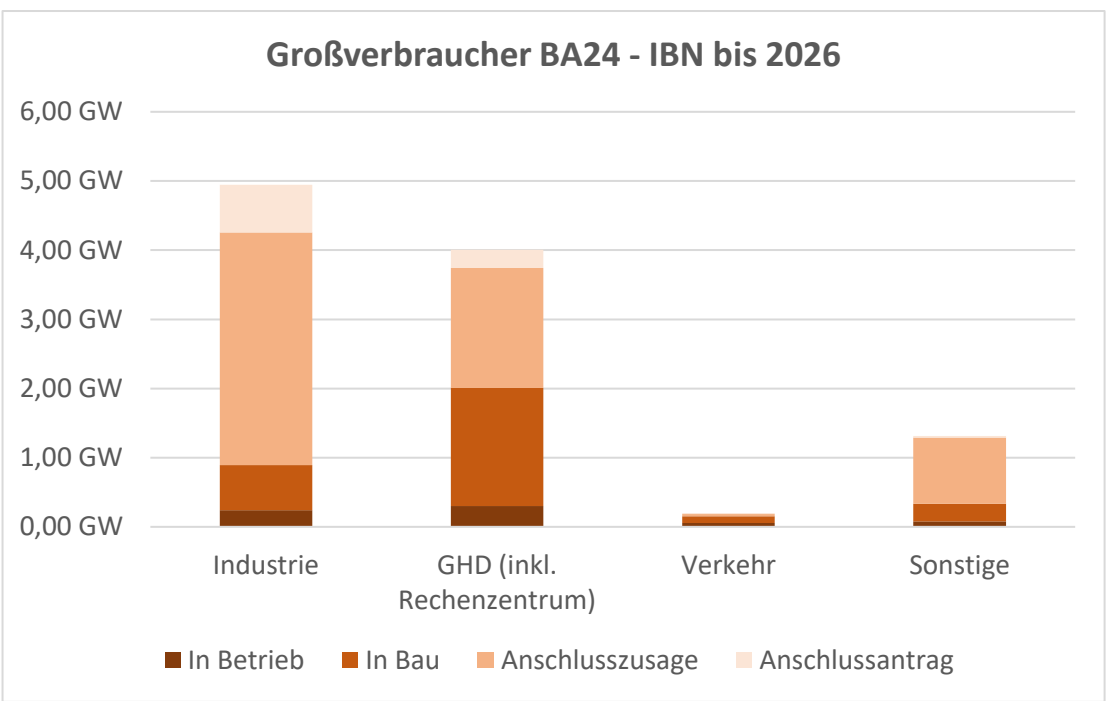
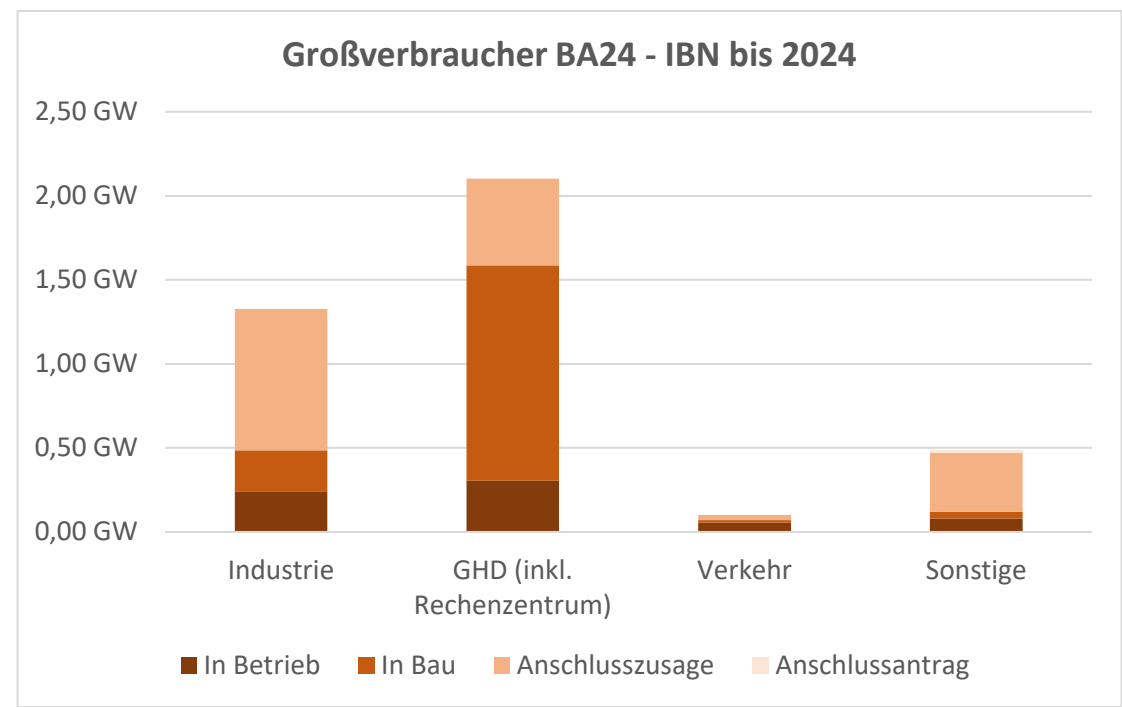
- bis 2024 sind **4 GW** an Meldungen relevant
- bis 2026 sind **10,5 GW** an Meldungen relevant
- Filterung der Meldungen nach:
 - Inbetriebnahme (IBN) **<= 2024 bzw. 2026**
 - Konkreter Status: „In Betrieb“, „in Bau“, „Anschlussantrag“ und „(Anschluss-)Zusage“
- Genutzte Kategorien: GHD, Industrie, Verkehr, Sonstige

Bis 2024 bzw. 2026 steigt der Stromverbrauch aus Großverbrauchern auf ~19,6 bzw. ~51,8 TWh¹



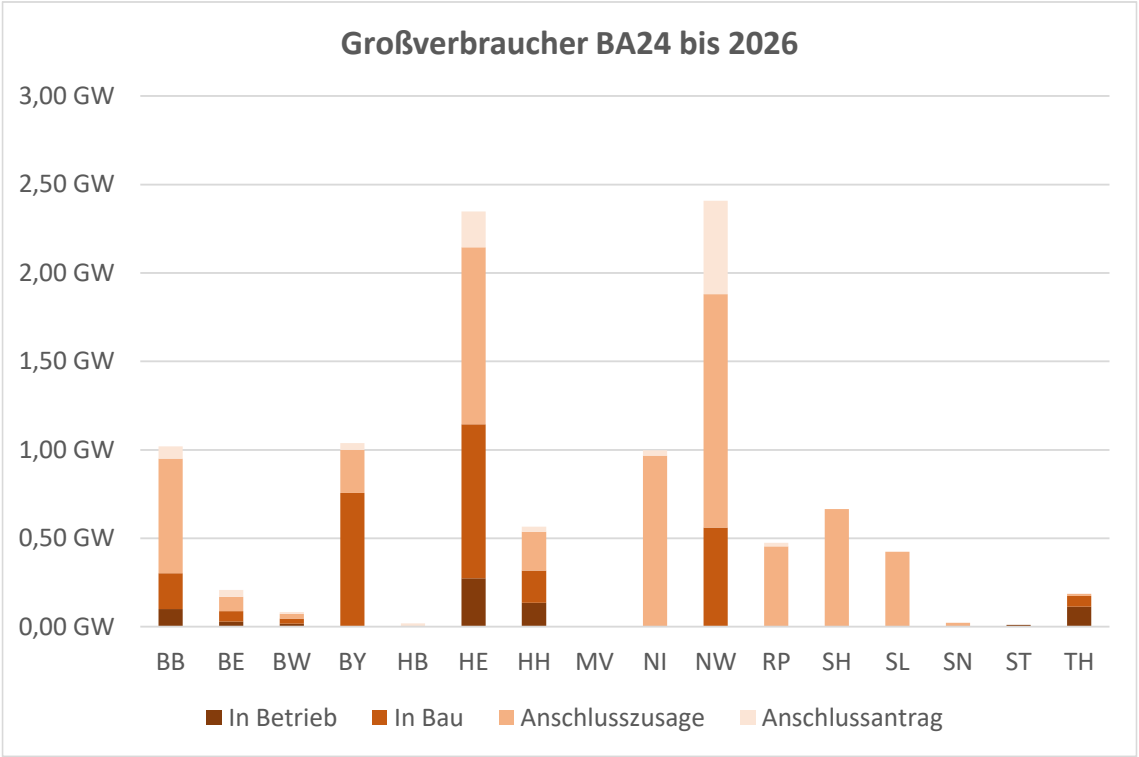
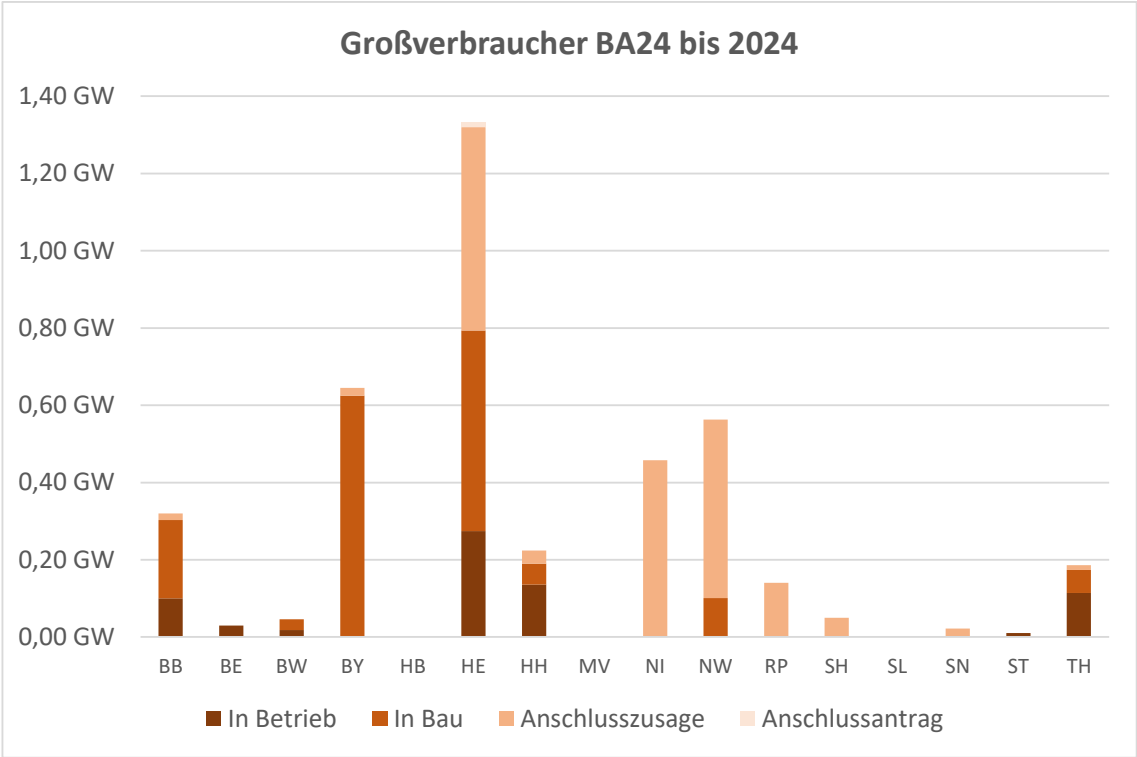
Großverbraucher in der BA24 - III

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA24 Berücksichtigung



Großverbraucher in der BA24 - IV

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA24 Berücksichtigung



Power-to-Heat in der BA24

Datengrundlage

- bekannten Projekte (t+1)
- NEP23 Fernwärmestudie¹ (t+3)
- Großverbraucherabfrage (t+1/t+3)

Regionalisierung

- Verortung auf Basis bekannter Power-to-Heat Projekte, der NEP23 Fernwärmestudie¹, und Kraftwerksstandorte

Modellierung

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

Power-to-Heat [GW]	BA23 t+1	BA24 t+1	BA24 t+3
E-Kessel	0,7	0,8	1,3
Großwärmepumpen	0	0	0,1

Power-to-Wasserstoff in der BA24

Methodik

- In der BA24 wird ein **marktorientierter Einsatz der Power-to-Wasserstoff** Anlagen unterstellt



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 den folgenden Folien genannten Power-to-Wasserstoff Anlagen finden auf Basis des auf den Folien „Großverbraucher in der BA24“ beschriebenen Vorgehens Berücksichtigung

Power-to-Wasserstoff in der BA24

						Installierte Leistung [MW]	
Betreiber	BL	Kreis	PLZ	Regelzone	Anschluss bei Netzbetreiber	2024	2026
				50HzT		0	105
				50HzT		0	25
				Amprion		0	160
				Amprion		300	300
				Amprion		110	110
				Amprion		0	500
				TenneT		0	100
				TenneT		0	350
				TenneT		0	40
				TenneT		0	350
				TransnetBW		0	10
				TransnetBW		0	50
					Summe	410	2100

Power-to-Wasserstoff in der BA24

Herleitung des Einsatzstrompreises für die Zeithorizonte t+1 (2024/2025) und t+3 (2026/2027)

Beschreibung	Berechnung	t+1	t+3
Brennstoffpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(a)	52,02	39,14
Emissionsfaktor Erdgas [t _{CO2} /MWh _{th}]	(b)	0,201	
Preis für Emissionszertifikate [EUR/t _{CO2}]	(c)	87,43	95,25
Gesamtpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(d)=(a)+(b)·(c)	69,59	58,29
Wirkungsgrad Dampfreformierung [%]	(e)	70	
Wasserstoffpreis Dampfreformierung [EUR/MWh _{th}]	(f)=(d)/(e)	99,42	83,27
Wirkungsgrad Elektrolyseur [%]	(g)	70	
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh _{el}]	(h)=(f)·(g)	69,59	58,29
Grenzkosten der günstigsten fossilen Stromerzeugungstechnologie ¹ [EUR/MWh _{el}]	(i)	86,88	94,03
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh_{el}]	(j)=(h)	69,59	58,29

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

- Bis zu einem Strompreis von 69,59 EUR/MWh_{el} für t+1 bzw. 58,29 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 Einsatzstrompreis für Elektrolyseure liegt (siehe Berechnungsschritt (i))

Modellierung von Flexibilitäten in der BA24

Demand-Side-Management (DSM)

Die DSM-Kapazitäten werden gemäß der, von den ÜNB 2021 beauftragten, Lastmanagementstudie¹ regionalisiert und kostenbasiert im Markt eingesetzt

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](https://www.netzentwicklungsplan.de))

2 Potentialabschätzung von 1060 MW anhand präqualifizierter Industrieprozesse in der ehemaligen Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Das Potenzial wurde um die maximale Ausschreibungsmenge von 750 MW der für 2024 geplanten Verordnung zu Systemdienstleistungen im Echtzeitbereich aus abschaltbaren Lasten (SEAL) reduziert.

2024/25 (t+1)	Gesamt [MW]	Industrie [MW]	GHD-Sektor [MW]
Lastverschiebung	400	150	250
Lastreduktion	120	120	0
Lastabschaltung ²	310	310	0

2026/27 (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 BA24

E-Mob, Kleinbatteriespeicher und Wärmepumpen

- In der BA24 (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 2026 scheint unwahrscheinlich



Daher der Status Quo fortgeschrieben wird

- Für die installierte Leistung von Kleinbatteriespeichern wird ein **konstanter Zuwachs** erwartet.
- Der Zuwachs im ersten Halbjahr 2023 lag bei **1,4 GW¹**

Kleinbatteriespeicher	2023 Q2	BA24 t+1	BA24 t+3
Installierte Leistung [GW]	4,1	8,3	13,9
Kapazität [GWh]	7	13,9	23,1

Modellierung von Flexibilitäten in der BA24

Großbatteriespeicher

Definition der Großbatteriespeicher in der BA24:

- Großbatteriespeicher mit einer installierten Leistung größer 10 MW

Datengrundlage:

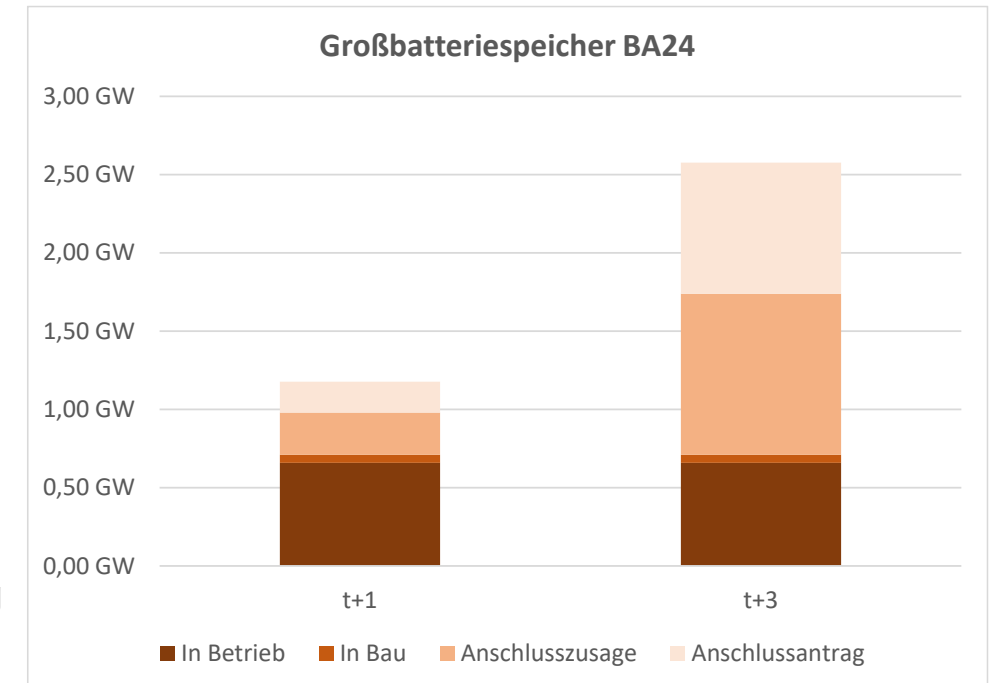
- Basierend auf dem Marktstammdatenregister¹ sind für die Zieljahre folgende Werte bekannt:
 - bis 2024 sind **1,2 GW** Großbatteriespeicher >10 MW bekannt
 - bis 2026 sind **2,6 GW** Großbatteriespeicher >10 MW bekannt

Modellierung:

- In der BA24 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 → 500 MW weiterhin nur im Primärregelleistungsmarkt aktiv

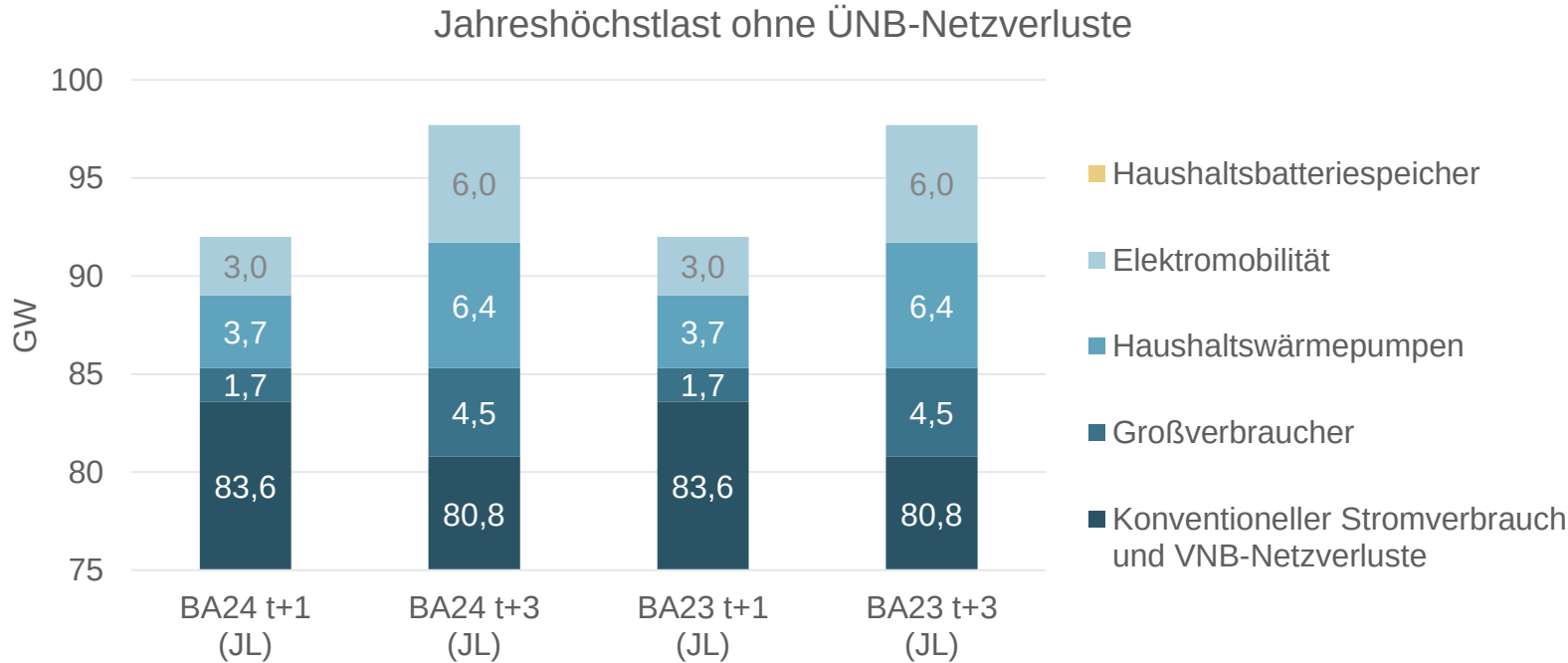


Jahreshöchstlast

Ergebnisse

	BA24 (t+1)	BA24 (t+3)	BA23 (t+1)	BA23 (t+3)
Jahreshöchstlast* [GW]	90,9	101,3	91,7	97,3
Stunde der Jahreshöchstlast	907	883	907	883

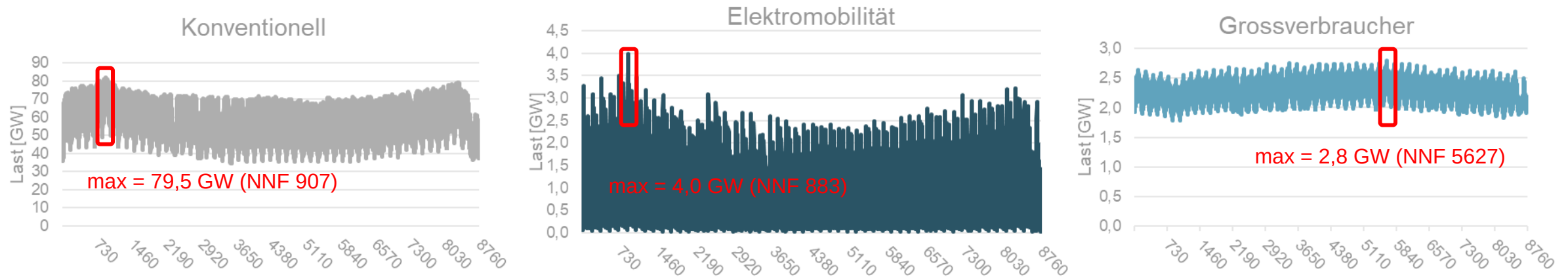
* Inklusive VNB-Netzverluste, ohne ÜNB-Netzverluste



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

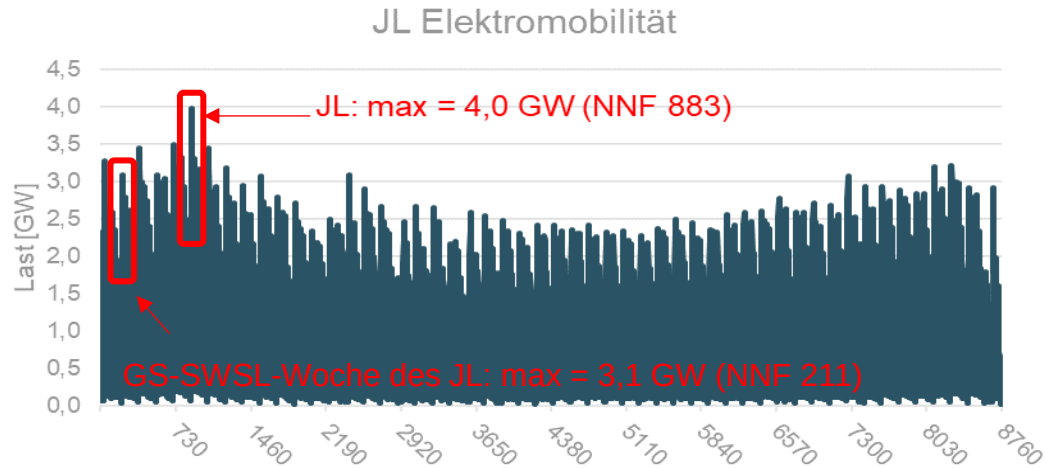
Methodik zur Herleitung der Höchstlast in der GS SWSL

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

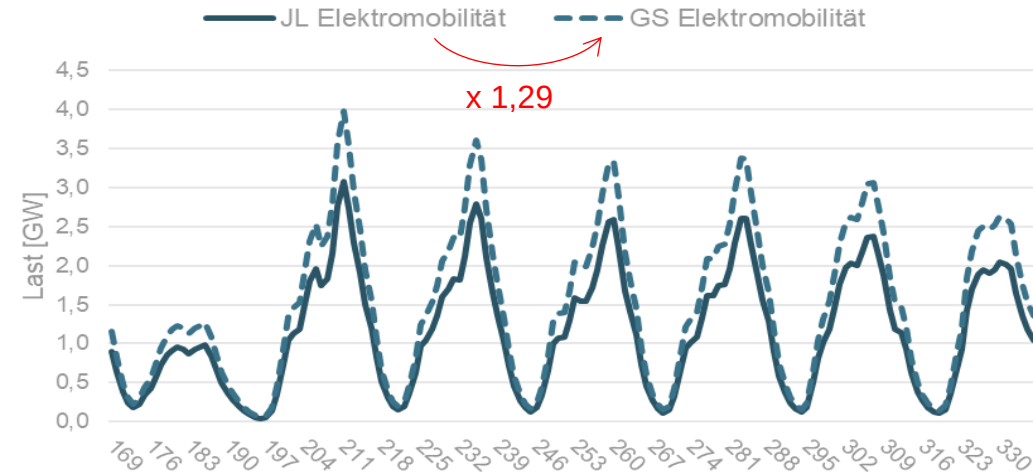


- Skalierung der Lastzeitreihen ohne direkte Temperaturabhängigkeit zur Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten in der GS SWSL; für die GS Import wird keine Anpassung der Lastzeitreihen vorgenommen
 - Erhöhung der **konventionellen Last, Großverbraucher und Elektromobilität** auf das technologiespezifische 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



Skalierungsfaktor = $\frac{\text{Höchstlast im JL Nov–Feb}}{\text{Höchstlast in der GS-SWSL-Woche des JL}} = \frac{4,0 \text{ GW}}{3,1 \text{ GW}} = 1,29$



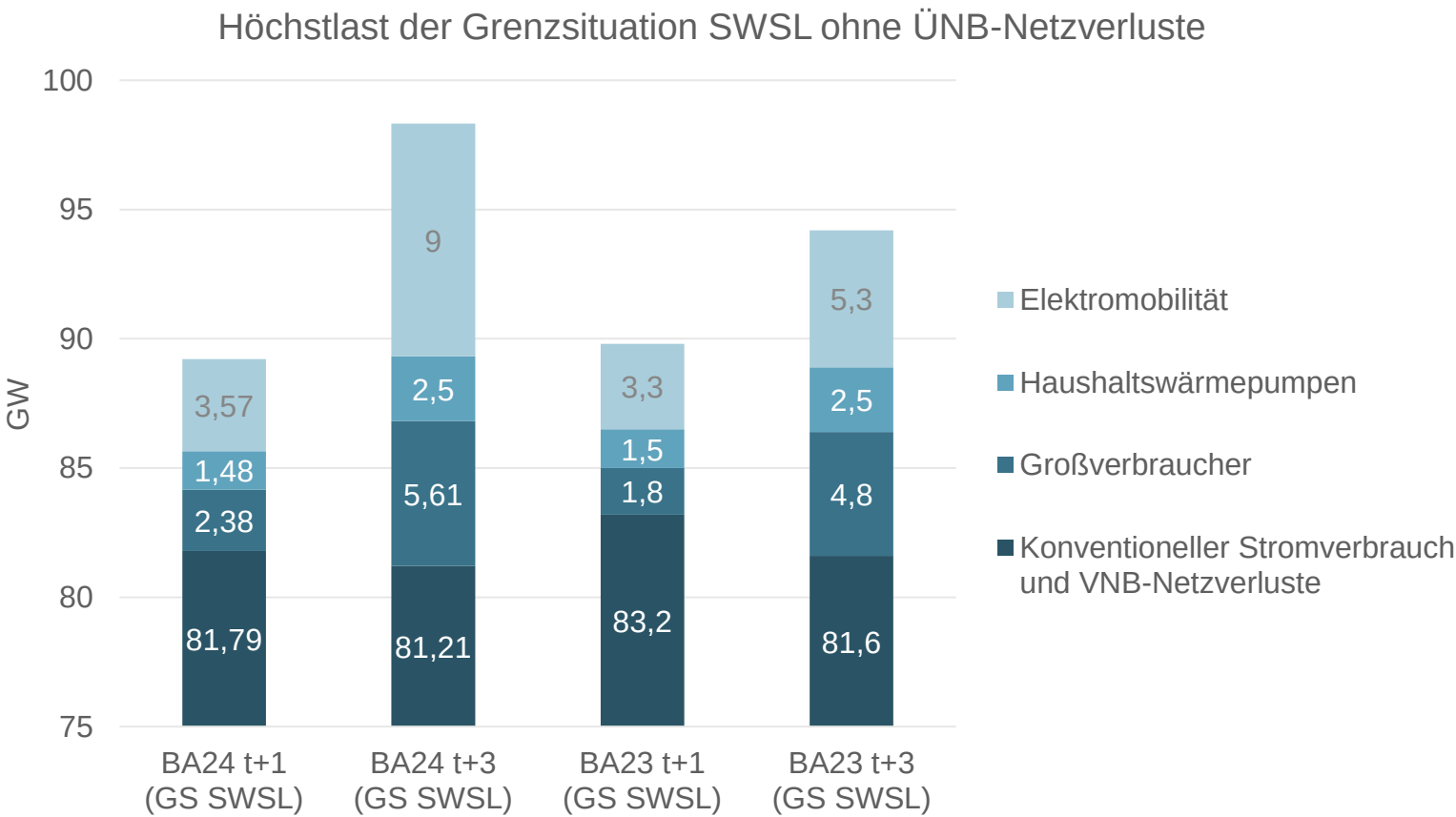
Skalierung der flexibilisierten Lastkurve aus dem JL für die NNF der GS SWSL

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 und deren fortschreitende Durchdringung prägen auch die Höchstlast während der Grenzsituation SWSL
- Die Höchstlast der synthetischen Woche liegt bei 89,1 GW (t+1) und 98,2 GW (t+3)
- Die Höchstlasten der synthetischen Woche liegen in Stunde 210 (t+1) bzw. 211 (t+3)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparameter 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 BA 2024 werden bilaterale Handelskapazitäten via NTCs¹ bestimmt**
- Die verwendeten NTCs werden auf Basis europäischer Daten (ERAA23 und TYNDP22) 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 BA aus unterschiedlichen Quellen

- Die NTCs aus dem **ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023** mit den Zieljahren 2025 und 2028 (Stichtag 01.01.) bilden die Hauptquelle
 - Für t+1 (2024/2025) wird das Zieljahr 2025 verwendet.
 - Für t+3 (2026/2027) wird auf Basis der ERAA NTCs und Projektdaten des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 ein NTC ermittelt.
- 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 , Absprachen mit SwissGrid und dem ERAA 2023 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 [MW]	Windprognose DE bis [MW]	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	2600	4000	3200	4200
8.000	13.499	-750	0	1850	4000	2450	4200
13.500	18.999	-150	0	1700	4000	2300	4200
19.000	23.999	-350	0	1350	4000	1950	4200
24.000	999.999	-150	0	1200	4000	1800	4200

NTC

Marktsimulation - Kapazitätsermittlung an der Grenze DE-DKW

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

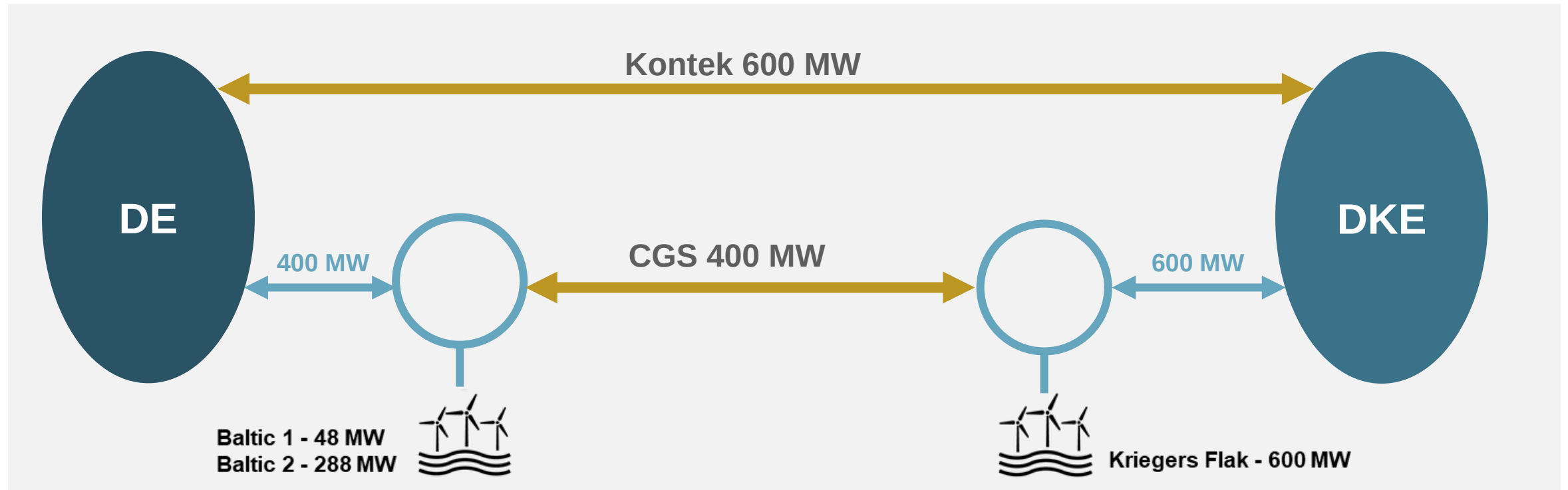
Angaben in [MW]		2024/2025 (t+1)		2026/2027 (t+3)	
TenneT Wind (Onshore+Offshore) von	TenneT Wind (Onshore+Offshore) bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	2500	2500	3500	3500
5000	6000	2500	2400	3500	3000
6000	7000	2500	2300	3500	2900
7000	8000	2500	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 (2025)

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.



Marktsimulation - Annahmen zu Handelskapazitäten von marktgebietsübergreifenden HGÜs (1/2)

- 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
 - Die **HGÜ zwischen DE und Skandinavien** in DE-Importrichtung (Skandinavien → DE) werden in der Grenzsituation SW/SL weiter eingeschränkt.¹
 - Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch lineare Interpolation zwischen einem Startwert und dem CEP-Zielwert von 70% (zum 01.01.2026; s. Tabelle)
 - In Exportrichtung (DE → Skandinavien) wird 70% der Kapazität für den Handel freigegeben.

HGÜ-Verbindung	Startwert (zum 01.01.2020)	DE-Importkapazität t+1	DE-Importkapazität t+3
Baltic Cable (DE-SE)	41,4%	65,2%	70,0%
Kontek (DE-DKE)	70,0%	70,0%	70,0%
NordLink (DE-NO)	0,0%	58,3%	70,0%

Die Berechnung der Startwerte

- erfolgte auf Basis historischer Auslastungswerte der HGÜ-Verbindungen
- Für bestehende Verbindungen wurde das Maximum aus dem Durchschnittswert der Jahre 2016 bis 2018 und dem Durchschnittswert des Jahres 2018 angesetzt.
- Für neu hinzukommende Verbindungen (→ NordLink in 2021) wurde ein Startwert von 0% festgelegt.

- 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 (2/2)

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

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

NTC

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

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	4000	4000	Windabhängig
DE-CH	2600	2600	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	4400	4400	NTC
NL-DE	4400	4400	NTC
DE-PL	500	500	NTC
PL-DE	1500	1500	NTC
BE-DE	1000	603	HVDC (100% / 60,3%)
DKE-DE	1000	700	HVDC (100% / 70%)
NOS0-DE	1400	816	HVDC (100% / 58,3%)
SE04-DE	615	401	HVDC (100% / 65,2%)

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	3200	3200	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, inkl. AT

Mantelzahlen:

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den von den ausländischen TSO gemeldeten Werten im Rahmen der Datenabfrage für den **European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2023)**
- 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 von ENTSO-E konsistent für alle Marktgebiete und das Szenariojahr 2025ff. hergeleitet wurden und im Rahmen des ERAA2023 von den TSO geliefert oder geprüft wurden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage für die Anpassungen der Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.
- Die Informationen des **konventionellen Kraftwerkspark** im Ausland entstammen ebenfalls der Datenbasis von ENTSO-E.

Europa

- 1 Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet
- 2 Manuelle Anpassung basierend auf aktuellen Informationen

Marktsimulation - Installierte Leistungen t+1 (2024/25)

GW	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	7,1	0,8	0,1
Erdgas	4,1	5,1	0,0	1,4	0,4	1,7	7,2	2,2	36,5	0,0	13,7	3,7	0,6	0,7
Kernenergie	0,0	3,9	2,9	4,1	0,0	0,0	61,8	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	0,3	0,0	0,6	1,2	0,8	0,0	0,0	2,1	0,0	3,4	13,6	0,1	0,3
Sonstige_NEE ²	0,8	1,5	0,6	2,0	0,0	0,0	5,8	1,0	8,7	0,1	4,6	6,5	0,2	0,1
Summe konv. Kapazität	5,1	11,0	3,5	13,4	2,2	2,7	76,1	6,2	48,2	0,1	22,2	30,9	2,4	4,0
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	1,3
Speicherwasser	2,9	0,0	8,0	0,7	0,0	0,0	9,5	0,0	8,8	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1
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	4,3	1,2	0,0	0,0	3,9	0,0	7,8	1,3 ¹	0,0	1,5	0,3	1,0
Summe Wasserkraft	12,9	1,4	16,5	2,3	0,0	0,0	27,1	0,1	23,5	1,3	0,0	2,3	1,4	2,6
PV	5,0	9,2	4,8	5,2	1,5	4,3	18,2	7,2	40,2	0,6	38,7	16,0	1,2	1,1
Wind_Onshore	5,5	3,6	0,2	0,6	0,9	4,5	24,1	0,3	14,5	0,3	7,3	10,9	0,0	0,4
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,2	1,7	2,0	0,0	0,8	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,6	0,6	0,4	0,7	0,0	0,0	2,3	0,1	4,4	0,1	0,4	1,1	0,0	0,4
Summe EE	11,1	15,7	5,4	6,5	3,6	10,5	46,5	7,6	60,0	1,1	52,5	28,1	1,2	1,8
Summe	29,2	28,1	25,4	22,1	5,8	13,2	149,7	13,9	131,7	2,4	74,7	61,4	5,1	8,5

Europa

- 1 Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet
- 2 Manuelle Anpassung basierend auf aktuellen Informationen

Marktsimulation - Installierte Leistungen t+3 (2026/27)

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	0,8	0,1
Erdgas	3,3	5,0	0,0	1,7	0,4	1,6	7,2	3,5	36,0	0,0	13,6	5,8	0,5	0,8
Kernenergie	0,0	2,1	2,9	4,0	0,0	0,0	61,8	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	0,8	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	1,1	1,2	0,0	0,2	0,4	0,0	4,0	13,4	0,1	0,3
Sonstige_NEE ²	0,8	1,6	0,6	1,9	0,0	0,0	5,0	1,0	8,7	0,1	4,5	6,2	0,2	0,1
Summe konv. Kapazität	4,2	9,2	3,5	12,7	2,1	3,1	74,9	7,0	46,0	0,1	22,6	32,4	2,3	4,3
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	8,1	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	4,5	1,3	4,3	1,2	0,0	0,0	3,8	0,0	7,8	1,3 ¹	0,0	1,5	0,2	1,0
Summe Wasserkraft	13,3	1,4	16,6	2,1	0,0	0,0	27,1	0,1	23,6	1,4	0,0	2,3	1,3	2,6
PV	7,8	11,0	6,4	8,7	3,0	7,6	27,3	7,9	52,1	0,9	46,9	19,2	1,9	1,2
Wind_Onshore	6,9	4,3	0,3	0,8	1,0	5,2	28,6	0,3	16,1	0,4	8,0	11,7	0,1	0,5
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,5	2,7	3,0	0,0	3,1	0,0	6,0	3,7	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	1,6	0,0	0,4
Summe EE	15,4	18,1	7,0	10,2	5,5	15,6	61,2	8,4	75,7	1,4	61,3	36,2	2,0	2,1
Summe	32,9	28,8	27,2	25,0	7,6	18,6	163,2	15,5	145,2	2,8	83,9	70,9	5,7	9,0

Europa

Marktsimulation - Kontrahierte ReserveKW Ausland (DE-ÜNB und APG)

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2024 ist derzeit keine Kraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.
- Es besteht ein **gesichertes RD-Potenzial in AT in Höhe von 1,5 GW**

Europa

Marktsimulation - Höchstlasten t+1 (2023/24) und t+3 (2025/26)

Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:

- Als Grundlage dienen die Lastzeitreihen, die von den ausländischen TSO im Rahmen des ERAA 2023¹ geliefert oder geprüft wurden
- Nach neuer Methodik 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.

	Höchstlast t+1 [GW]	Höchstlast t+3 [GW]
AT	13,4	13,9
BE	15,5	17,3
CH	12,3	12,9
CZ	11,7	12,5
DKE	2,7	3,2
DKW	6,1	7,2
ES	47,1	48,8
FI	15,5	16,7
FR	102,8	105,8
GB	53,2	60,9
HU	8,9	9,7
IE	5,6	6,1
IT	56,1	58
LU	1,2	1,2
NI	1,9	1,9
NL	21,8	22,9
NO	25,4	27,9
PL	29,6	31,2
PT	8,7	9
SE	29,8	33
SI	2,6	2,8
SK	4,9	5,1

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. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

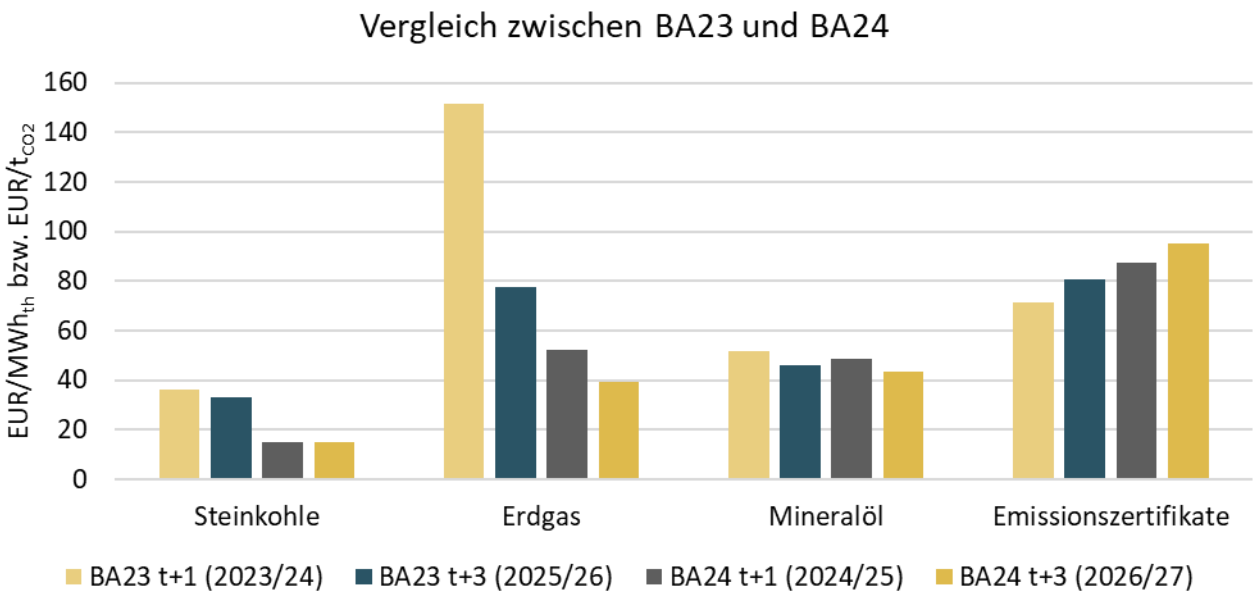
NTC

Europa

Kostenkomponenten

Kostenkomponenten

Marktsimulation - Preisannahmen für Brennstoffe und Emissionszertifikate in t+1 (2024/25) und t+3 (2026/27)



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 15.9.2023).
- Da Kernbrennstoff (für KWs in Europa) und Braunkohle nicht an Märkten gehandelt werden, wurden hierfür eigene Annahmen getroffen (unverändert ggü. BA23).

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	14,94	52,02	48,34	87,43
t+3	1,36	3,00	15,04	39,14	43,20	95,25

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. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

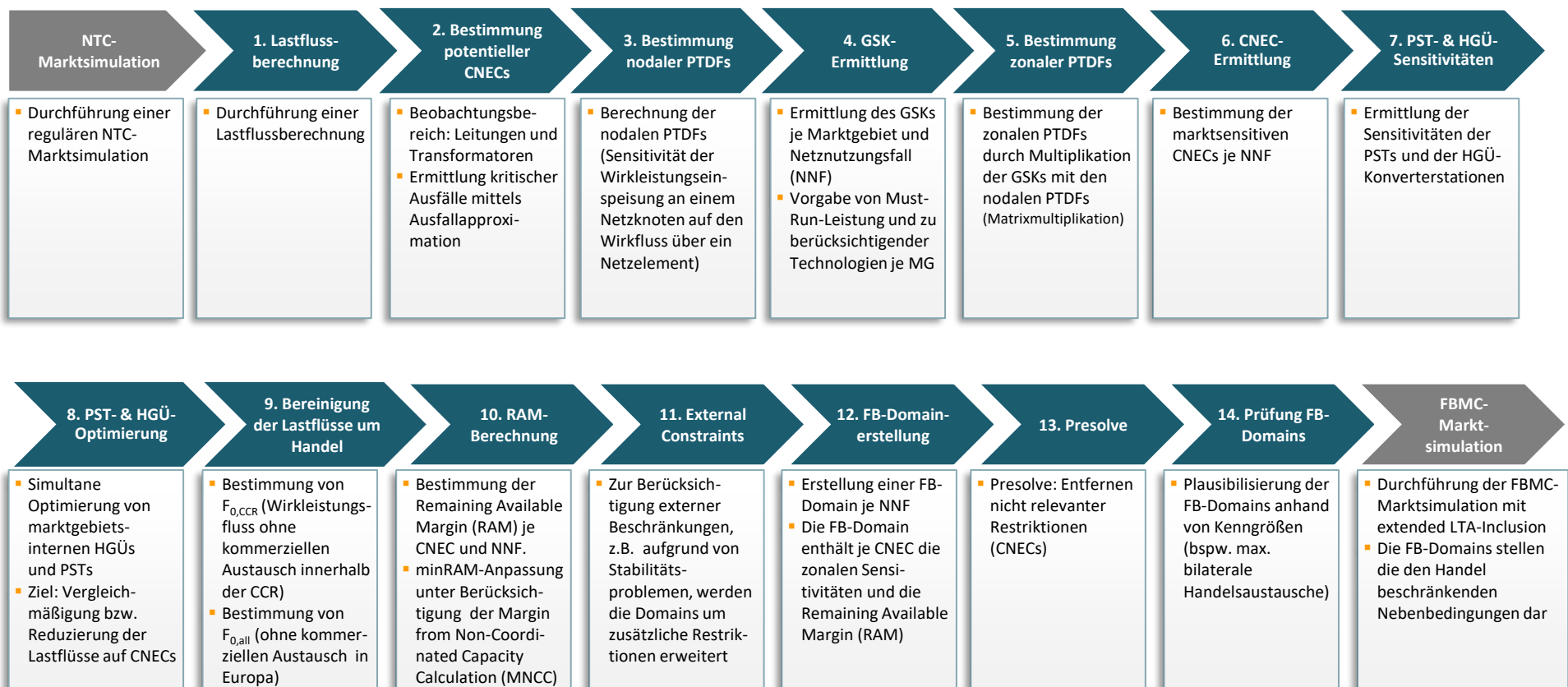
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

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. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

Parametrierung und Arbeitshypothesen in (t+1) (1/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+1 (04/2024 – 03/2025)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Standard Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	- Go-live-Datum von Core-FBMC: 06/2022 - LU, HR, RO: Abbildung über NTCs - DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU-Mitgliedsstaaten: BG, DKE, DKW, ES, GR, HR, IT, LT, PT, RO, SE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, NO, RS	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	- Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt - Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen. Die in Core geforderte ökonomische Effizienzanalyse für CNECs wird sich wahrscheinlich erst 48 Monate nach Core Go-live, d.h. ab 06/2026, auswirken
1.5	minRAM-Faktoren	AT: $R_{all} = 59,7\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$ DE: $R_{all} = 60,3\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$ NL: $R_{all} = 64,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$ PL: $R_{all} = 59,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$ HU: $R_{all} = 70,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$ Übrige CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	- Aktionspläne von AT, DE, NL, PL und HU werden berücksichtigt. - Für DE gilt: Bereitstellung von mind. 60,3% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR

Parametrierung und Arbeitshypothesen in (t+1) (2/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+1 (04/2024 – 03/2025)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ 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 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 2023)	
1.10	PSTs	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	- Analog zur Core-Methodik (Stand 2023) „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	- 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 60,3% in der Grenzsituation „SWSL“. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“	- 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 <u>maximal</u> mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt
1.12	External Constraints (ECs)	entfallen	- Analog zum Netzführungsprozess - ACs in PL werden nicht berücksichtigt, da die Bestimmung der Grenzwerte einer derzeit nicht abbildbaren Methodik folgt
1.13	LTAs	Verwendung der realen Werte aus 2023 (Anwendung von Extended LTA)	

Parametrierung und Arbeitshypothesen in (t+3) (1/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+3 (04/2026 – 03/2027)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Standard Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	- Go-live-Datum von Core-FBMC: 06/2022 - LU, HR, RO: Abbildung über NTCs - DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU-Mitgliedsstaaten: BG, DKE, DKW, ES, GR, HR, IT, LT, PT, RO, SE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, NO, RS	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 7,5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	- Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. - Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen. - Der PTDF-Grenzwert wird mit 7,5% anstelle von 5% angenommen, da durch die in Core geforderte ökonomische Effizienzanalyse CNECs entfallen könnten. (Annahme analog zur BA2023 t+3)
1.5	minRAM-Faktoren	CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.

Parametrierung und Arbeitshypothesen in (t+3) (3/2)

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+3 (04/2026 – 03/2027)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ 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 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 2023)	
1.10	PSTs	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	- Analog zur Core-Methodik (Stand 2023) „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	- 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“	- 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 <u>maximal</u> mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt
1.12	External Constraints (ECs)	entfallen	
1.13	LTAs	Verwendung der realen Werte aus 2023 (Anwendung von Extended LTA)	

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

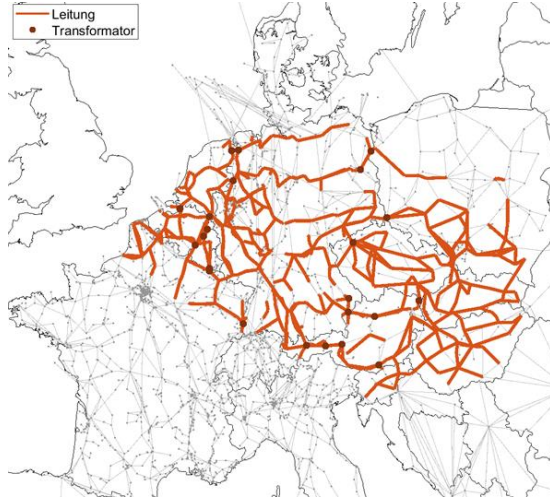
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

FB-Region und CNECs in (t+1)

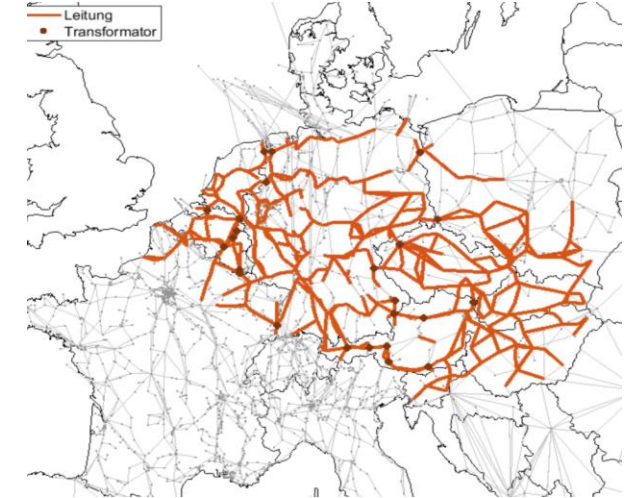
BA24 (t+1) Jahreslauf_FSP_Sommer



BA24 (t+1) Jahreslauf_FSP_Winter



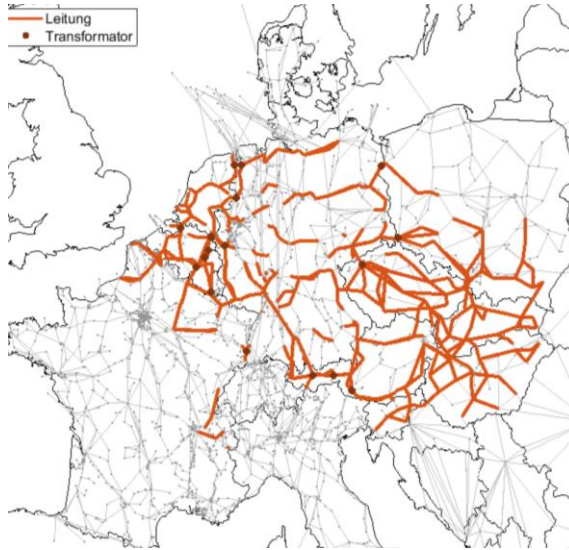
BA24 (t+1) Grenzsituationen



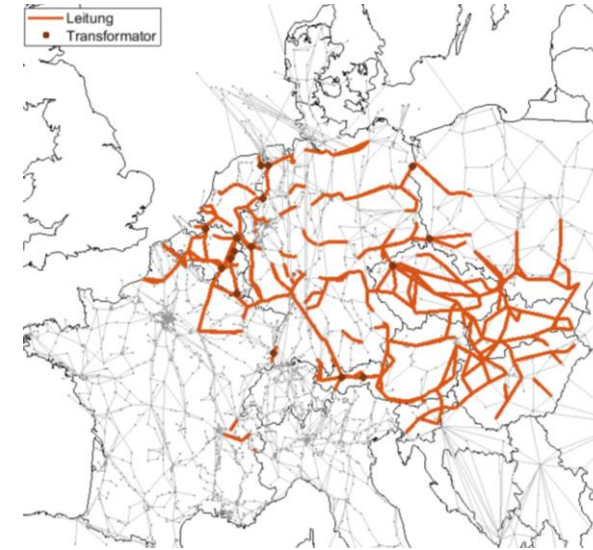
- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen 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)

BA24 (t+3) Jahreslauf



BA24 (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. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

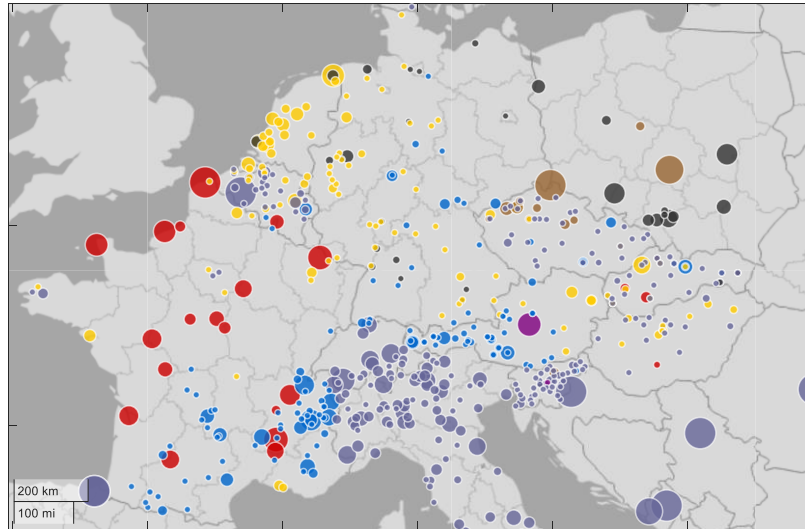
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

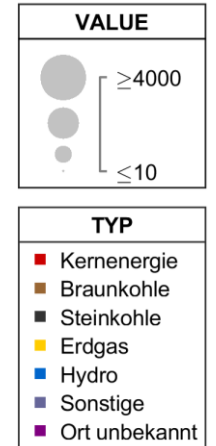
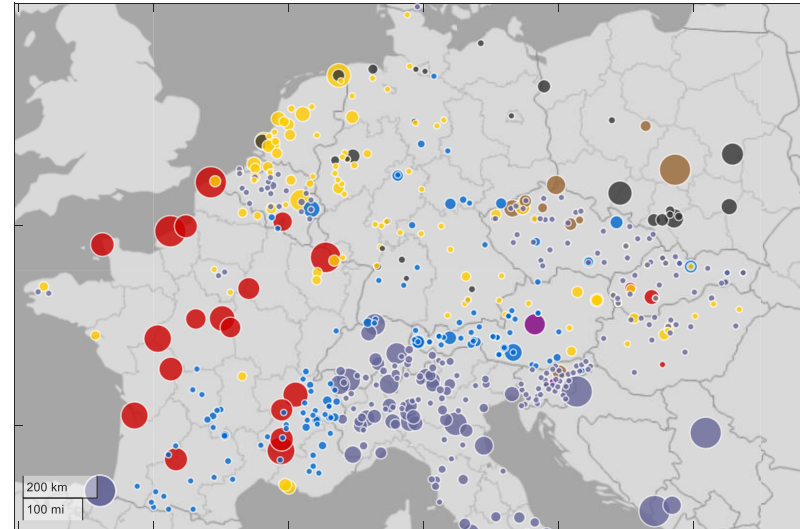
Flow-Based Handelskapazitäten

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

BA24 (t+1) Jahreslauf¹



BA24 (t+1) Grenzsituationen

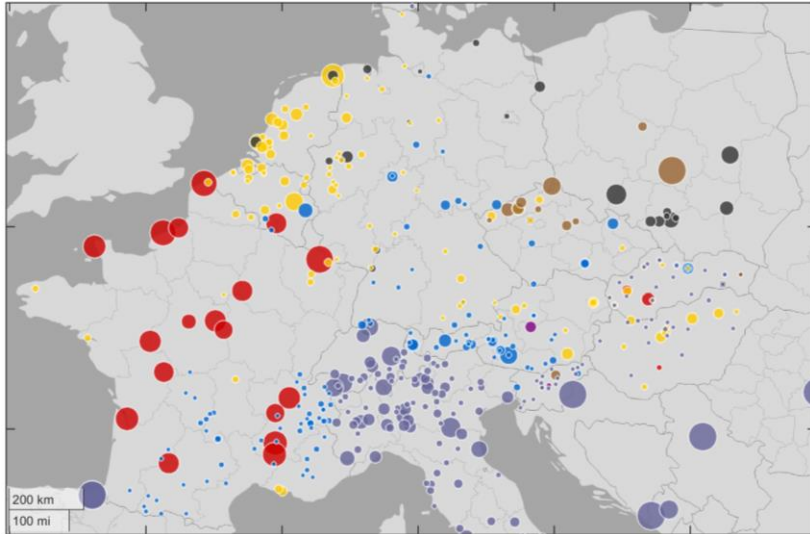


In der BA24 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der Core-GSKs:

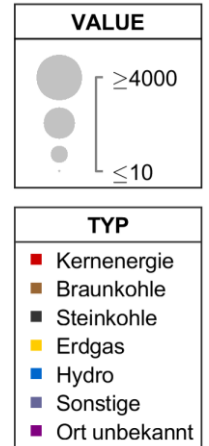
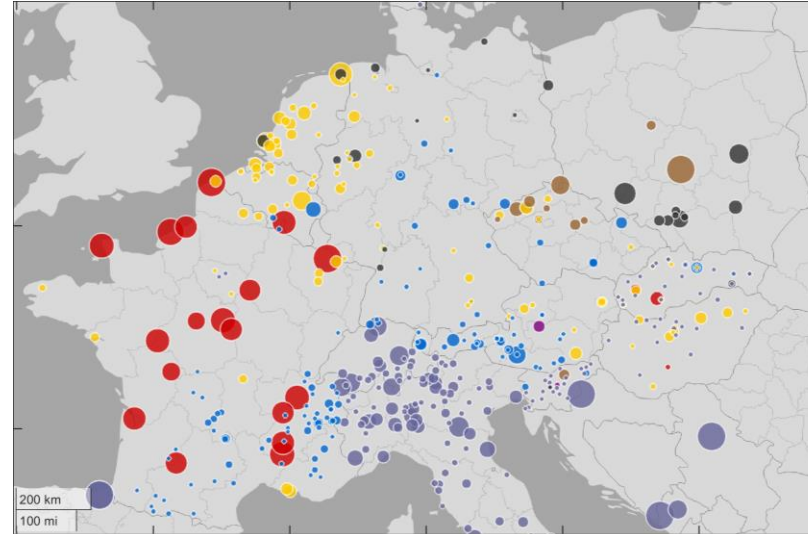
- Je Marktgebiet und Netznutzungsfall werden die im GSK zu berücksichtigenden Technologien sowie ein technologiespezifischer Gewichtungsfaktor vorgegeben.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben (z.B. aufgrund von KWK-Restriktionen) werden kraftwerksscharf bzw. blockscharf berücksichtigt.
- GSK-Strategie
 - 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)

BA24 (t+3) Jahreslauf¹



BA24 (t+3) Grenzsituationen



In der BA24 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. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

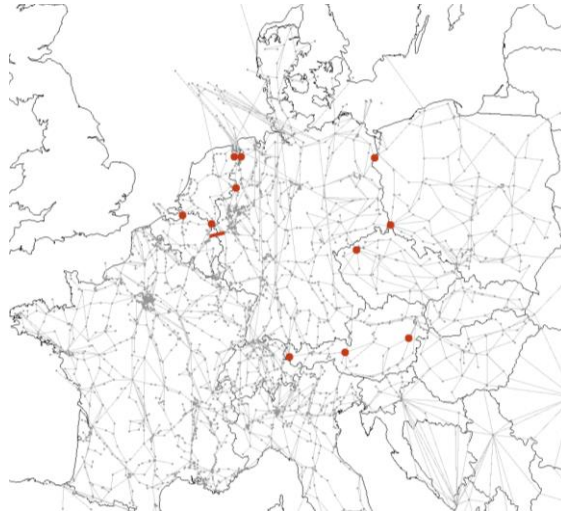
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

Flow-Based Handelskapazitäten

PSTs und HGÜs

BA24 (t+1)



BA24 (t+3)



Der Einsatz von **PSTs** innerhalb der CCR wird im Rahmen der FB-Domainerstellung mit dem Ziel der Handelskapazitätserhöhung optimiert (non-costly Remedial Action Optimization – **nRAO**). Dabei werden ca. 30% des Stufungsbereichs jedes PST berücksichtigt.

Die Abbildung des Einsatzes der **marktgebietsübergreifenden HGÜ** 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 und in der Grenzsituation „SWSL“ folgender Anteil der Kapazität berücksichtigt:

- 60,3 % in (t+1)
- 70 % in (t+3)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

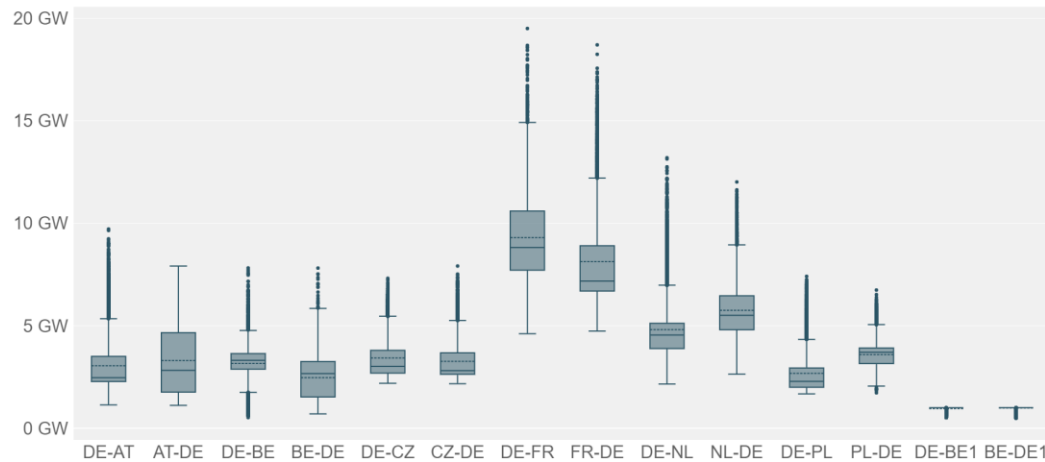
Generation Shift Keys (GSK)

PSTs und HGÜs

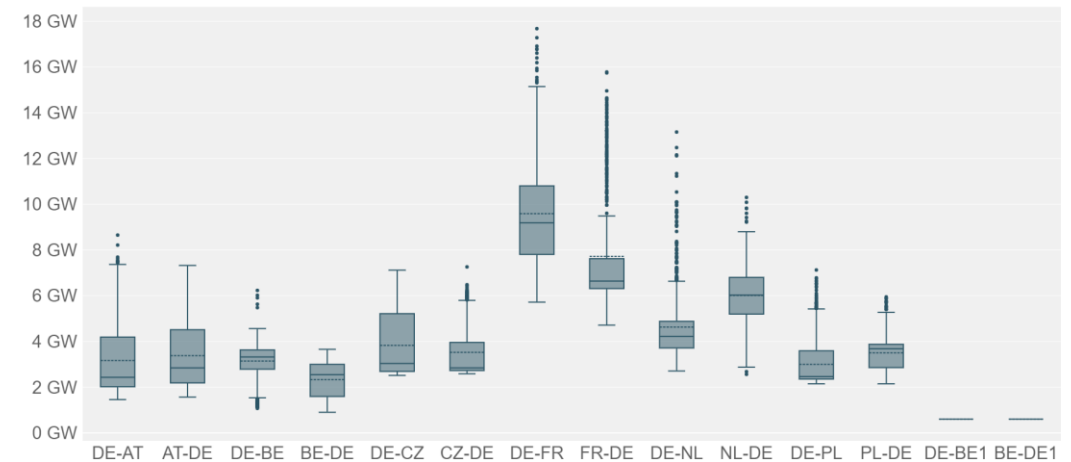
Flow-Based Handelskapazitäten

Flow-Based Handelskapazitäten in (t+1)

BA24 (t+1) Jahreslauf



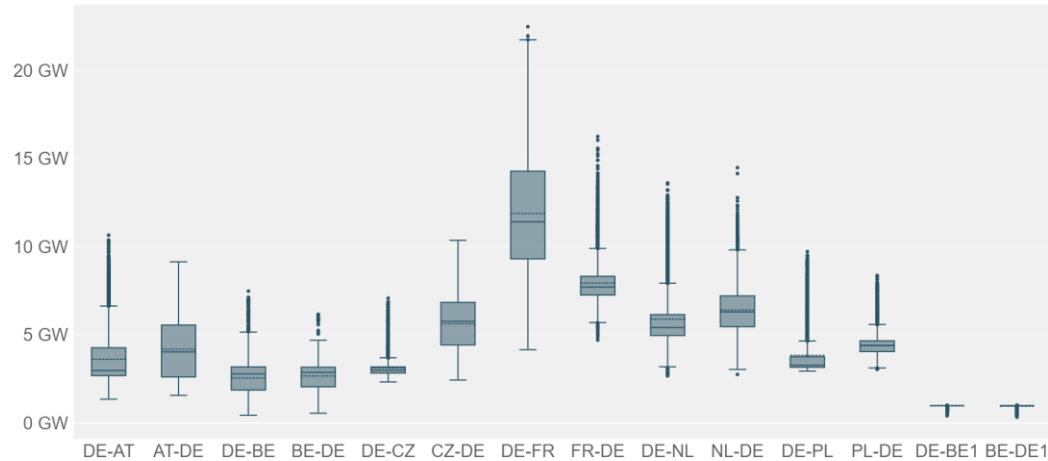
BA24 (t+1) Grenzsituationen



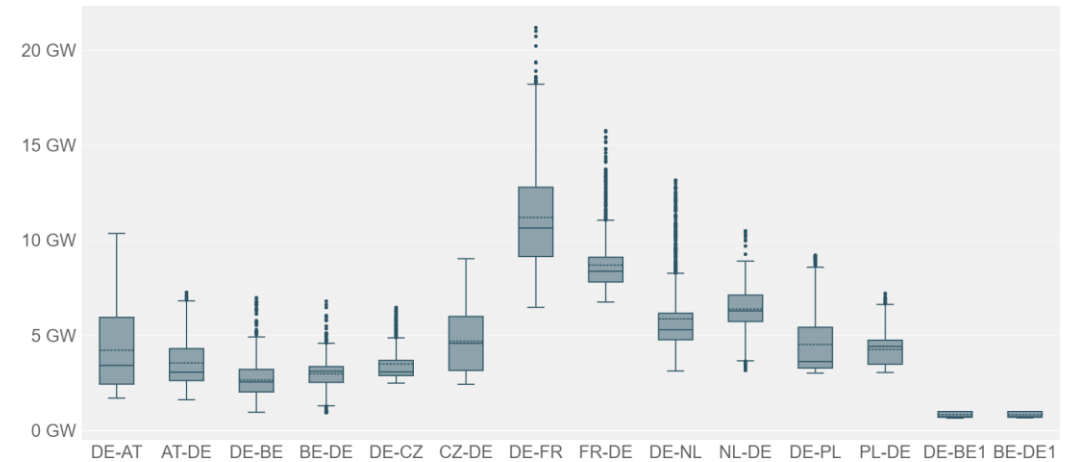
- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind.
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box 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)

BA24 (t+3) Jahreslauf



BA24 (t+3) Grenzsituationen



- 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.

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

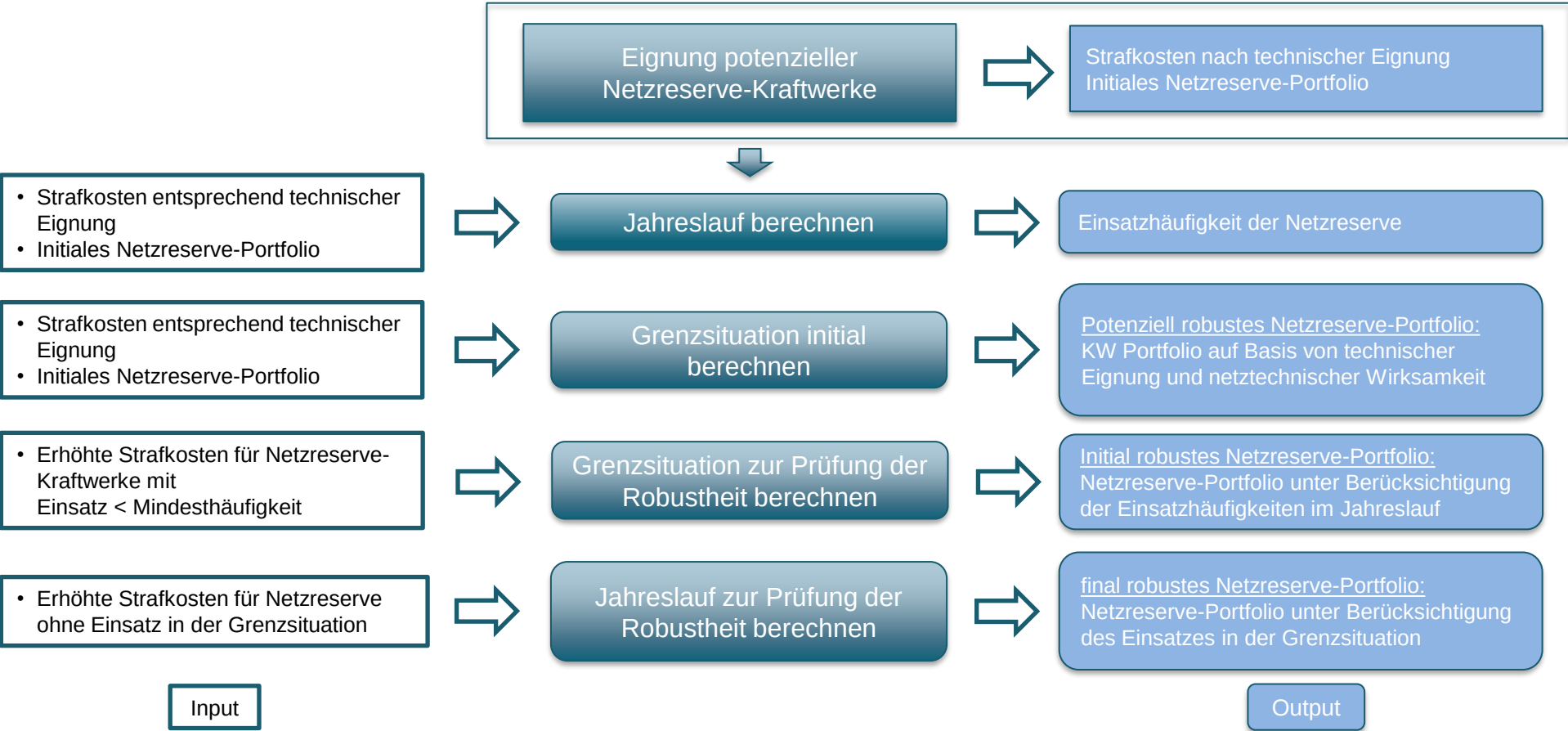
6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios



Berücksichtigung von Netzreservekraftwerken

Unterschied zwischen Basis und Sensitivität

Basis

- In der Basis-Rechnung werden keine genehmigungsrechtlichen, technischen oder personellen Restriktionen in den Annahmen zur Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke berücksichtigt

Sensitivität

- Einige Kraftwerksbetreiber haben für t+1 und/oder t+3 genehmigungsrechtliche, technische oder personelle Restriktionen gemeldet.
- Daher wird eine Sensitivität gerechnet, in der diese Restriktionen berücksichtigt wurden.
- Die Anpassungen in der Sensitivitätsberechnung sind auf die aktuelle Netzreserve begrenzt. Potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve sind nicht betroffen.

Überblick über die Netzreservekraftwerke (1/2)

Netzreserve- Kraftwerke	Berücksichtigt				Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} [MW]	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	X	X	Steinkohle	BNA0020	4040	433	1265	1227	
Bergkamen A	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0067	7027	717	1276	1237	
Bexbach A	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0093	7040	726	1309	1269	
Darmstadt GTKW	X	X	X	X	Erdgas	BNA1487	7921	94,6	1056	1024	
Daxlanden RDK 4 (GT & DT)	X	X	X	X	Erdgas	BNA0514	4004 & 4005	342	1221	1184	Aggregiert
GKM 7 (7 & 7M)	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0645	4026 & 4028	425	1331	1291	Aggregiert (213 + 212 MW)
GKM 8 (G19 & G18 & GN)	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0646a	4035 & 4036 & 4029	435	1166	1131	Aggregiert (197 + 75 +163)
Heilbronn 5	X	X			Steinkohle	BNA0432	4047	125	1325	enfällt	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in t+3
Heilbronn 6	X	X			Steinkohle	BNA0433	4046	125	1315	enfällt	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in t+3
Ingolstadt 3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	BNA0378	2028	375	1194	1158	
Ingolstadt 4	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	BNA0379	2029	386	1204	1168	
KMW 2	X	X	X	X	Erdgas	BNA0627	7814a	255,5	1342	1301	
Marbach GT3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	BNA0648	4051	85	1122	1088	
RDK 7	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0518a	4014	517	1265	1227	
Scholven B	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0332	7498	345	1199	1163	
Scholven C	X		X		Steinkohle	BNA0331	7494	345	1221	1184	Restriktionen in t+1 und t+3 bekannt
Staudinger 4	X	X	X	X	Erdgas	BNA0374	2041	580	1194	1158	
Staudinger 5	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0377	2042	510	1204	1168	
UPM Schongau	X	X	X	X	Erdgas	BNA1248a	7997	64	1386	1344	In t+1 nur 40 MW P _{max}
Voelklingen MKV	X		X		Steinkohle	BNA0998	7162	179	1435	1392	Restriktionen in t+1 und t+3 bekannt
Voelklingen HKV	X		X		Steinkohle	BNA0999	7161	211	1425	1382	Restriktionen in t+1 und t+3 bekannt
Weiher C	X	X	X	X	Steinkohle	BNA0820	7614	655,6	1342	1301	
Walheim 1	X				Steinkohle	BNA1005	4048	96	1408	enfällt	Restriktionen in t+1 bekannt; in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in t+3
Walheim 2	X				Steinkohle	BNA1006	4052	148	1397	enfällt	Restriktionen in t+1 bekannt; in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in t+3
Zolling Block 5	Markt	Markt	X	X	Steinkohle	BNA1093	2044	472	Markt	1216	Netzreserve, Bezuschlagt in der 6. Ausschreibungsrunde
Heilbronn 7	Markt	Markt	X	X	Steinkohle	BNA0434	4009	778	Markt	1227	Potenzielle Netzreserve, Angeordnete Stilllegung in der 7. Ausschreibungsrunde
enercity GKH 1	Markt	Markt	X	X	Steinkohle	BNA0420	2056	136	Markt	1173	Potenzielle Netzreserve, Bezuschlagt in der 7. Ausschreibungsrunde

Überblick über die Netzreservekraftwerke (2/2)

- 1
- angebotene Maximalleistung
- 2
- zusätzlich zur Prüfung der potenziellen Netzreserve der 7. Ausschreibungsrunde und bestehenden Netzreserve mit ausgelaufenen Systemrelevanzausweisungen innerhalb der Zeithorizonte der BA 2024

Potenzielle Netzreserve der 7. Ausschreibungsrunde

Netzreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} [MW]	Ausschreibungs-runde	Kommentar
	t+1	t+3						
Heilbronn 7	Markt	X	Steinkohle	BNA0434	4009	778	7	Potenzielle Netzreserve in t+3
enercity GKH 1	Markt	X	Steinkohle	BNA0420	2056	136	7	Potenzielle Netzreserve in t+3
Heizkraftwerk Oberkirch	Markt	stillgelegt	Steinkohle	BNA1467	4144	18,5	7	Nicht Redispatchfähig
Nordzucker Dampfsammelschienenblock	Markt	stillgelegt	Steinkohle	nicht vorhanden	-	37,3	7	Nicht Redispatchfähig
Block 6 Merkenich	Markt	stillgelegt	Braunkohle	BNA0543	7817	75,3	7	Nicht Redispatchfähig
HKW Schöneweide	Markt	stillgelegt	Steinkohle	nicht vorhanden	-	9,5	7	Keine Prüfung auf Systemrelevanz, da <10MW
KWK Kohlekessel Helmbrechts	Markt	stillgelegt	Steinkohle	nicht vorhanden	-	3	7	Keine Prüfung auf Systemrelevanz, da <10MW

Kapazitätsreserve

Kapazitätsreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} ¹ [MW]	Strafkosten t+1 [€/MWh]	Strafkosten t+3 [€/MWh]	Kommentar
	t+1	t+3							
Ahrensfelde A/B			Erdgas	BNA0005; BNA0006	8333; 8334	60	-		Aufgrund begrenzter Betriebsstundenanzahl nach BlmSch Genehmigung nicht im Rahmen der Netzreserve einsetzbar
Ahrensfelde C/D			Erdgas	BNA0007, BNA0008	8335; 8336	60	-		
Thyrow A/B			Erdgas	BNA0738, BNA0739	8348; 8349	60	-		
Thyrow C/D/E			Erdgas	BNA0740; BNA0741; BNA0734	8350; 8351; 8344	90	-		
Landesbergen Gas	x	x	Erdgas	BNA0574a	2037	56	1199	1163	
Emden Gas	x	x	Biogas	BNA0245a	2107a	50	1199	1163	
Gersteinwerk F1/F2	x	x	Erdgas	BNA1039 ; BNA1044	7194 / 7994	355	1139 / 1183	1104 / 1147	mehr Leistung gemeldet
Gersteinwerk G1/G2	x	x	Erdgas	BNA1040 ; BNA1045	7195 / 7995	355	1149 / 1193	1114 / 1157	mehr Leistung gemeldet

besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)

bnBm-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} ¹ [MW]	Kommentar
	t+1	t+3					
Leipheim	x	x	Erdgas	BNAP219	7008	300	
Marbach	x	x	Mineralöl	BNAP230	4053	300	
Irsching 6	x	x	Erdgas	BNAP215	2339	300	
Biblis	x	x	Erdgas	BNAP268	7999	300	

Potenzielle Netzreserve in den Spannungsanalysen²

Netzreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	P _{max} [MW]	Kommentar
	t+1	t+3					
Weisweiler F	Markt	X	Braunkohle	BNA1026	7620	321	Prüfung auf Umrüstung zum rotierenden Phasenschieber

Nichtverfügbarkeiten von Netzreservekraftwerken (1/2)

Methodik - Jahreslauf und Grenzsituation

Jahreslauf

- Pro-rata-Reduktion der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken basierend auf historischen Auswertungen der 4 ÜNB
- 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 4 ÜNB gerechnet

Nichtverfügbarkeiten von Netzreservekraftwerken (1/2)

Konkrete Werte - Jahreslauf und Grenzsituation

Jahreslauf

- Winter-Nichtverfügbarkeit in der BA24 (01.10. – 31.03.):
 - Durchschnitt **22,2 %** (Wert basiert auf historische Auswertungen vom 01.10.2021 - 31.03.2022)
- Sommer-Nichtverfügbarkeit in der BA24 (01.04. – 30.09.):
 - Durchschnitt **42,7 %** (Wert basiert auf historische Auswertungen vom 01.04.2021 - 20.09.2022)

Grenzsituation

- Pro-rata-Reduktions-Szenario von **22,2 %** entsprechend der Winter-Nichtverfügbarkeit aus dem Jahreslauf



Ergänzende Hinweise

- Aufgrund der sich durch die Marktrückkehrer ändernden Grundgesamtheit wird als statistische Basis weiterhin der Zeitraum 2021/22 verwendet
- Die Werte gelten für bestehende, wie für potenzielle Netzreserve

Strafkosten (1/4)

Kalkulatorischer Preis EE

Kalkulatorischer Preis für EE für 1.10.2023 – 30.09.2024

Formel	$p_{\text{kalk}} = MF \times (\emptyset c_{\text{RD}+} + \emptyset c_{\text{RD}-}) - \emptyset c_{\text{RD}+}$ $\emptyset c_{\text{RD}+} = 222 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}, \quad \emptyset c_{\text{RD}-} = -142,23 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
EE	$p_{\text{kalk,EE}} = 575,7 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ Mindestfaktor von 10

Strafkosten (2/4)

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 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 RD-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 (3/4)

Berücksichtigte Straf- und Grenzkosten in der Lastflussoptimierung

	Grenzkosten [€/MWh]	Strafkosten t+1 [€/MWh]	Strafkosten t+3 [€/MWh]	Strafkosten Formel	Verhältnis zu (SK _{Markt} + GK _{max})
Marktkraftwerke in DE	individuelle GK	110	110	$SK_{Markt} = \frac{GK_{max} - GK_{min}}{2}$	-
RD Potenzial in AT	individuelle GK	110	110	SK_{Markt}	-
Einsenkung der Pump-/Turbinerleistung in DE (nur in GS)	0	330	320	$SK_{Markt} + GK_{max}$	-
Erhöhung KWK-Strom	individuelle GK	-	-	$1,3 * GK_{max} + SK_{Markt} - \text{individuelle GK}$	-
Erhöhung / Einsenkung Marktbereich		-	-	SK_{Markt}	-
Einsenkung KWK-Strom		-	-	$0,3 * GK_{max} + SK_{Markt} + \text{individuelle GK}$	-
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung)	0 t+1 (6.600) t+3 (6.400)	990-1.650	960-1.600	relativ	3-5 (23-25)
Einsenkung Windeinspeisung & PV	0	2.670	2.670	$\rho_{kalk,EE} + 10 \times 2 \times SK_{Markt} - SK_{Markt}$	-
Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) (Robustheitsprüfung)	0 t+1 (6.600) t+3 (6.400)	11.880	11.520	relativ	36
Ausländisches Redispatch-Potenzial (Robustheitsprüfung)	0	23.760 (30.360)	23.040 (29.440)	relativ	72
Verbleibende Überlastungen	-	474.000	460.000	relativ	1435
PST-Stufung	-	10€/Stufe PL/CZ: 100€/Stufe	10€/Stufe PL/CZ: 100€/Stufe	-	-
HGÜ-Anpassung	-	5	5	-	-

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

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

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

Strafkosten (4/4)

Berücksichtigte Straf- und Grenzkosten in der Lastflussoptimierung

	Grenzkosten [€/MWh]	Strafkosten [€/MWh]	Verhältnis zu (SK _{Markt} + GK _{max})
Marktkraftwerke in DE	individuelle GK	$SK_{Markt} = \frac{GK_{max} - GK_{min}}{2}$	-
RD Potenzial in AT	individuelle GK	SK _{Markt}	-
Einsenkung der Pump-/Turbinerleistung in DE (nur in GS)	0	SK _{Markt} + GK _{max}	-
Erhöhung KWK-Strom	individuelle GK	1,3 * GK _{max} + SK _{Markt} - individuelle GK	-
Erhöhung / Einsenkung Marktbereich		SK _{Markt}	-
Einsenkung KWK-Strom		0,3 * GK _{max} + SK _{Markt} + individuelle GK	-
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung)	0	relativ	3-5 (23-25)
Einsenkung Windeinspeisung & PV	0	$\rho_{kalk,EE} + 10 \times 2 \times SK_{Markt} - SK_{Markt}$	-
Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)	0	relativ	36
Ausländisches Redispatch-Potenzial	0	relativ	72
Verbleibende Überlastungen	-	relativ	1435
PST-Stufung	-	10€/Stufe PL/CZ: 100€/Stufe	-
HGÜ-Anpassung	-	5	-

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

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

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

Potenzial RD 2.0 für BA24 (1/2)

KW-Typ	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potenzial BA24	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	Status Quo gemäß KWEP	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
WKA am VN > 100 kW		X	./.	Gegeben über VNB-Cluster	Status Quo (100%)	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA
PV > 100 kW		X	./.	Gegeben über VNB-Cluster	Status Quo (100%)	Nutzung des vollständigen Potenzials ist gängige Praxis der BA

Potenzial RD 2.0 für BA24 (2/2)

KW-Typ	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potenzial BA24	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

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Allgemeines

Auswahl Zeithorizonte

Betrachtet werden zwei Zeithorizonte:

- t+1 – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2024**
- t+3 – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2026**

Hinweise

- Es sind alle Netzausbaumaßnahmen aufgeführt, welche nach heutigem Kenntnisstand bis spätestens in Q3/2026 (teil-)realisiert sind.
- Es handelt sich bei den für die BA24 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

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
TTG 006		Wahle - Mecklar - Abschnitt C/D: Hardeggen - Mecklar	EnLAG 6	TenneT		X
P24	M71b	StaLa: Leitung Dollern - Sottrum	BBPIG 7	TenneT		X
P151	M353	Leistungserhöhung Leitungsabschnitt 1 Twistetal - Borken	BBPIG 45	TenneT	X	X
P118	M207	Leistungserhöhung Leitungsabschnitt 2 Borken - Mecklar	BBPIG 43	TenneT	X	X
TTG-009		Ganderkesee - St. Hülfe	EnLAG 2	TenneT	X	X
P25	M45	Westküstenleitung: Klixbüll-Endrup (DK)	BBPIG 8	TenneT		X
TNG-P70	M106	Birkenfeld - Mast 115A (Ötisheim)	BBPIG 35	TransnetBW		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen 50Hertz

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	t+1	t+3
P33	M24a2	Wolmirstedt - Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	BBPIG 10	50Hertz	X	X
50HzT-007	M50HzT-007	Neuenhagen - Wustermark	EnLAG 11	50Hertz	X	X
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen - Vierraden	EnLAG 3	50Hertz		X
50HzT-003	M50HzT-003a	Vierraden - Bertikow	EnLAG 3	50Hertz		X
50HzT-003	M50HzT-003c	2. Einschleifung Vierraden	EnLAG 3	50Hertz		X
50HzT-P34	M22b	Parchim/Süd - Perleberg	BBPIG 39	50Hertz	X	X
50HzT-P36	M21	Bertikow - Pasewalk	BBPIG 11	50Hertz		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

Netzausbaumaßnahmen DE

- 1 ohne HTLS
- 2 Abschnitt Punkt Metternich – Punkt Wengerohr
- 3 nur Anlagenprojekte
- 4 nur Anlagenprojekt Driesenbusch

Amprion

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	t+1	t+3
AMP-P310		Bürstadt - Maximiliansau	Netzoptimierung	Amprion	X	X
AMP-P310		Bürstadt - Maximiliansau – Daxlanden ¹	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P324		Witten - Hattingen	Netzoptimierung	Amprion	X	X
AMP-001	M001a	Wehrendorf - St. Hülfe	EnLAG 2	Amprion	X	X
AMP-P41	M57	Punkt Metternich – Niederstedem ²	BBPIG 15	Amprion		X
AMP-P47		Urberach - Pfungstadt – Weinheim ³	BBPIG 19	Amprion		X
AMP-P47a		Punkt Kriftel - Farbwerke Höchst-Süd	BBPIG 76	Amprion		X
AMP-014	M014d	Osterath - Gohrpunkt	EnLAG 15	Amprion		X
AMP-018	M018a	Romerskirchen - Sechtem	EnLAG 15	Amprion	X	X
AMP-022	M022a	Kruckel - Garenfeld	EnLAG 19	Amprion	X	X
AMP-P154		Punkt Siegburg West - Siegburg		Amprion	X	X
AMP-P502		Walsum – Beeck ⁴	BBPIG 92	Amprion		X
AMP-P505	M754	HTLS Bauler - Bundesgrenze (LU)		Amprion		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Lastflussteuernde Maßnahmen

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

¹ Zunächst nur ein Querregeltransformator verfügbar

Netzausbaumaßnahmen DE

- 1 Static Synchronous Compensator
- 2 Rotierende Phasenschieberanlage
- 3 STATCOM-Betrieb

Blindleistungskompensationsmaßnahmen – STATCOM^{1/} RPSA²

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmenart	Standort	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	T+1	T+3
TTG-018	STATCOM	Landesbergen	Q-Kompensation	TenneT		X
TTG-018	STATCOM	Eickum	Q-Kompensation	TenneT		X
TTG-018	STATCOM	Mehrum/Nord	Q-Kompensation	TenneT		X
TTG-018	STATCOM	Würgau	Q-Kompensation	TenneT		X
TTG-018	rPSA	Würgassen	Q-Kompensation	TenneT		X
DC02	Konverter ³	Philippsburg	BBPIG 2	TransnetBW		X
50HzT-P360	STATCOM	Weida	Netzoptimierung	50Hertz		X
DC05	Konverter ³	Wolmirstedt	BBPIG 5	50Hertz		X
AMP-P412	rPSA	Hoheneck	Q-Kompensation	Amprion	X	X
AMP-P412	rPSA	Meppen	Q-Kompensation	Amprion		X
AMP-P412	rPSA	Meppen	Q-Kompensation	Amprion		X
AMP-P412	STATCOM	Polsum	Q-Kompensation	Amprion		X
AMP-P412	STATCOM	Wehrendorf	Q-Kompensation	Amprion		X
AMP-P412	STATCOM	Rheinau	Q-Kompensation	Amprion	X	X
AMP-P412	STATCOM	Bürstadt	Q-Kompensation	Amprion	X	X

Netzausbaumaßnahmen DE

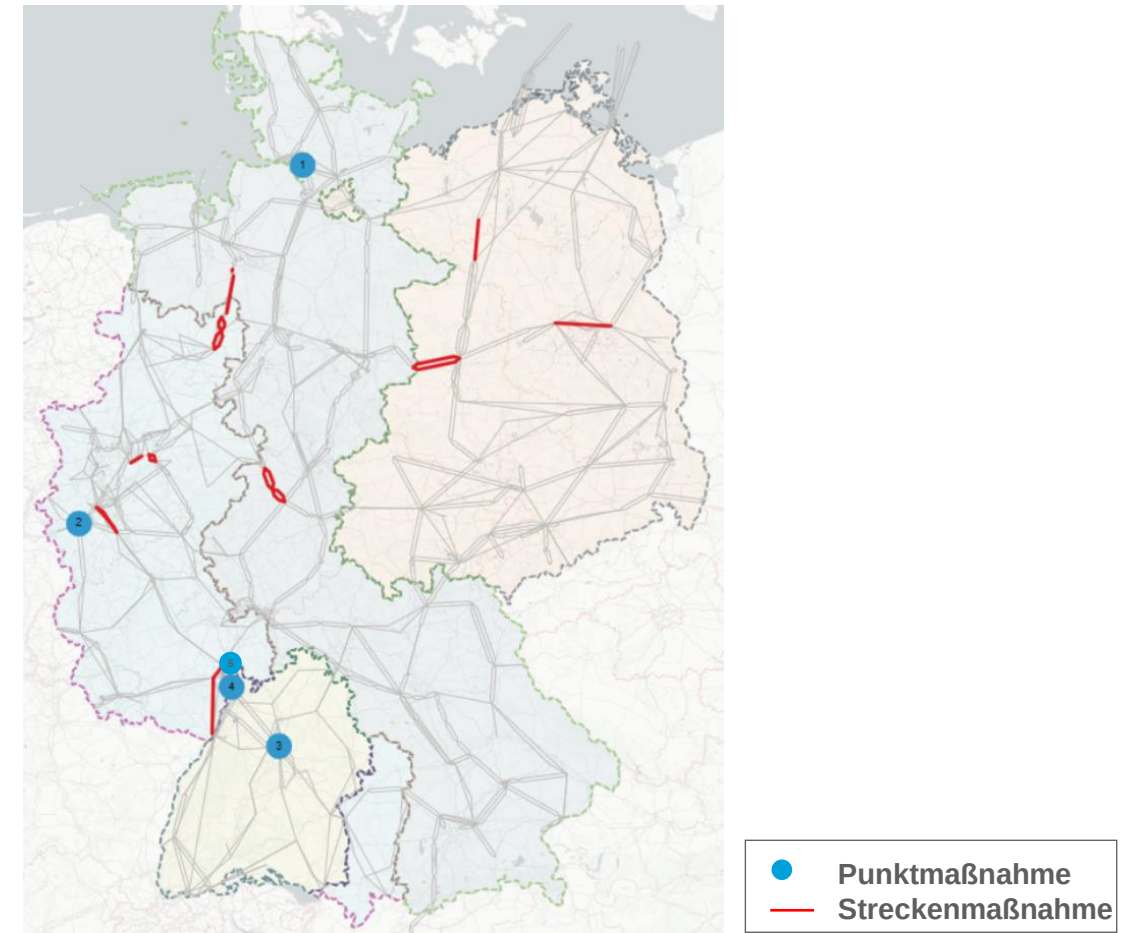
Blindleistungskompensationsmaßnahmen – Drossel/ MSCDN¹

Bezeichnung	ÜNB	T+1	T+1 & T+3
Drossel	Amprion	3	8
	TenneT	11	23
	TransnetBW	1	2
	50Hertz	2	5
MSCDN	Amprion	1	3
	TenneT	4	9
	TransnetBW	0	1
	50Hertz	1	1

Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen¹ in t+1

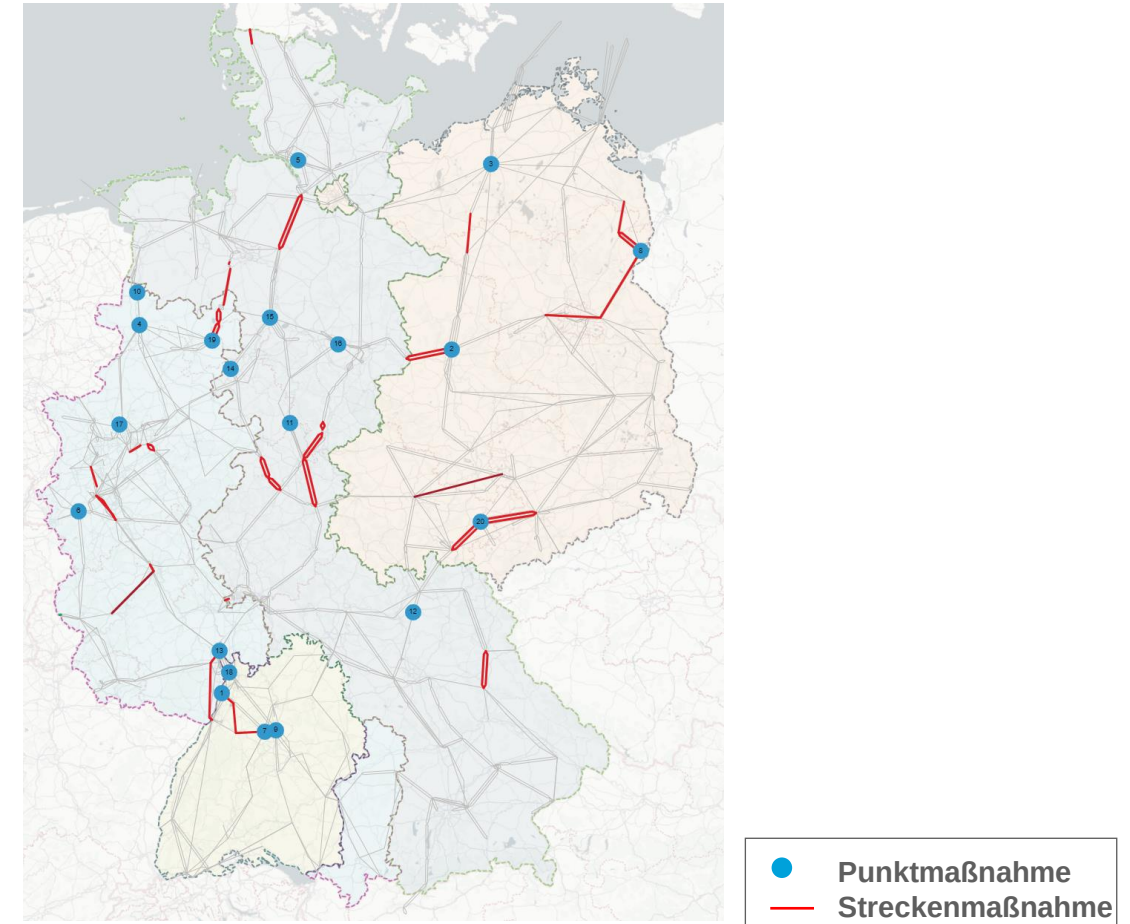
Nummer	Punktmaßnahme
1	Querregeltransformatoren Krempermarsch
2	Querregeltransformator Oberzier
3	rPSA Hoheneck
4	STATCOM Rheinau
5	STATCOM Bürstadt



Netzausbaumaßnahmen DE

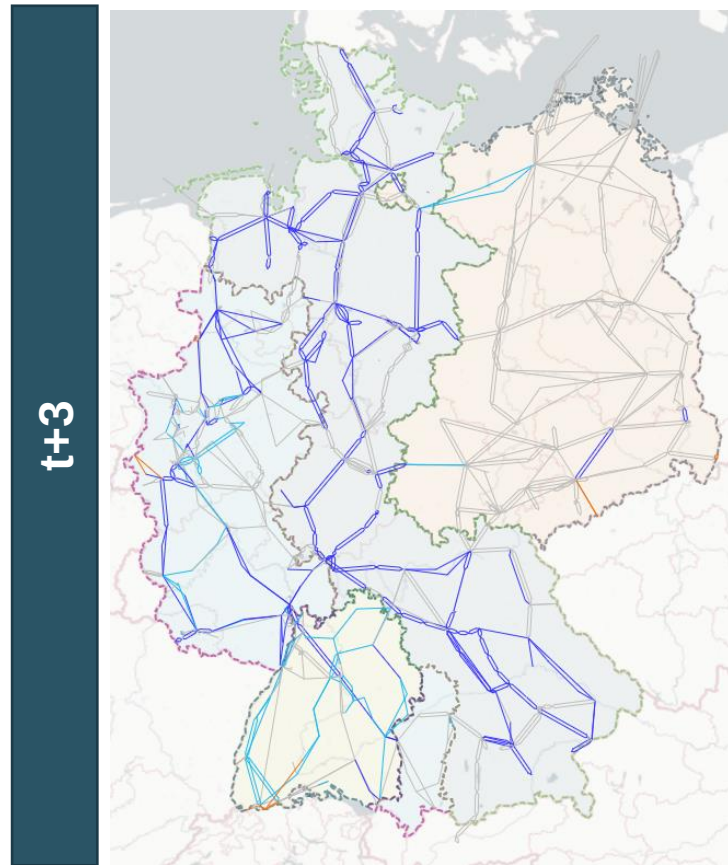
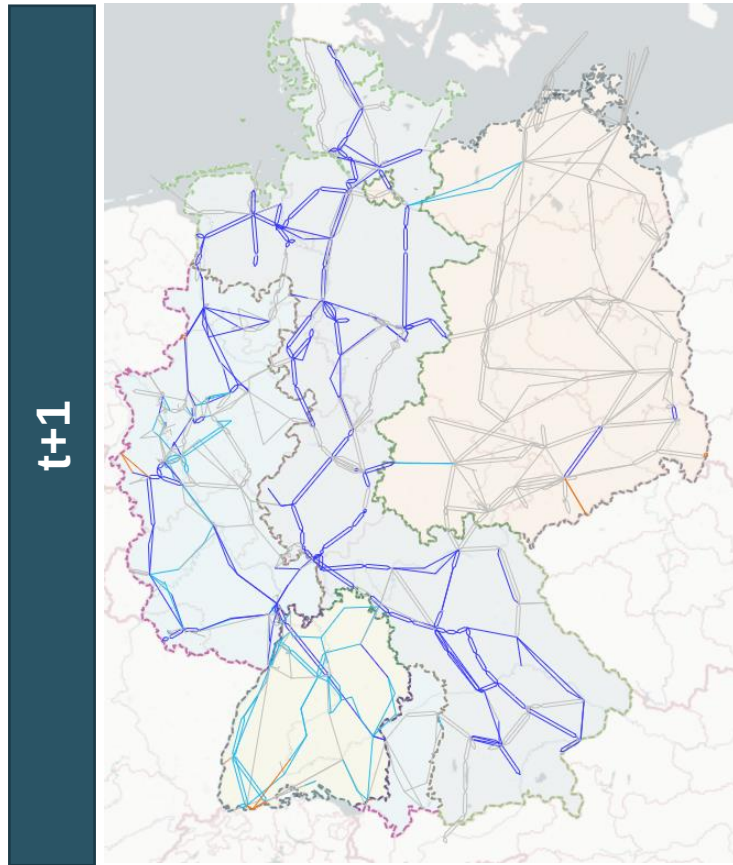
Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen¹ in t+3

Nummer	Punktmaßnahme
1	HGÜ-Konverter Philippsburg
2	HGÜ-Konverter Wolmirstedt
3	Querregeltransformatoren Güstrow
4	Querregeltransformatoren Hanekenfähr
5	Querregeltransformatoren Krempermarsch
6	Querregeltransformator Oberzier
7	Querregeltransformatoren Pulverdingen
8	Querregeltransformatoren Vierraden
9	rPSA Hoheneck
10	rPSA Meppen
11	rPSA Würgassen
12	STATCOM Würgau
13	STATCOM Bürstadt
14	STATCOM Eickum
15	STATCOM Landesbergen
16	STATCOM Mehrum Nord
17	STATCOM Polsum
18	STATCOM Rheinau
19	STATCOM Wehrendorf
20	STATCOM Weida



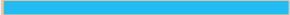
Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Annahmen zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB)



Legende

 = Lokal (temperatur- und windabhängiger WAFB)

 = Regional (temperaturabhängiger WAFB)

 = Sonstige (saisonal abhängiger/ individueller WAFB)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Freis haltplanung für (t+1)

- Die Freis haltplanung kommt im Jahreslauf und der Grenzsituation zur Anwendung.
- Die Winterfreis haltplanung gilt für Zeitraum 01.10.YYYY 00:00:00 bis 31.03.YYYY 23:59:59
- Die Sommerfreis haltplanung gilt für den Zeitraum 01.04.YYYY 00:00:00 bis 30.09.YYYY 23:59:59
- Für den Zeithorizont t+1 werden die in den folgenden Folien aufgeführten, diskreten Freis haltungen angewendet.
 - Die Sommerfreis haltplanung wird anhand eines Zieltages aus den Monaten April, Mai & September bestimmt, um in den Übergangszeiträumen der Jahresläufe die Wahrscheinlichkeit von Nicht-Konvergenzen zu verringern.
 - Es werden nur Freis haltungen mit einer Dauer und/oder Rückschaltzeit von ≥ 24 h berücksichtigt.
 - Als Datengrundlage dient der europäische Prozess „Outage Planning and Coordination“ (OPC) gemäß System Operation Guideline. Die Daten werden gefiltert und bei Bedarf durch zusätzliche Daten aus den lokalen Datenbanken der ÜNB ergänzt.
 - Berücksichtigt werden Freis haltungen in DE*, BE, NL, LU, FR, CH, AT, CZ, PL, DK, SK, SI, IT
- Für Zeithorizonte $> t+1$ wird eine pauschale Abschlagslogik auf alle relevanten 380/220kV-Stromkreise angewendet. Auswertungen der betrieblichen DACF-Datensätze im Zeitraum Juli 2021 bis Juli 2023 ergeben einen Wert von 96,75%.

Freisichtplanung für Zeithorizonte > t+1

Hintergrundinformation (1/2)

- Vor der BA23 wurde mangels geeigneter Informationsbasis in Zeithorizonten > t+1 keine Freisichtungen berücksichtigt.
- In der BA23 wurden auf Basis der Mehrjahressichtungsplanung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Zeithorizonten > t+1 diskrete Freisichtungen angewendet. Somit konnte bereits eine deutliche Verbesserung der Ergebnisqualität erzielt werden.
- Dennoch war festzustellen, dass die Mehrjahressichtungsplanung im Vergleich zur Jahresfreisichtplanung signifikant weniger Freisichtungen aufweist und die Engpasssituation damit systematisch unterschätzt. Der Grund liegt in den unterschiedlichen Schwerpunkten der Planungsprozesse und der Informationsverfügbarkeit.
 - Der Fokus der Mehrjahressichtungsplanung liegt auf netzausbaubedingten Großprojekten mit einer Umsetzungsdauer von Monaten/Jahren.
 - Der Fokus der Jahresfreisichtplanung liegt zusätzlich zu den netzausbaubedingten Großprojekten auf kleineren Projekten und wartungsbedingten Freisichtungen.
- In der BA24 wird daher für Zeithorizonte > t+1 ein pauschales Abschlagsverfahren angewendet, dass die oben beschriebene, systematische Abweichung minimieren soll und auf der Auswertung der betrieblichen Datensätze aus dem Day Ahead Congestion Forecast (DACF) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber basiert.

Freischahtplanung für Zeithorizonte > t+1

Hintergrundinformation (2/2)

- Betrachtet werden nur die Hauptengpässe im deutschen Übertragungsnetz (Quelle: Quartalsberichte der BNetzA zum Netzenspassmanagement Juli 2021 – Juli 2023 + Auswertungen der 4 ÜNB)
- Untersucht wird, wie stark die Stromtragfähigkeit der Hauptengpassleitungen (L) im Mittel eingeschränkt war:

$$\overline{kap} = \frac{\sum_{NNF} \sum_L I_{grenz_{NNF,L}} \cdot v_{NNF,L}}{\sum_{NNF} \sum_L I_{grenz_{NNF,L}}}$$

$\overline{kap}$ = mittlere verbleibende Stromtragfähigkeit aller Hauptengpassleitungen

$I_{grenz_{NNF,L}}$ = Stromtragfähigkeit einer Hauptengpassleitung im NNF

$v_{NNF,L}$ = Verfügbarkeit einer Hauptengpassleitung im NNF $\begin{cases} 1 & \text{Leitung in Betrieb} \\ 0 & \text{Leitung freigeschaltet} \end{cases}$

Winterfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			

Winterfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			

Winterfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			

Sommerfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			

Sommerfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			

Sommerfreischaltplanung in (t+1)

Aktuelle Planung für BA24 t+1

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			

Nr.	Freigeschaltete Betriebsmittel	ÜNB	Spannungs- ebene
95			
96			
97			
98			
99			
100			
101			
102			
103			
104			
105			
106			
107			
108			
109			
110			
111			
112			
113			
114			
115			
116			

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

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

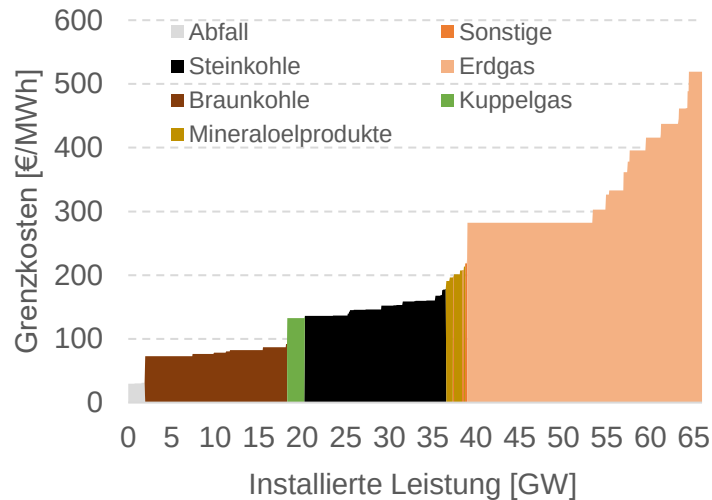
Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

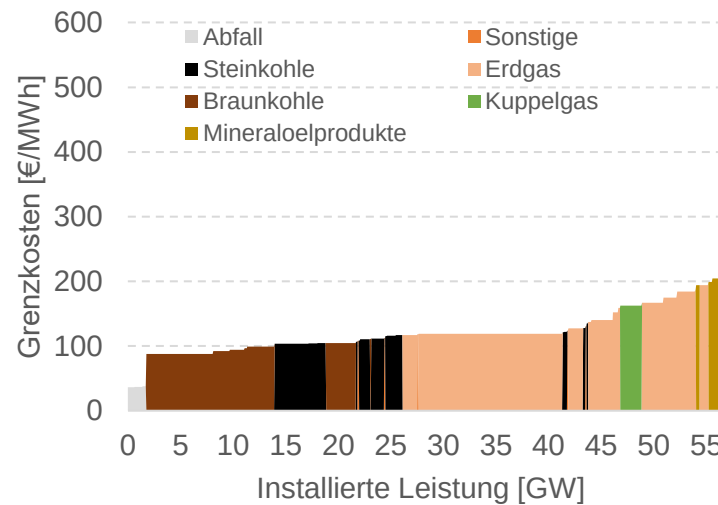
Grenzsituation (t+3)

Marktsimulation – Merit Order

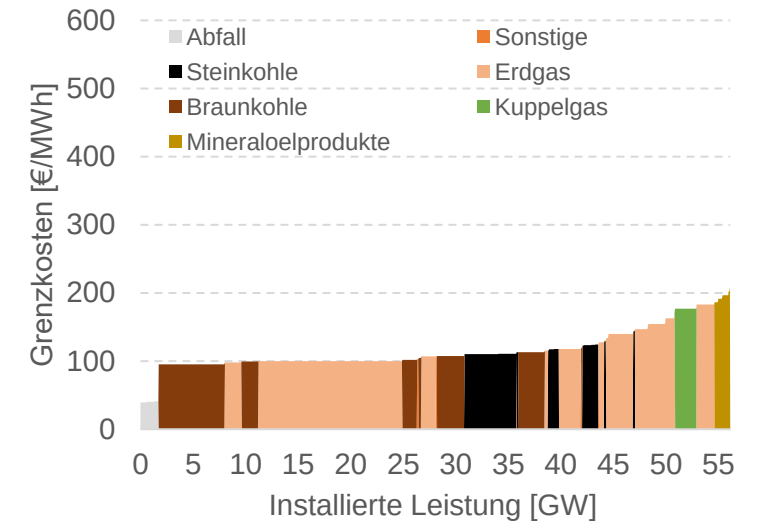
BA23 t+1



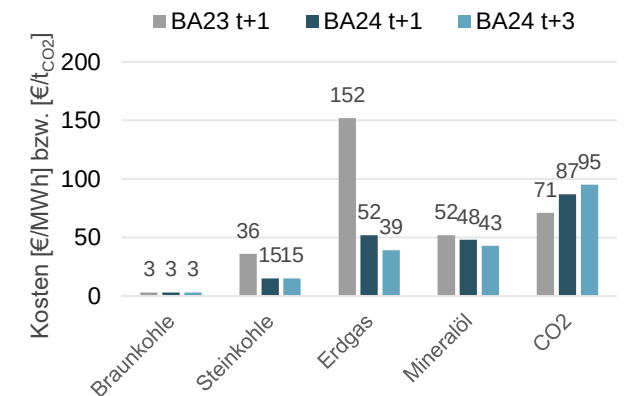
BA24 t+1



BA24 t+3



- Deutlich **gesunkenes Grenzkostenniveau und Rückgang der installierten konventionellen Leistung**
- Gestiegene Durchmischung der Kraftwerkstechnologien innerhalb der Merit Order
- Vorrücken von Erdgas auf einen Leistungsbedarf von 26 GW (t+1) bzw. bereits 8 GW (t+3); in BA23 (t+1) Einsatz ab etwa 39 GW
- Zunehmender Fuel-Switch von Braun- und Steinkohle zu Erdgas erkennbar
- Mineralölprodukte rücken wieder 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

JL 2024/25 (t+1): Einordnung im Vergleich zu JL 2023/24 (BA23 t+1)

	BA23	BA24	Differenz
Energiemenge [TWh]	t+1 (2023/24)	t+1 (2024/25)	
Erzeugung Konventionell	297,8	253,8	-44,0
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	116,1	95,5	-20,6
Steinkohle	79,8	39,5	-40,3
Erdgas	38,5	68,2	29,7
Sonstige Thermische	30,4	21,3	-9,1
Sonstige NEE	33,0	29,4	-3,6
Erzeugung Stromspeicher	15,3	13,4	-1,9
Pumpspeicher	14,7	10,5	-4,2
Haushaltsbatteriespeicher	0,6	1,6	1,0
Sonstige Speicher	0,0	1,4	1,4
Erzeugung Erneuerbare	297,0	309,1	12,1
Wind Onshore	123,3	118,1	-5,2
Wind Offshore	34,9	34,4	-0,5
Photovoltaik	71,3	91,6	20,3
Biomasse	47,0	45,9	-1,1
Hydro	19,0	19,2	0,2
Sonstige Erneuerbare	1,5	0,0	-1,5
Erzeugung Gesamt	610,2	576,4	-33,8
Bruttostromverbrauch	574,5	567,1	-7,4
Last ohne Stromspeicher	557,3	552,8	-4,5
Preissensitive Lasten	0,3	0,9	0,6
Elektromobilität	8,4	9,1	0,7
Großverbraucher	14,7	19,9	5,2
Konventionell	515,3	505,0	-10,3
Wärmepumpen	7,0	7,4	0,4
Netzverluste	11,6	10,7	-0,9
Last Stromspeicher	17,2	14,3	-2,9
Last Pumpspeicher	16,6	10,9	-5,7
Last Haushaltsbatteriespeicher	0,6	1,8	1,2
Last Sonstige_Speicher	0,0	1,5	1,5
Exportsaldo	35,6	9,3	-26,3

- Der Rückgang der installierten Braun- und Steinkohle und der Zubau Erneuerbarer Energien spiegeln sich unmittelbar im **Erzeugungsportfolio Deutschlands** wider:
 - Reduktion der Kohleverstromung** um 31% im Vergleich zur BA23 (t+1)
 - Der Erzeugungsmix DE setzt sich in 2024/25 aus **54% EE**, **44% konventionell** und **2% Stromspeichern** zusammen
EE-Anteil an der Gesamterzeugung in BA23 t+1 (2023/24): 49%
- Der günstigere Erdgaspreis in Verbindung mit reduzierter Kohleleistung bei gestiegenen CO₂-Zertifikatspreisen resultiert in einem **Anstieg von 77% der von Erdgaskraftwerken bereitgestellten Energiemenge** in 2024/25
Beträgt der Erdgasanteil an der zur Deckung des Bruttostromverbrauchs benötigten Energiemenge in 2023/24 noch 7% , beträgt er in 2024/25 bereits 12%
- Leichter **Rückgang der Stromnachfrage** insbesondere bedingt durch geringeren konventionellen Verbrauch

Handelssituation in Europa

JL 2024/25 (t+1): Einordnung im Vergleich zu JL 2023/24 (BA23 t+1)

- **DE ist Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von 9,3 TWh

Rückgang des Handelssaldos DE um 26,4 TWh von 35,7 TWh in BA23 t+1 (2023/24)

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

Gleiches Bild wie in BA23 t+1 (2023/24)

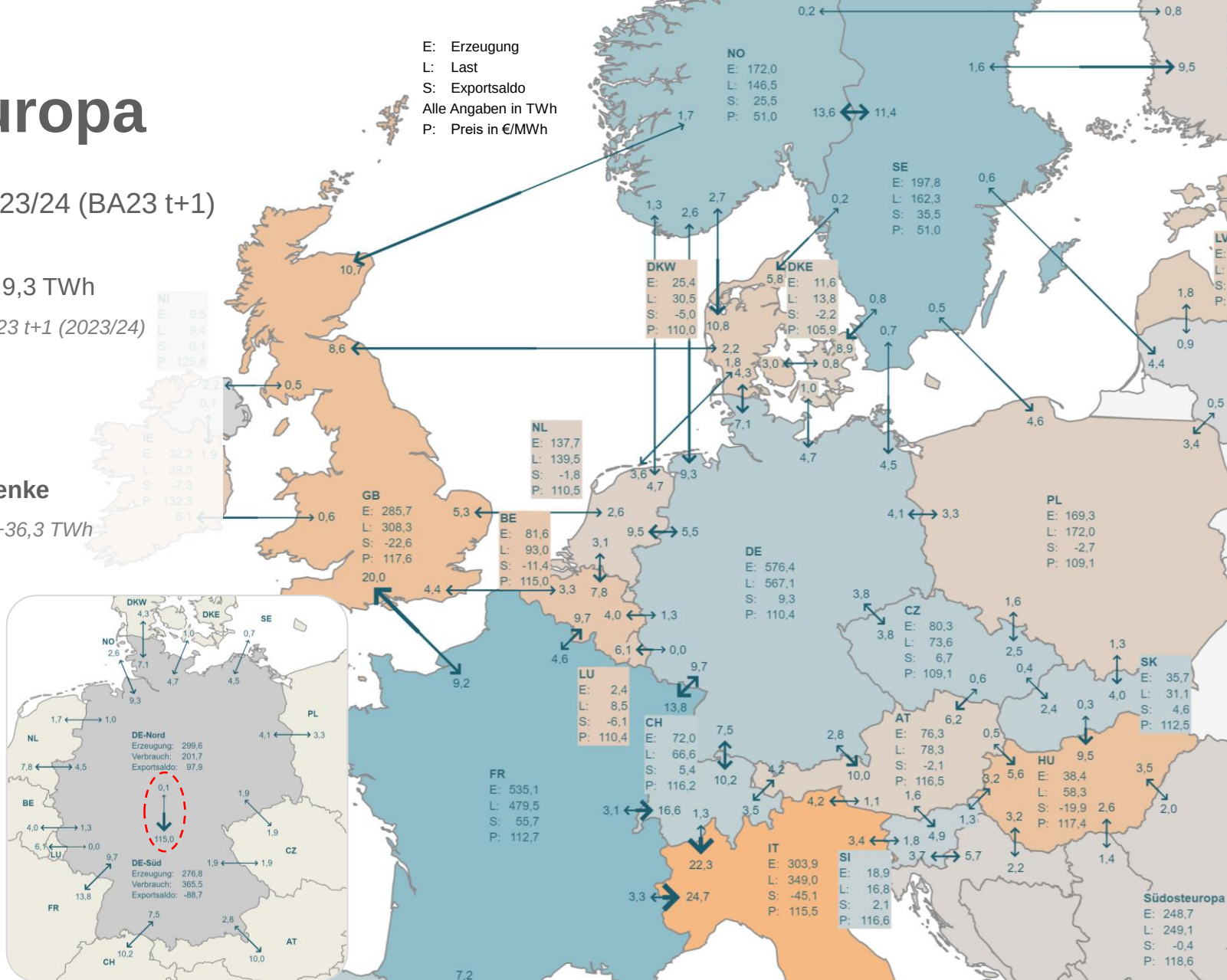
- IT mit Handelssaldo von -45,1 TWh **deutliche Handelssenke**

Erhöhung des Handelssaldos IT gegenüber BA23 t+1 (2023/24) um +36,3 TWh

- Im Vergleich zur BA23 t+1 (2023/24) **gesunkene Großhandelspreise in allen Marktgebieten** infolge gesunkener Brennstoffpreise von Erdgas und Steinkohle
Das Delta gegenüber der BA23 t+1 (2023/24) variiert von mind. -36 €/MWh in DKW bis -154 €/MWh in IT

- Ausgeprägte aber gegenüber BA23 t+1 (2023/24) deutlich reduzierte **innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe**

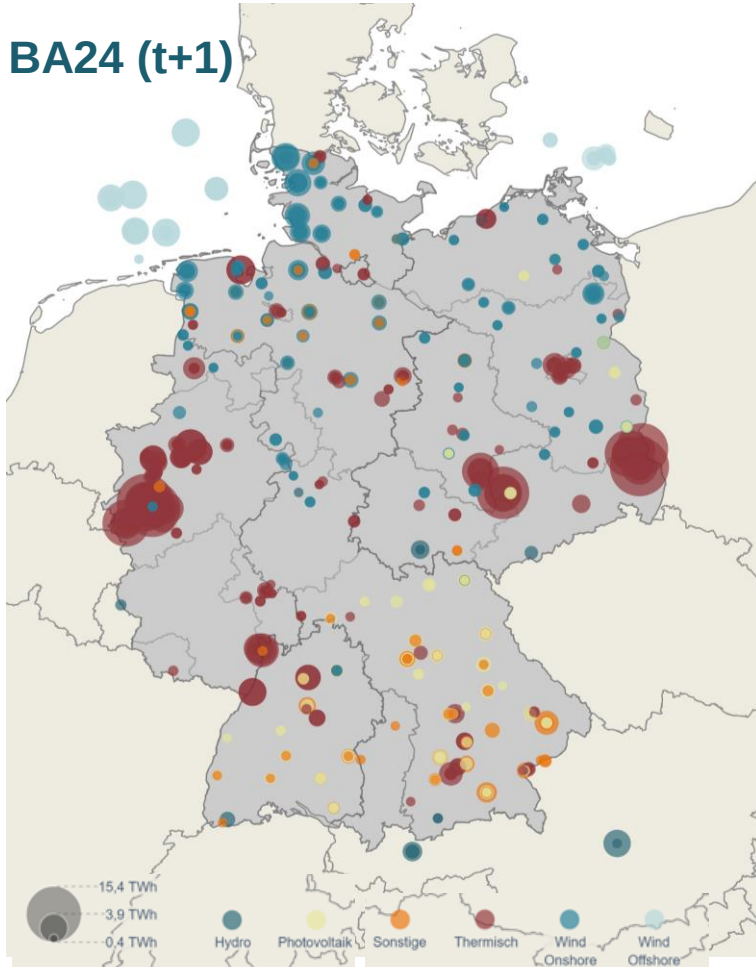
Im Vergleich zu BA23 t+1 (2023/24) um 20,7 TWh geringer



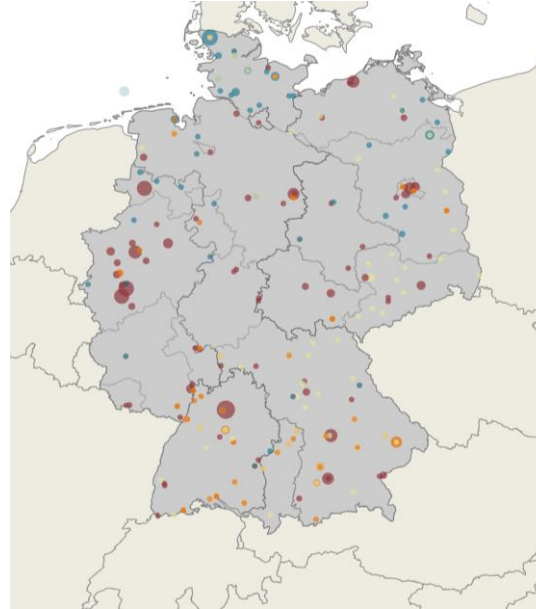
Erzeugung in Deutschland

JL 2024/25 (t+1): Einordnung im Vergleich zu JL 2023/24 (BA23 (t+1))

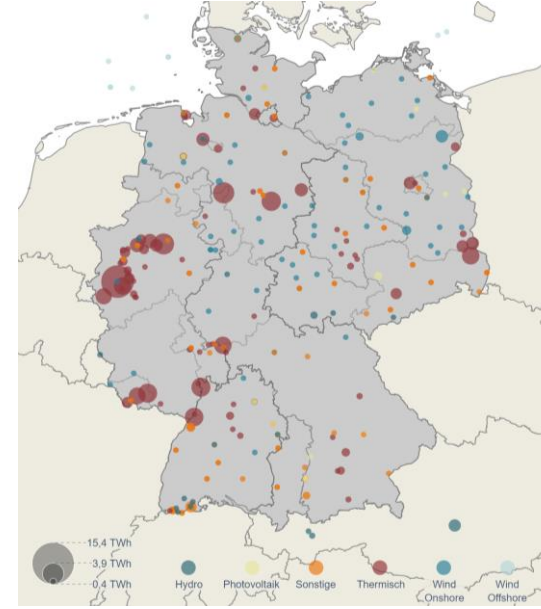
BA24 (t+1)



Zusätzliche Erzeugung



Verringerte Erzeugung



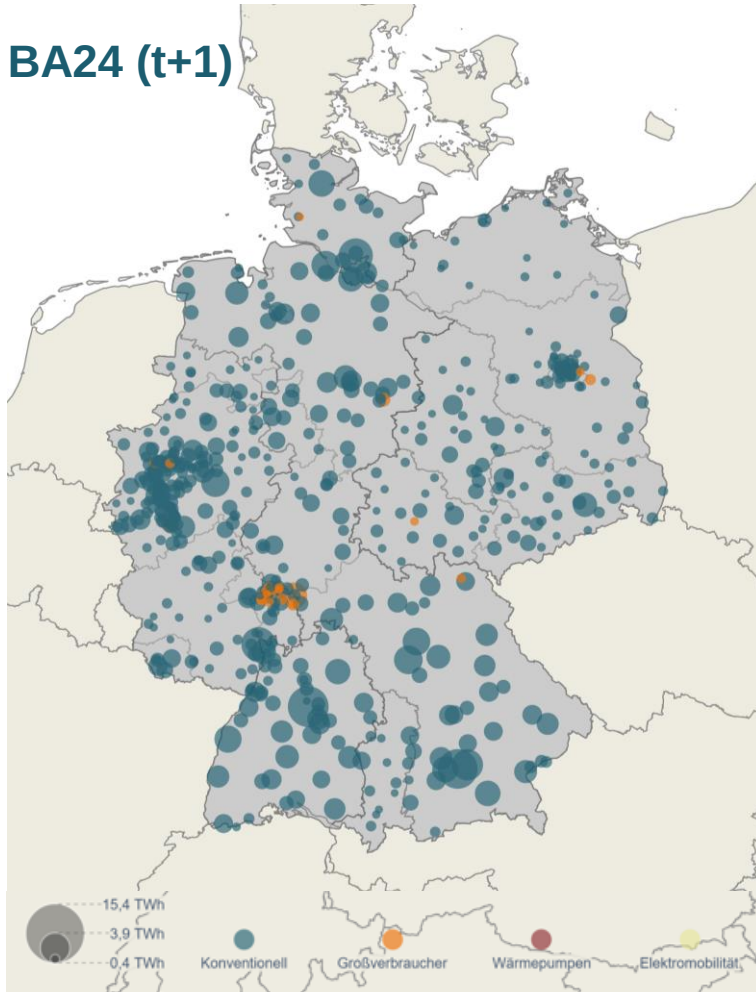
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt sich:

- ein deutlicher Rückgang der Erzeugung von **Braunkohle- und Steinkohle-KW** insbesondere in **NW, SL, BW, NI, SN und BB**
- ein Anstieg der Erzeugung von **Erdgas-KW** insbesondere in **NW, NI, BY und BE**
- ein Anstieg der Erzeugung von **PV-Anlagen** insbesondere in **BY, SN und BB**

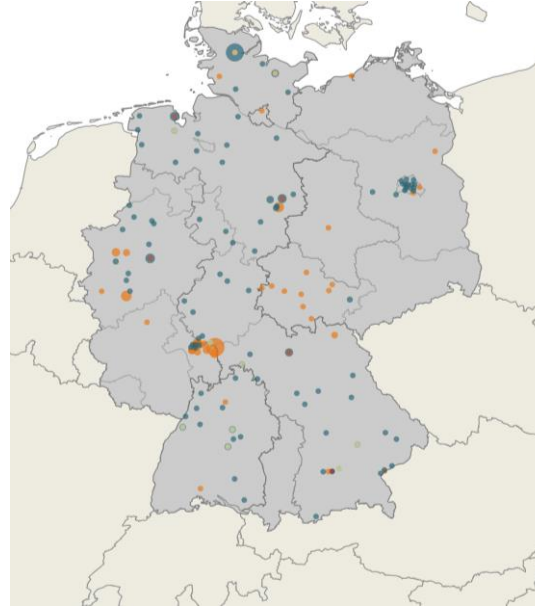
Nachfrage in Deutschland

JL 2024/25 (t+1): Einordnung im Vergleich zu JL 2023/24 (BA23 t+1)

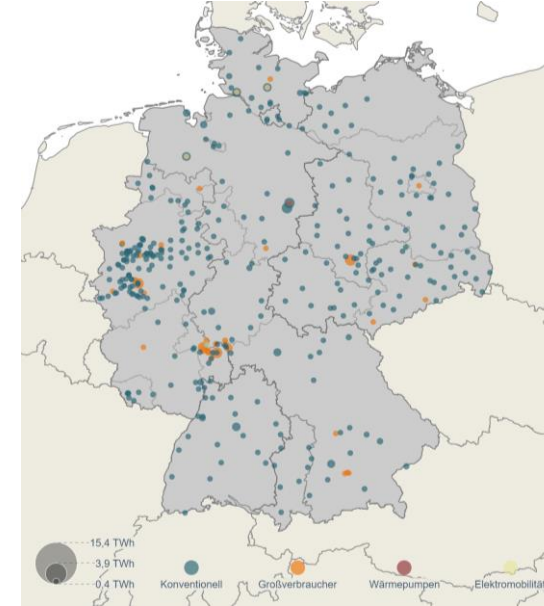
BA24 (t+1)



Zusätzliche Lasten



Verringerte Lasten



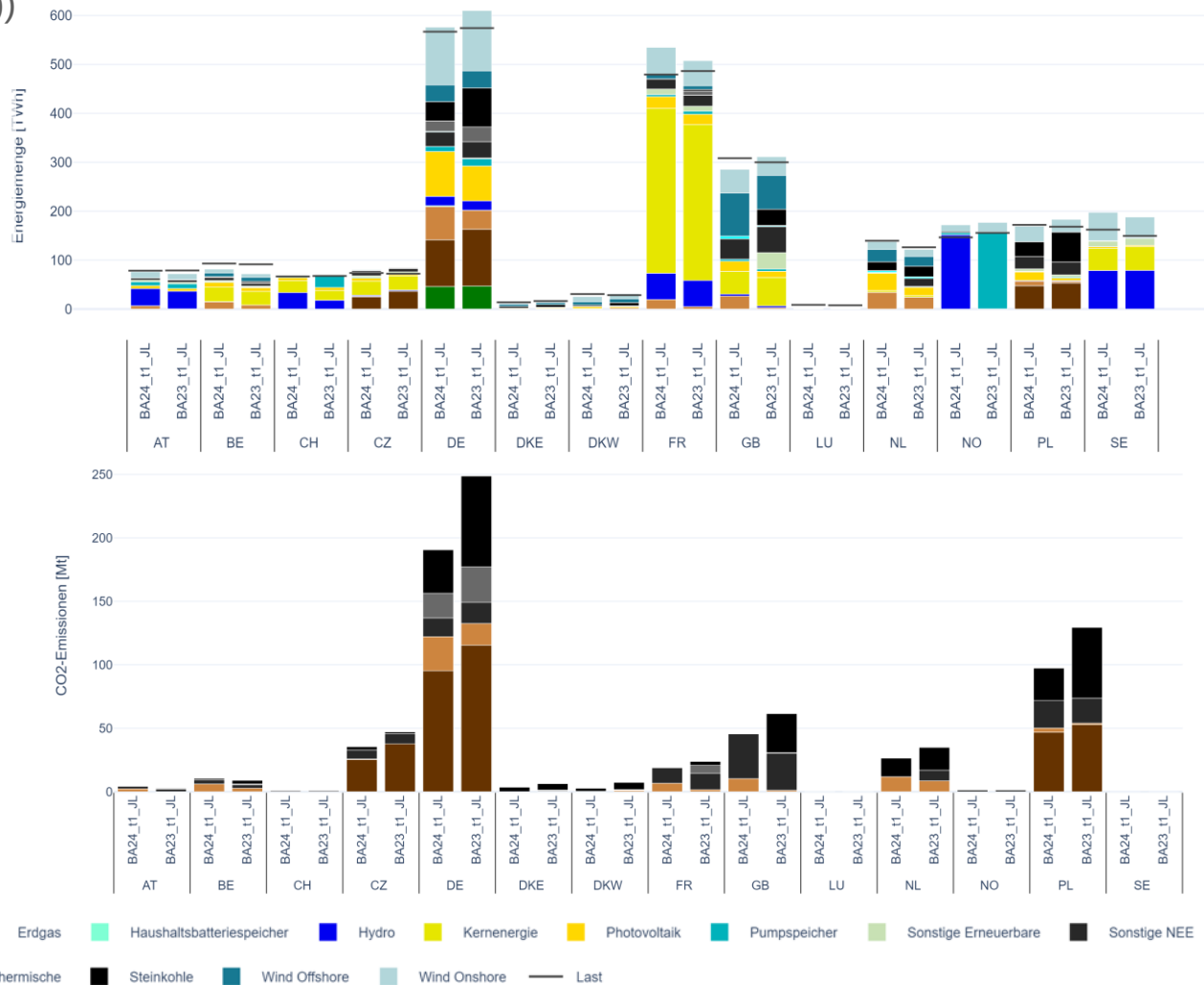
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Nachfrage zeigt sich:

- ein **Zubau konkreter Großverbraucherprojekte** insbesondere in **HE, NW und TH**
- ein gleichmäßig verteilter **Rückgang konventioneller Lasten**

Erzeugung und Nachfrage in Europa

JL 2024/25 (t+1): Einordnung im Vergleich zu JL 2023/24 (BA23 (t+1))

- **Französischer Erzeugungsmix** wird mit einem Anteil von etwa 63% weiterhin von **Kernenergie dominiert**
- **Polen** weist mit einem Anteil an der Gesamterzeugung von 46% weiterhin einen **durch Kohle geprägten Erzeugungsmix** auf
- **Deutschland** im direkten europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** und damit für etwa 30% der europäischen CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor verantwortlich; Verdrängung der Energieträger Stein- und Braunkohle durch Erdgas und Erneuerbare Energien führt zur Emissionsreduktion ggü. 2023:
 - **BA23 (t+1) (2023/2024):** EU 818 Mio. t/ DE 248 Mio. t
 - **BA24 (t+1) (2024/2025):** EU 647 Mio. t/ DE 191 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

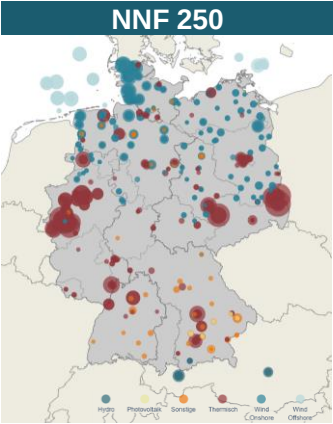
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

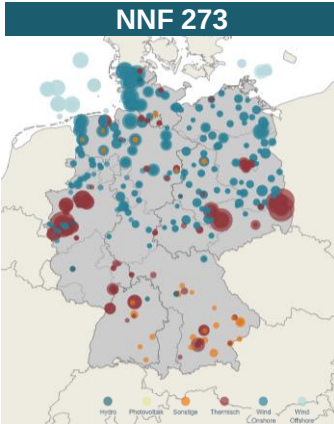
GS 2024/25 (t+1): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

		2024/25 (t+1)			
Leistung [GW]		NNF 250	NNF 273	NNF 279	NNF 948
Erzeugung	Erzeugung Konventionell	46,0	35,2	27,6	44,6
	Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
	Braunkohle	13,4	12,3	10,1	11,6
	Steinkohle	7,0	6,2	3,2	6,3
	Erdgas	17,4	8,8	6,9	18,4
	Sonstige Thermische	3,0	2,7	2,5	2,9
	Sonstige NEE	5,3	5,2	4,9	5,3
	Erzeugung Stromspeicher	0,9	1,7	0,0	0,0
	Pumpspeicher	0,9	0,1	0,0	0,0
	Haushaltsbatteriespeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige Speicher	0,0	1,6	0,0	0,0
	Erzeugung Erneuerbare	44,0	62,3	77,8	49,9
	Wind Onshore	25,6	45,8	53,9	14,7
	Wind Offshore	7,4	8,5	8,5	6,2
	Photovoltaik	3,6	0,7	8,0	21,5
	Biomasse	5,2	5,2	5,2	5,2
	Hydro	2,2	2,1	2,1	2,2
	Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0
	Erzeugung Gesamt	90,9	99,2	105,4	94,5
Nachfrage	Bruttostromverbrauch	85,8	86,8	90,9	94,3
	Last ohne Stromspeicher	85,8	86,8	86,3	88,3
	Preissensitive Lasten	0,1	0,5	0,1	0,6
	Elektromobilität	1,4	1,2	2,2	1,6
	Großverbraucher	2,6	2,5	2,5	2,3
	Konventionell	79,0	79,5	78,8	79,9
	Wärmepumpen	1,3	1,4	1,1	3,0
	Netzverluste	1,5	1,8	1,6	0,9
	Last Stromspeicher	0,0	0,0	4,6	6,0
	Last Pumpspeicher	0,0	0,0	3,0	4,7
	Last Haushaltsbatteriespeicher	0,0	0,0	0,3	1,2
	Last Sonstige_Speicher	0,0	0,0	1,3	0,1
Exportsaldo		5,2	13,4	14,7	0,1



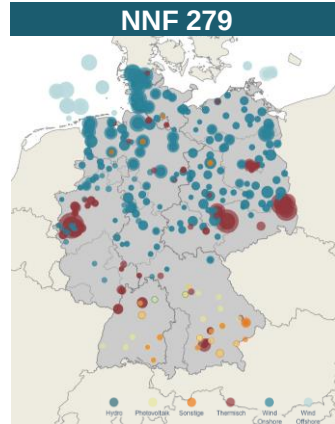
Relevant, weil:
max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Basis

- Hohe Stromnachfrage in allen NNF, geprägt durch den großen konventionellen Lastanteil (85-93%)
- Hoher Braunkohleerzeugungsanteil in allen NNF: Einspeisung von 75-99% der verfügbaren Braunkohlekapazitäten
- Sehr hohe Einspeisung der verfügbaren Kohlekraftwerke:
 - 13,4 von 13,6 GW Braunkohle
 - 7,0 GW von 7,5 GW Steinkohle
- Geringe EE-Einspeisung



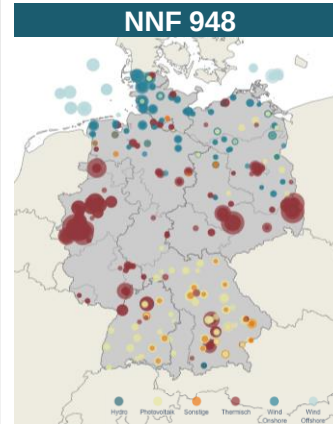
Relevant, weil:
max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Sensitivität

- 72-86 % EE-Anteil an der Bruttostromverbrauchsdeckung
- Winderzeugung (Onshore + Offshore) mit Anteil von 63-69 % an der zur Deckung des Bruttostromverbrauchs benötigten Leistung
- Winderzeugung verdrängt Erdgaserzeugung



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

- Höchstlaststunde: Bruttostromverbrauch von 94,3 GW
- Geringe Windeinspeisung, erhöhter PV-Anteil
- 3,2 GW von insgesamt 6 GW Speicherbezug in Süd-DE

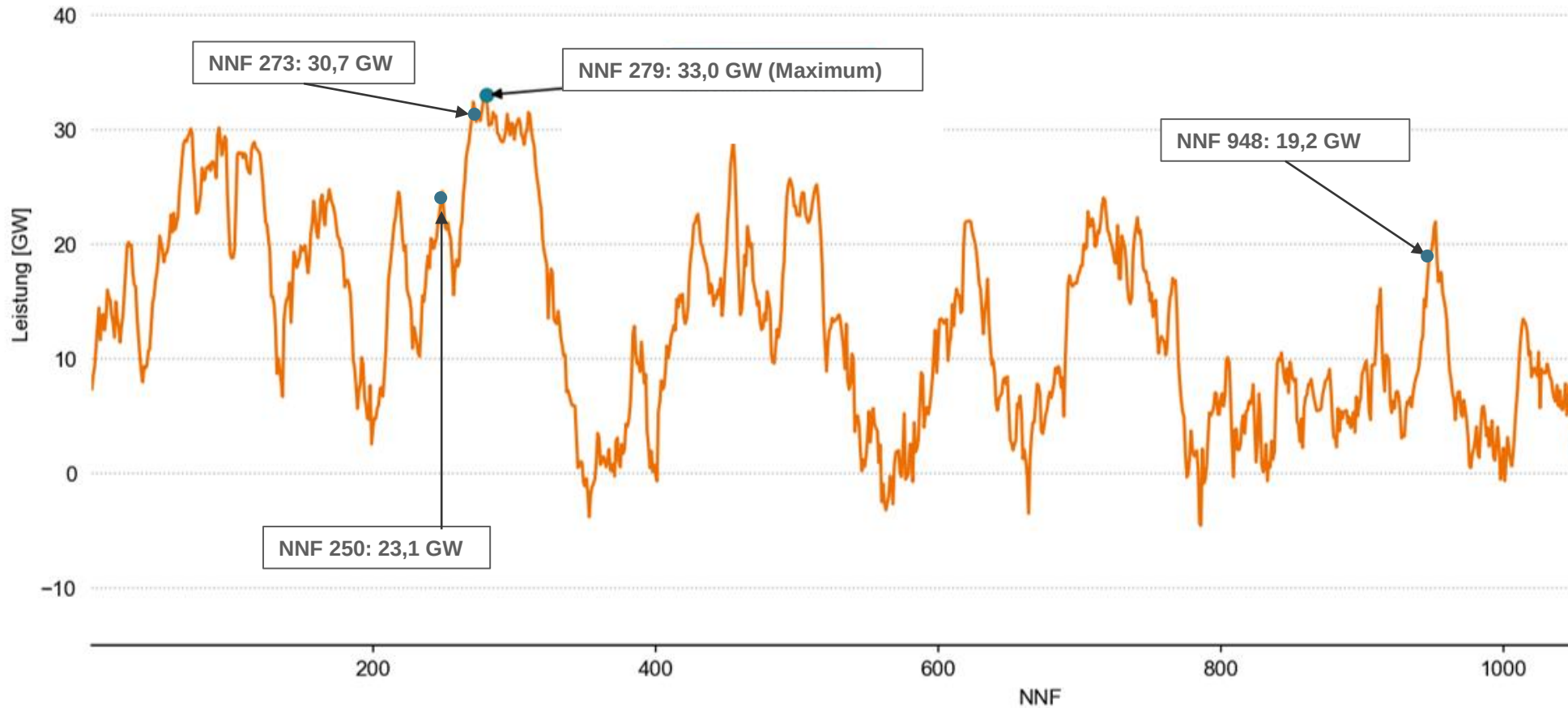


Relevant, weil:
max. NetzRes-Bedarf in der Netzreserve-Sensitivität

- Höchstlaststunde: Bruttostromverbrauch von 94,3 GW
- Geringe Windeinspeisung, erhöhter PV-Anteil
- 3,2 GW von insgesamt 6 GW Speicherbezug in Süd-DE

Nord-Süd-Transportaufgabe

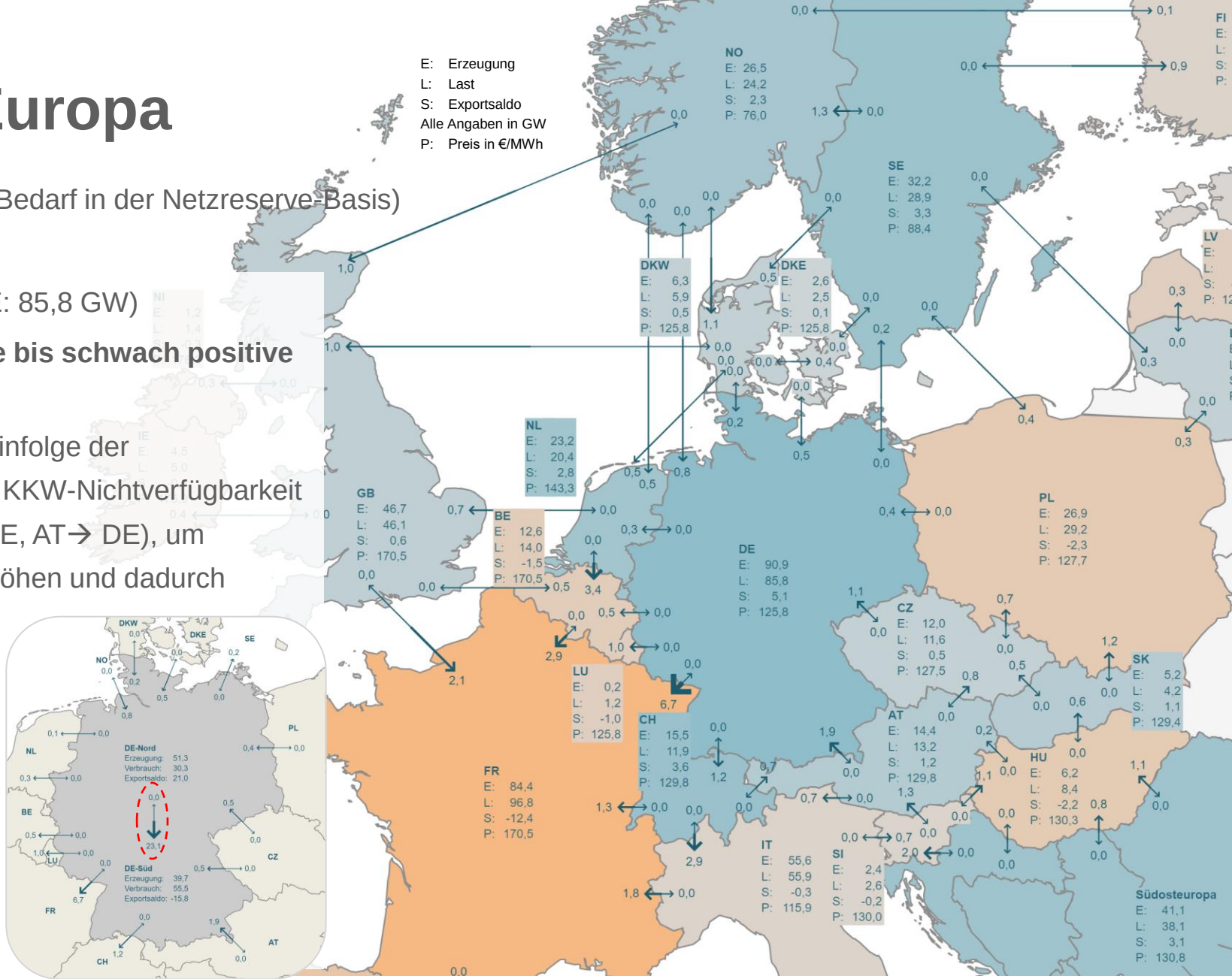
GS 2024/25 (t+1): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle



Handelssituation in Europa

GS 2024/25 (t+1): **NNF 250** (max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Basis)

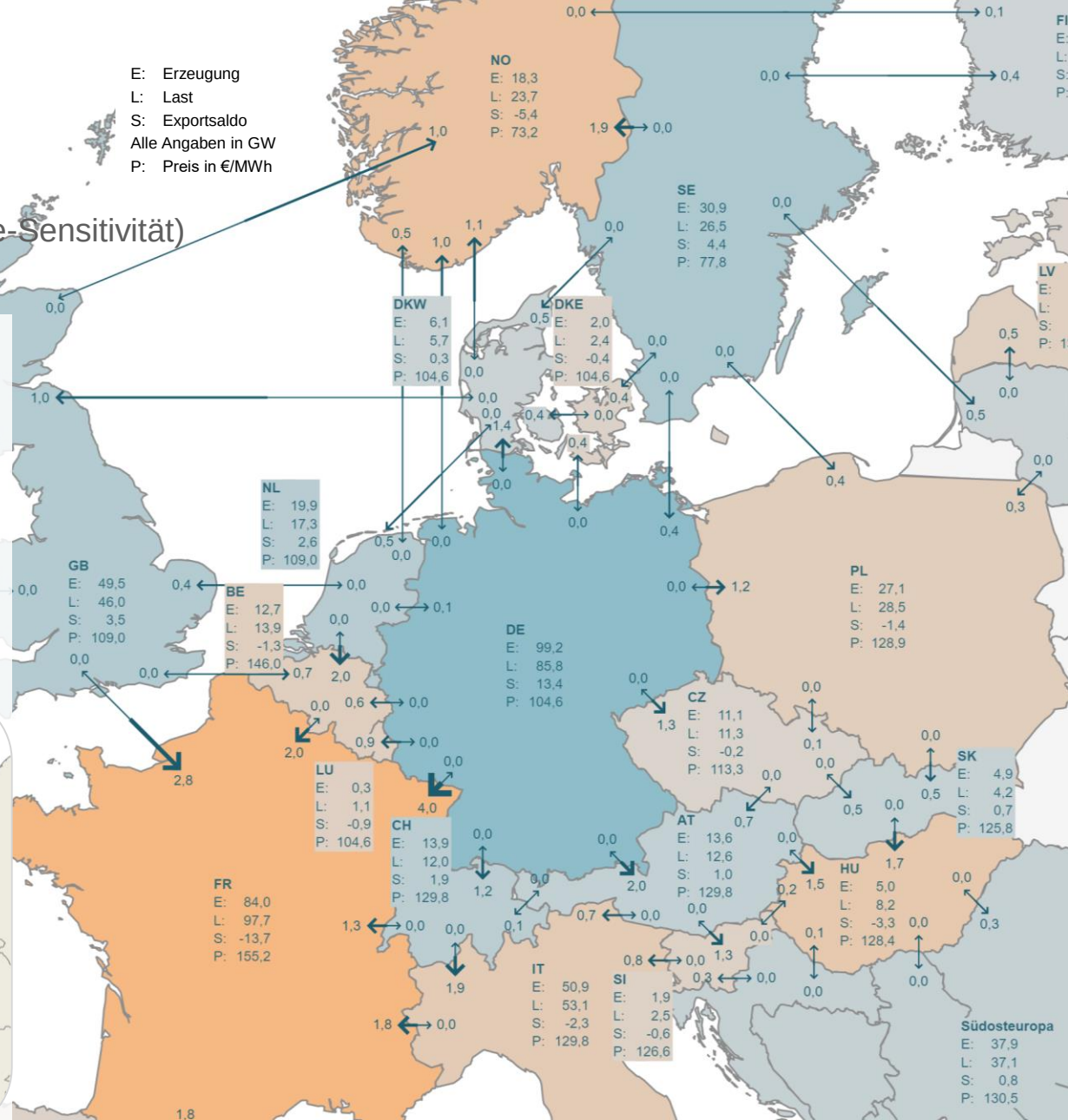
- **Starklast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 85,8 GW)
- Europäische **Nachbarländer** zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- **Hoher Importbedarf FRs** (Saldo: -12,4 GW) infolge der Gleichzeitigkeit einer hohen Nachfrage sowie KKW-Nichtverfügbarkeit → **Counter-intuitive Flows** (PL→DE, CZ→DE, AT→ DE), um einzelne bilaterale Handelskapazitäten zu erhöhen und dadurch weiteren, aus gesamtwirtschaftlicher Sicht noch vorteilhafteren Handel (nach FR) zu ermöglichen
- **Handelsfluss** aus Nord und Ost über DE in Richtung Süd-West-Europa
- **Moderate Nord-Süd-Transportaufgabe** mit 23,1 GW (Maximum Std. 279: 33,0 GW) aber **erkennbare Ost-West-Transite**



Handelssituation in Europa

GS 2024/25 (t+1): **NNF 273** (max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Sensitivität)

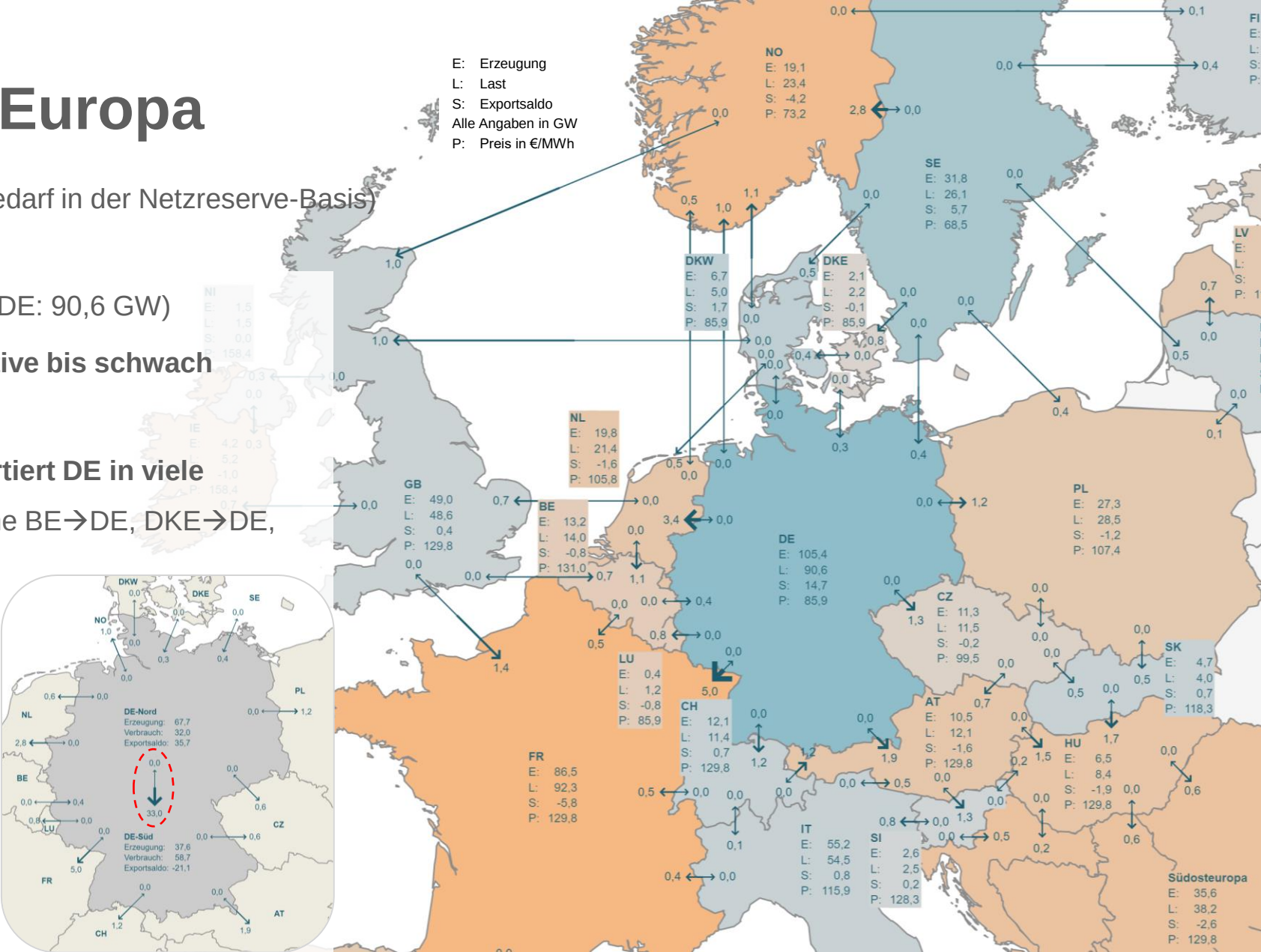
- **Starklast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 85,8 GW)
- Europäische **Nachbarländer** zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- **Hoher Importbedarf FRs** (Saldo: -13,7 GW) infolge der Gleichzeitigkeit einer hohen Nachfrage sowie KKW-Nichtverfügbarkeit
- **Aufgrund hoher Windeinspeisung exportiert DE in viele elektrisch verbundene Länder**
(Ausnahme SE→DE, NL→DE)
- **Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe**
mit 30,7 GW (Maximum Std. 279: 33,0 GW)



Handelssituation in Europa

GS 2024/25 (t+1): NNF 279 (max. NetzRes-Bedarf in der Netzreserve-Basis)

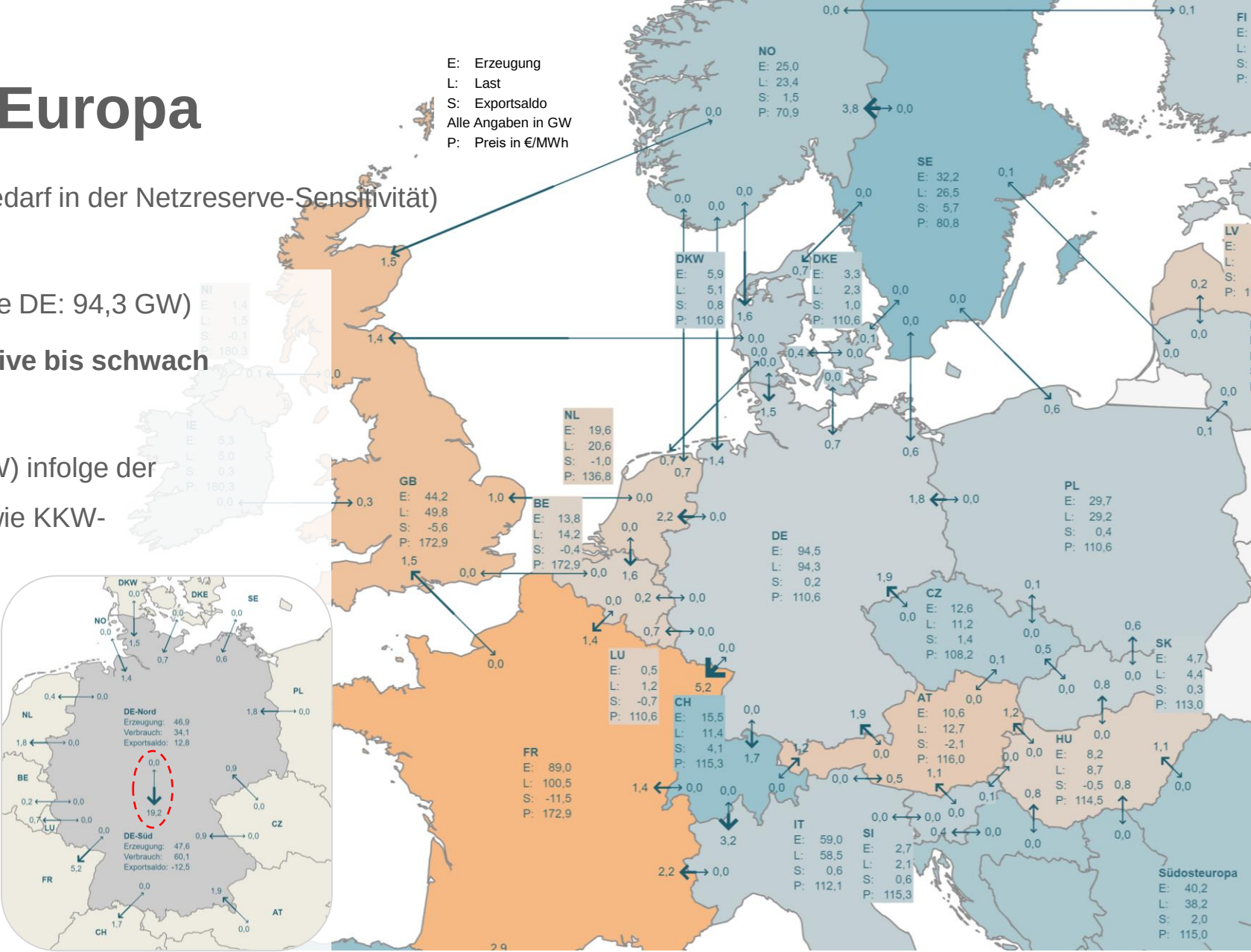
- **Starklast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 90,6 GW)
- Europäische Nachbarländer zeigen **negative bis schwach positive** Handelssaldi
- Aufgrund hoher Windeinspeisung exportiert DE in viele elektrisch verbundene Länder (Ausnahme BE→DE, DKE→DE, SE→DE)
- Maximale Nord-Süd-Transportaufgabe mit 33,0 GW



Handelssituation in Europa

GS 2024/25 (t+1): **NNF 948** (max. NetzRes-Bedarf in der Netzreserve-Sensitivität)

- **Höchstlast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 94,3 GW)
- Europäische Nachbarländer zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- **Hoher Importbedarf FRs** (Saldo: -11,5 GW) infolge der Gleichzeitigkeit einer hohen Nachfrage sowie KKW-Nichtverfügbarkeit
- **Handelsfluss** aus Nord und Ost über DE in Richtung Süd-West-Europa
- **Moderate Nord-Süd-Transportaufgabe** mit 19,2 GW aber **erkennbare Ost-West-Transite**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

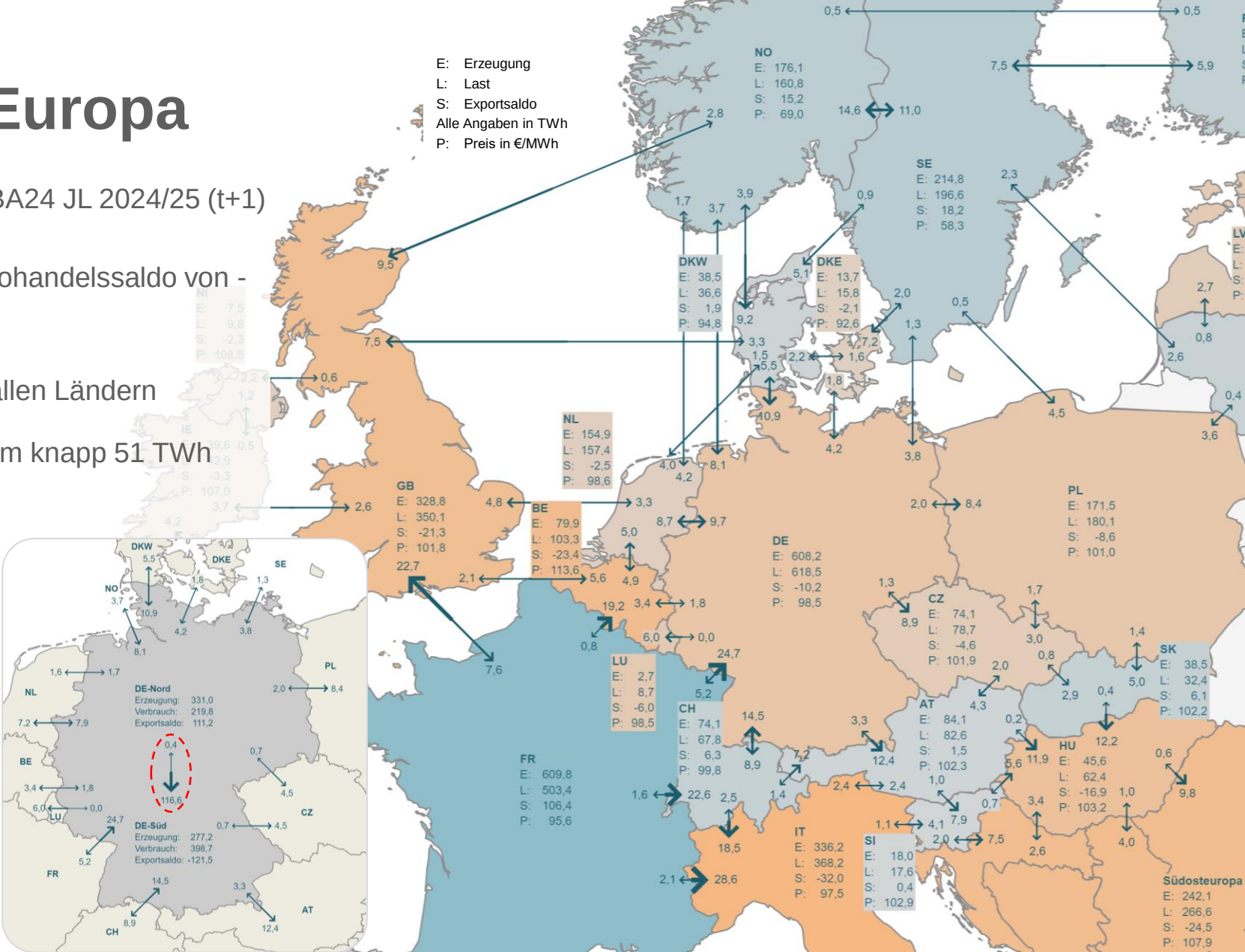
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Handelssituation in Europa

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

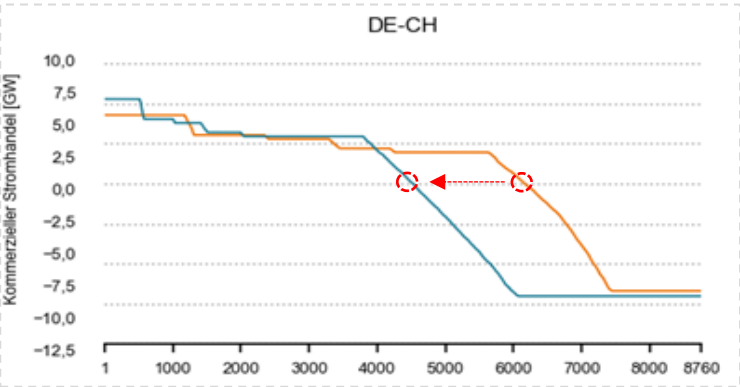
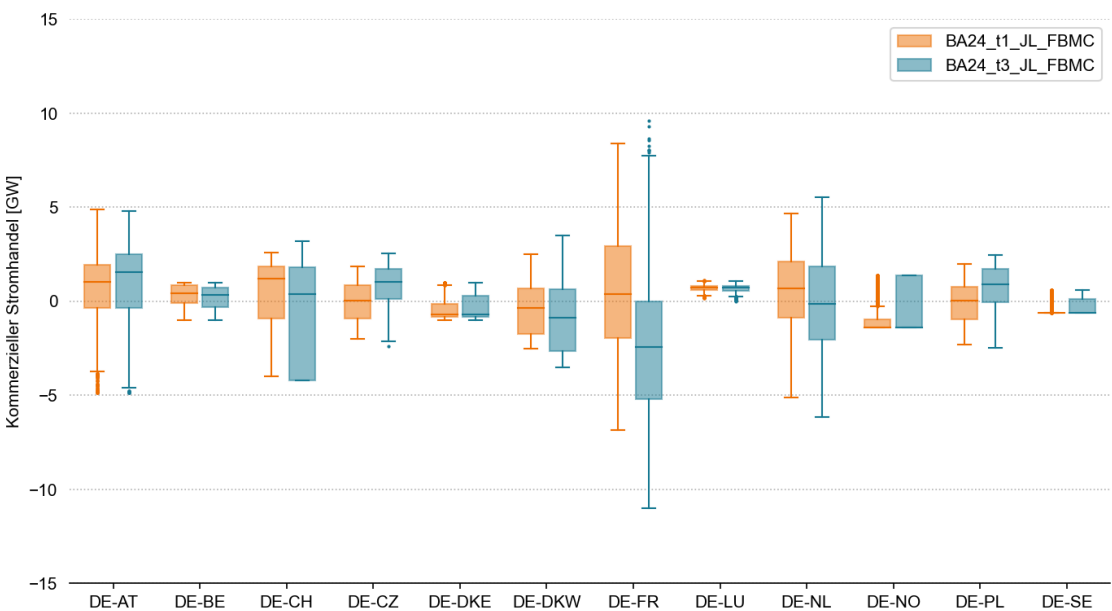
- DE wird zum **Nettoimporteur** mit einem Nettohandelssaldo von - 10,2 TWh
- Deutlicher **Anstieg der Stromnachfrage** in allen Ländern
- **FR erhöht die exportierte Handelsmenge** um knapp 51 TWh ggü. 2024/25; Gründe, u.a.:
 - Anstieg KKW-Verfügbarkeit FR
 - gestiegene CO₂-Zertifikatspreise
 - Rückbau von Kohle-KW in DE
- Deutlich erhöhter **Handelsfluss aus West-Europa über DE nach Ost-Europa**
- Leichter **Anstieg der innerdeutschen Nord-Süd-Transportaufgabe** um 1,6 TWh



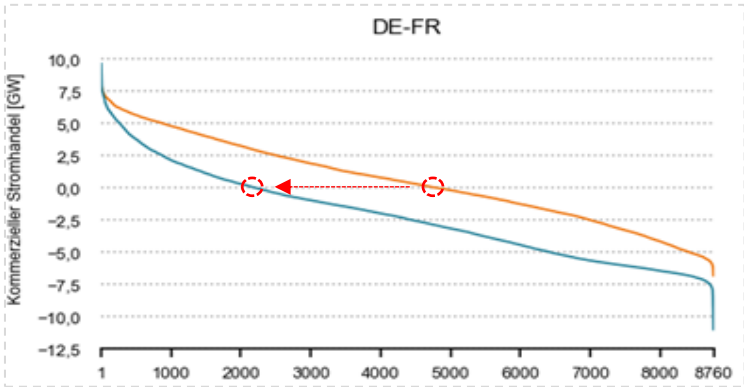
Handelsaustausche zu Nachbarländern

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

- Deutliche **Verlagerung der Handelsschwerpunkte** von Export- in **Richtung Importenergiemengen** an den Grenzen zu BE, CH, DKW, FR und NL
- An den Grenzen zu CZ, NO, PL und SE findet hingegen eine **Verlagerung in Richtung Exportenergiemengen** statt



Handel	2024/25 (t+1)	2026/27 (t+3)
DE → FR	4774 h	2191 h
FR → DE	3986 h	6568 h



Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

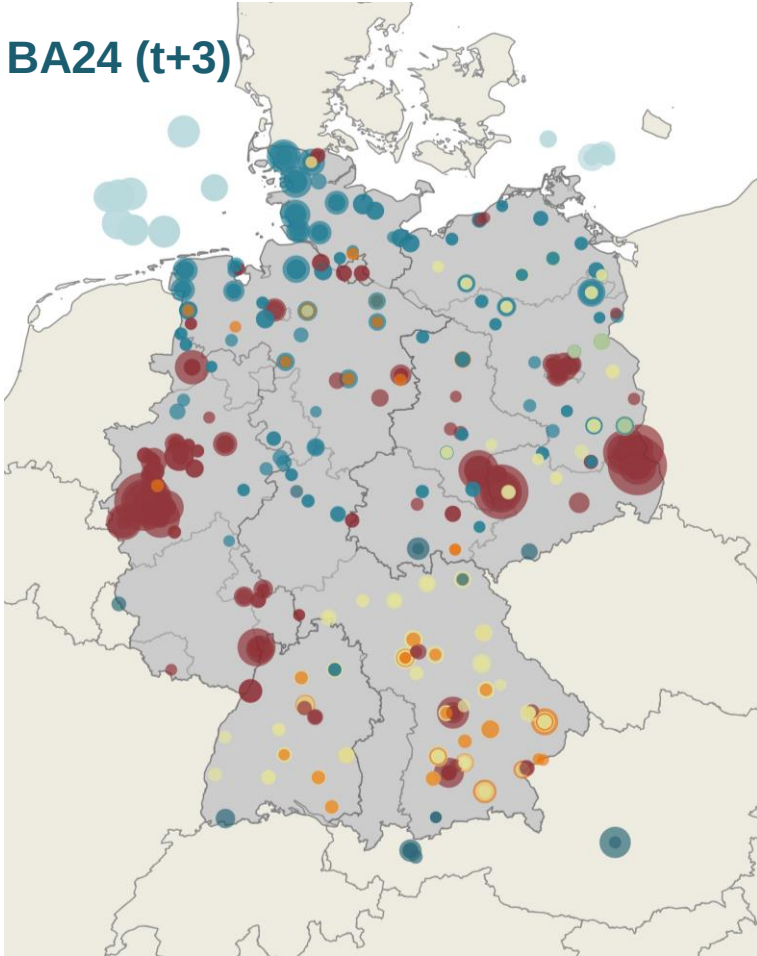
Energiemenge [TWh]	BA24		Differenz
	t+1 (2024/25)	t+3 (2026/27)	
Erzeugung Konventionell	253,8	212,9	-40,9
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	95,5	63,8	-31,7
Steinkohle	39,5	11,5	-28,0
Erdgas	68,2	88,3	20,1
Sonstige Thermische	21,3	20,6	-0,7
Sonstige NEE	29,4	28,7	-0,7
Erzeugung Stromspeicher	13,4	16,6	3,2
Pumpspeicher	10,5	11,7	1,2
Haushaltsbatteriespeicher	1,6	2,7	1,1
Sonstige Speicher	1,4	2,1	0,7
Erzeugung Erneuerbare	309,1	378,8	69,7
Wind Onshore	118,1	142,2	24,1
Wind Offshore	34,4	44,7	10,3
Photovoltaik	91,6	126,8	35,2
Biomasse	45,9	45,9	0,0
Hydro	19,2	19,2	0,0
Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0
Erzeugung Gesamt	576,4	608,2	31,8
Bruttostromverbrauch	567,1	618,5	51,4
Last ohne Stromspeicher	552,8	600,5	47,7
Preissensitive Lasten	0,9	5,8	4,9
Elektromobilität	9,1	20,6	11,5
Großverbraucher	19,9	46,3	26,4
Konventionell	505,0	504,9	-0,1
Wärmepumpen	7,4	12,3	4,9
Netzverluste	10,7	10,5	-0,2
Last Stromspeicher	14,3	18,0	3,7
Last Pumpspeicher	10,9	12,7	1,8
Last Haushaltsbatteriespeicher	1,8	3,0	1,2
Last Sonstige_Speicher	1,5	2,3	0,8
Exportsaldo	9,3	-10,3	-19,6

- Der günstigere Erdgaspreis in Verbindung mit reduzierter Kohleleistung bei gestiegenen CO₂-Zertifikatspreisen, der Rückgang der installierten Braun- und Steinkohleleistung und der Zubau Erneuerbarer Energien spiegeln sich unmittelbar im **Erzeugungsportfolio Deutschlands** wider:
 - Reduktion der Kohleverstromung** um 44% im Vergleich zu 2024/25 und um 62% im Vergleich zu heute (2023/24)
 - Anstieg der von Erdgaskraftwerken bereitgestellten Energiemenge** in 2026/27 um 77% im Vergleich zu 2024/25 und um 129% im Vergleich zu heute (2023/24)
 - Deutlicher Anstieg der Windenergieerzeugung** in 2026/27
 - Der Erzeugungsmix DE setzt sich in 2026/27 aus **62% EE**, **35% konventionell** und **3% Stromspeichern** zusammen
- Deutlicher **Anstieg der Stromnachfrage** bis 2026/27 insbesondere von **Elektromobilität und Großverbrauchern**

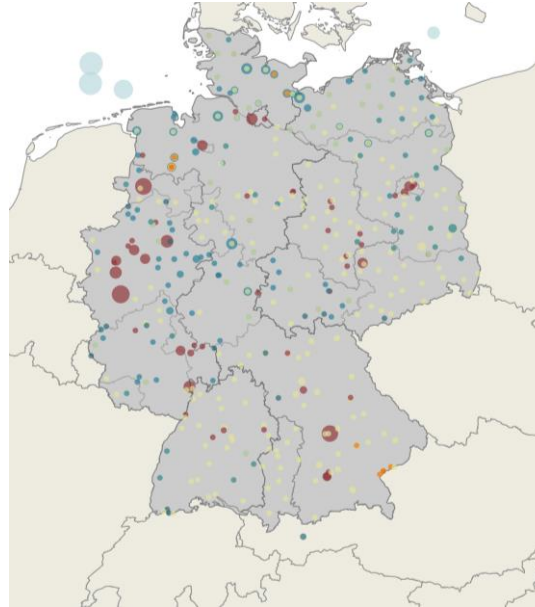
Erzeugung in Deutschland

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

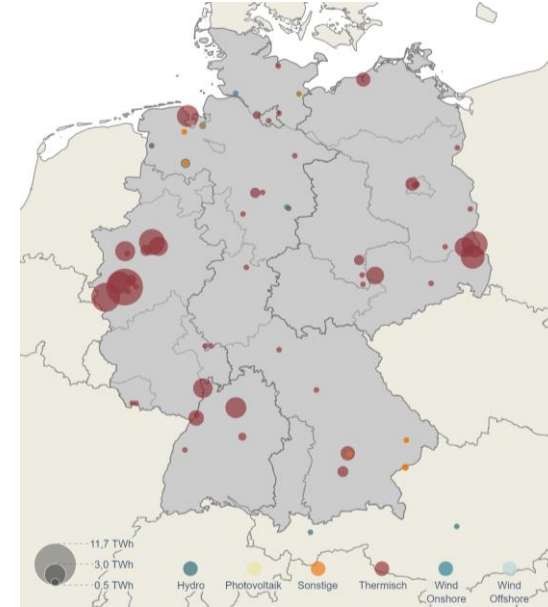
BA24 (t+3)



Zusätzliche Erzeugung



Verringerte Erzeugung



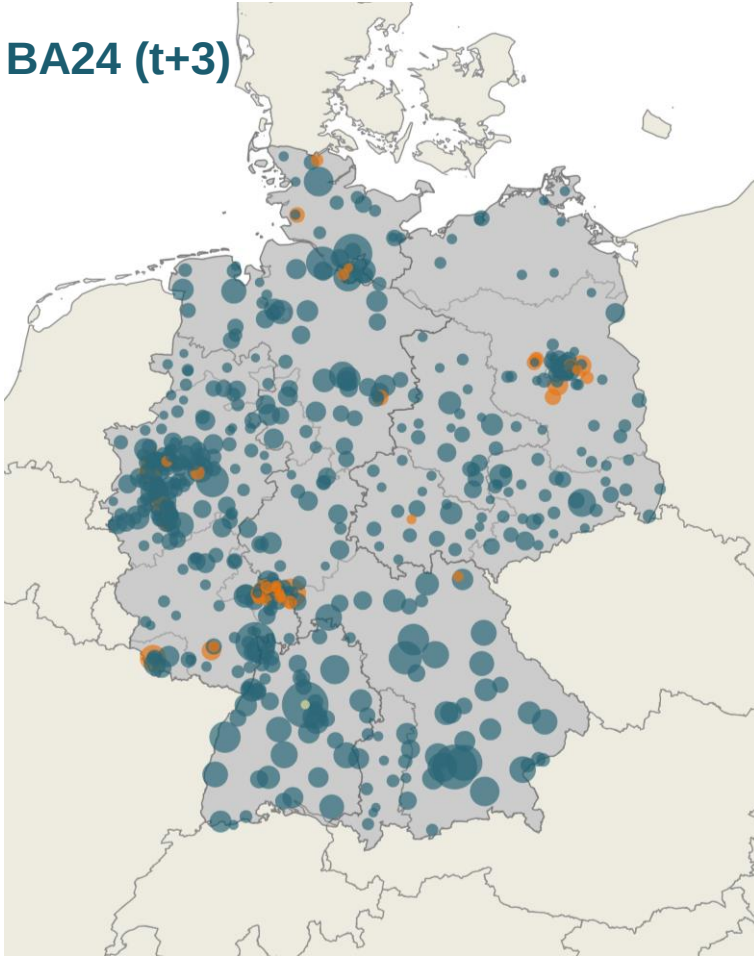
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt sich:

- 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 **NW, NI, BY und BE**
- **Zunahme** von **PV** relativ gleichverteilt über das Bundesgebiet und **Wind Onshore** vor allem nördlich des Mains sowie **Wind Offshore** in der Nordsee

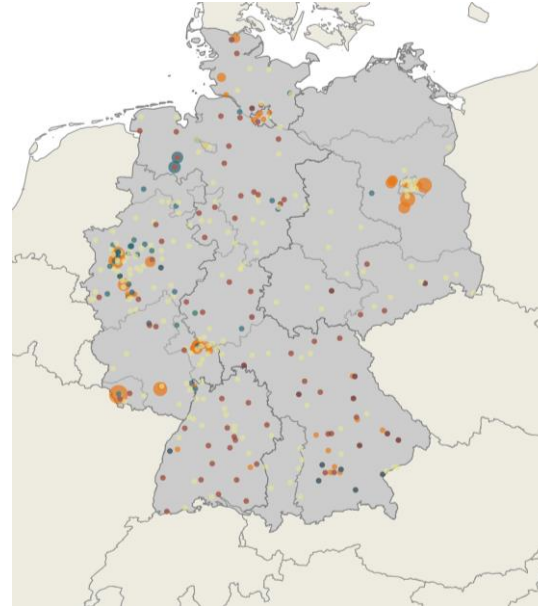
Nachfrage in Deutschland

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

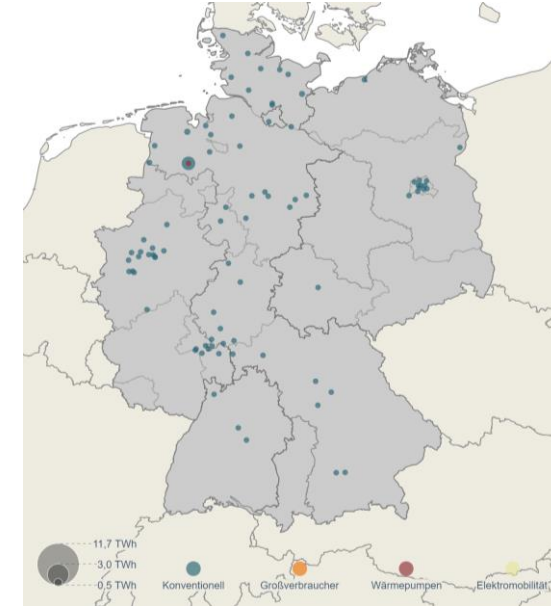
BA24 (t+3)



Zusätzliche Lasten



Verringerte Lasten



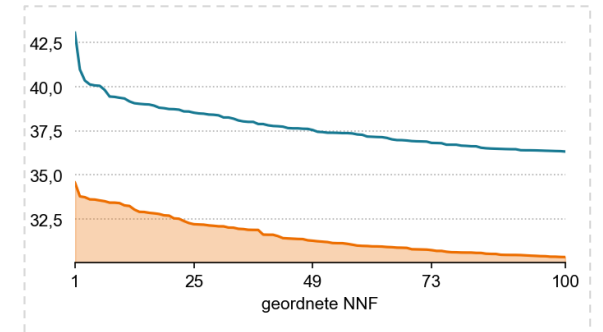
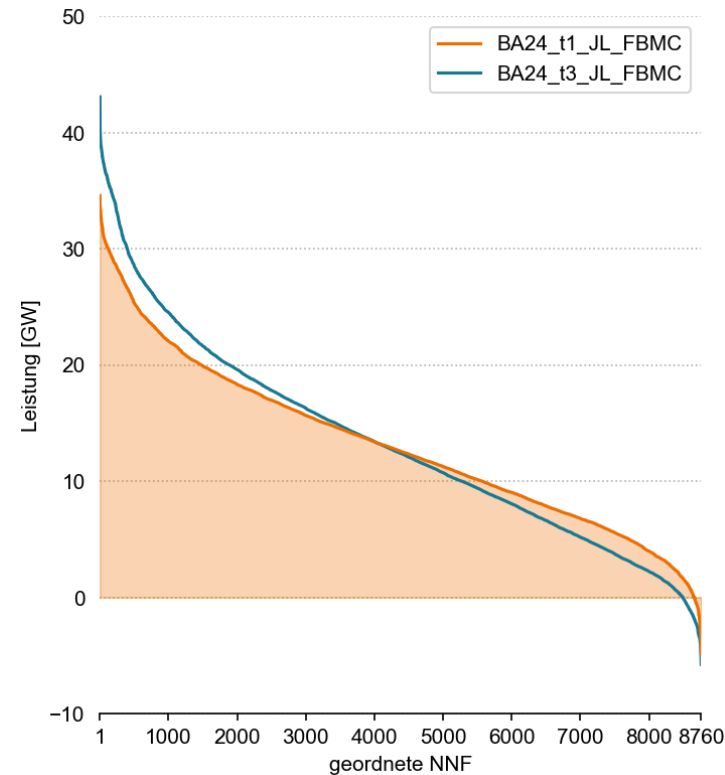
Mit Blick auf die regionale Verteilung der Nachfrage zeigt sich:

- eine Zunahme der Nachfrage von **Großverbrauchern, Elektromobilität und Wärmepumpen** verstärkt im Süden und Westen Deutschlands sowie in und um Berlin
- ein dezentral verteilter **Rückgang konventioneller Lasten**

Nord-Süd-Transportaufgabe in Deutschland

JL 2026/27 (t+3): Einordnung im Vergleich zur BA24 JL 2024/25 (t+1)

- Innerdeutsche **Nord-Süd-Transportaufgabe** verzeichnet in Summe einen leichten Anstieg von 2024/25 auf 2026/27 (+ 1,6 TWh)
- Grund liegt in **veränderter Handelssituation** als Resultat der Änderung der Energieträgerpreise, dem fortschreitendem Kohleausstieg, dem EE-Zubau sowie der KKW-Verfügbarkeitsannahme in FR
- **Maximale Nord-Süd-Transportaufgabe** steigt in 2026/27 um 8,5 GW an; das Mittel über die 100 höchsten Stunden zudem um 6,5 GW



Erzeugung, Nachfrage und CO₂ Emissionen in Europa

JL 2024/25 (t+1) und 2026/27 (t+3)

- Dem **Rückgang der Erzeugung aus Braun- und Steinkohle** steht der **Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien** sowie **Erdgas** gegenüber, vornehmlich begründet durch:

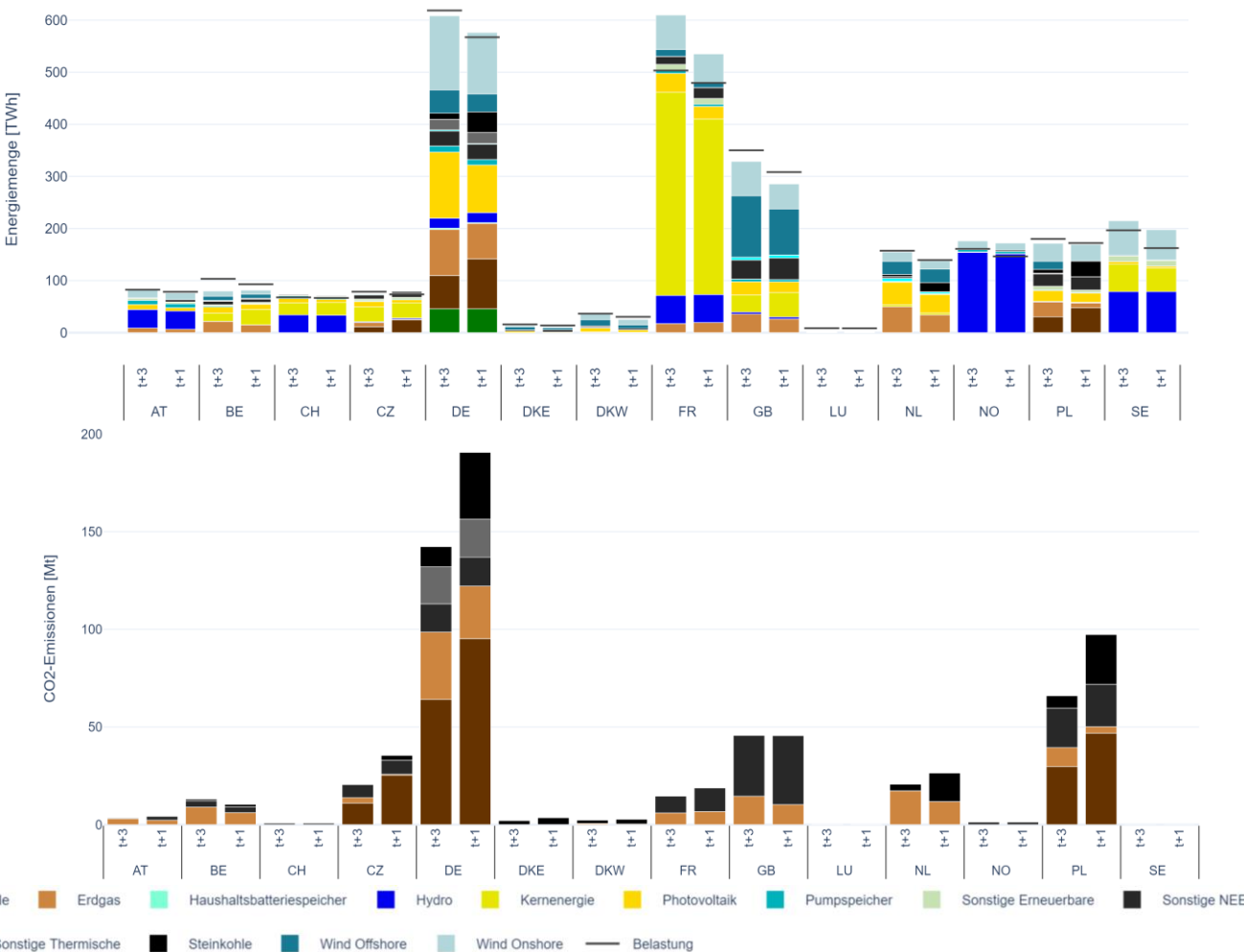
- den Rückbau von Braun- und Steinkohlekraftwerken
- den starken Ausbau erneuerbarer Energien
- den Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise

- Zunehmend **höhere Stromimportabhängigkeit** einzelner Länder (BE, CZ, DE, GB, PL,...)

- **Deutschland** im europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** – zum Vergleich:

▪ **BA24 t+1 (2024/25):** EU 647 Mio. t/ DE 191 Mio. t

▪ **BA24 t+3 (2026/27):** EU 490 Mio. t/ DE 143 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

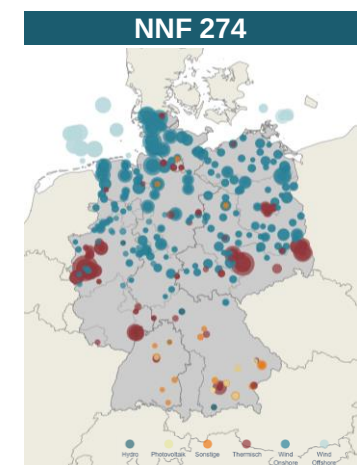
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

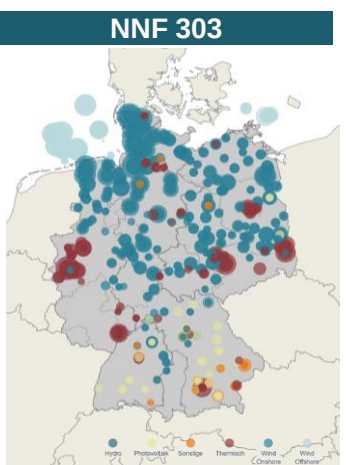
GS 2026/27 (t+3): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

	Leistung [GW]	BA24 (t+1)				BA24 (t+3)	
		NNF 250	NNF 273	NNF 279	NNF 948	NNF 274	NNF 303
Erzeugung	Erzeugung Konventionell	46,0	35,2	27,6	44,6	30,4	23,9
	Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Braunkohle	13,4	12,3	10,1	11,6	9,0	4,6
	Steinkohle	7,0	6,2	3,2	6,3	1,6	1,4
	Erdgas	17,4	8,8	6,9	18,4	11,4	9,8
	Sonstige Thermische	3,0	2,7	2,5	2,9	2,7	2,6
	Sonstige NEE	5,3	5,2	4,9	5,3	5,6	5,5
	Erzeugung Stromspeicher	0,9	1,7	0,0	0,0	0,7	0,0
	Pumpspeicher	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	Haushaltsbatteriespeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Sonstige Speicher	0,0	1,6	0,0	0,0	0,7	0,0
	Erzeugung Erneuerbare	44,0	62,3	77,8	49,9	80,7	88,9
	Wind Onshore	25,6	45,8	53,9	14,7	56,5	54,0
	Wind Offshore	7,4	8,5	8,5	6,2	11,2	11,1
Nachfrage	Photovoltaik	3,6	0,7	8,0	21,5	5,5	16,4
	Biomasse	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
	Hydro	2,2	2,1	2,1	2,2	2,3	2,2
	Sonstige Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Erzeugung Gesamt	90,9	99,2	105,4	94,5	111,7	112,8
	Bruttostromverbrauch	85,8	86,8	90,9	94,3	93,0	99,9
	Last ohne Stromspeicher	85,8	86,8	86,3	88,3	92,7	92,4
	Preissensitive Lasten	0,1	0,5	0,1	0,6	0,2	0,3
	Elektromobilität	1,4	1,2	2,2	1,6	3,1	5,9
	Großverbraucher	2,6	2,5	2,5	2,3	6,0	5,5
	Konventionell	79,0	79,5	78,8	79,9	79,4	76,6
	Wärmepumpen	1,3	1,4	1,1	3,0	2,2	2,3
	Netzverluste	1,5	1,8	1,6	0,9	1,9	1,8
	Last Stromspeicher	0,0	0,0	4,6	6,0	0,3	7,5
	Last Pumpspeicher	0,0	0,0	3,0	4,7	0,2	5,4
	Last Haushaltsbatteriespeicher	0,0	0,0	0,3	1,2	0,1	0,7
	Last Sonstige_Speicher	0,0	0,0	1,3	0,1	0,0	1,3
	Exportsaldo	5,2	13,4	14,7	0,1	18,7	12,8



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

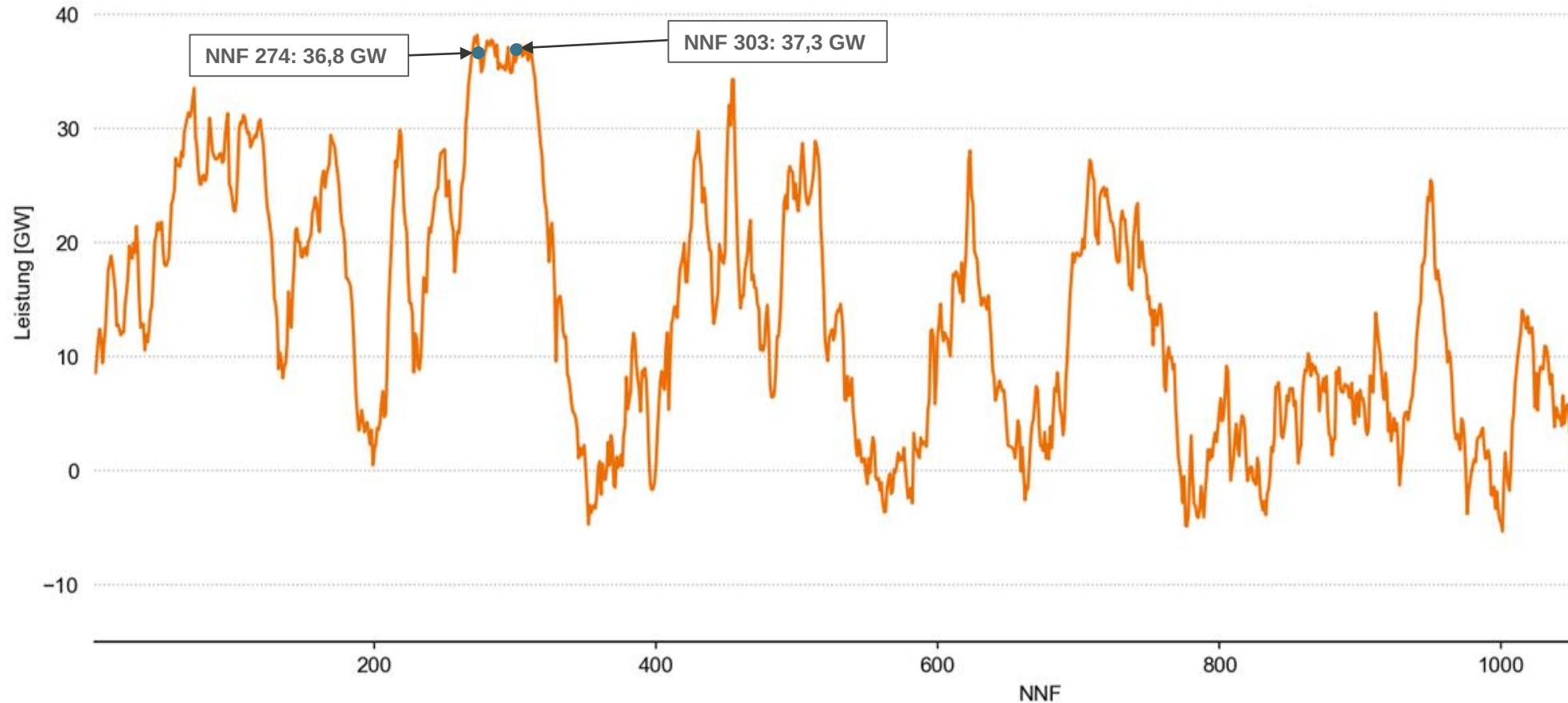
- **Hohe Stromnachfrage** in allen NNF, geprägt durch den großen konventionellen Lastanteil (77-85%)
- **Stromerzeugung durch Erdgas höher** als durch Kohle
- **87-89 % EE-Anteil** an der Bruttostromverbrauchsdeckung
- **Winderzeugung** (Onshore + Offshore) mit **Anteil von 65-73 %** an der zur Deckung des Bruttostromverbrauchs benötigten Leistung



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

Nord-Süd-Transportaufgabe

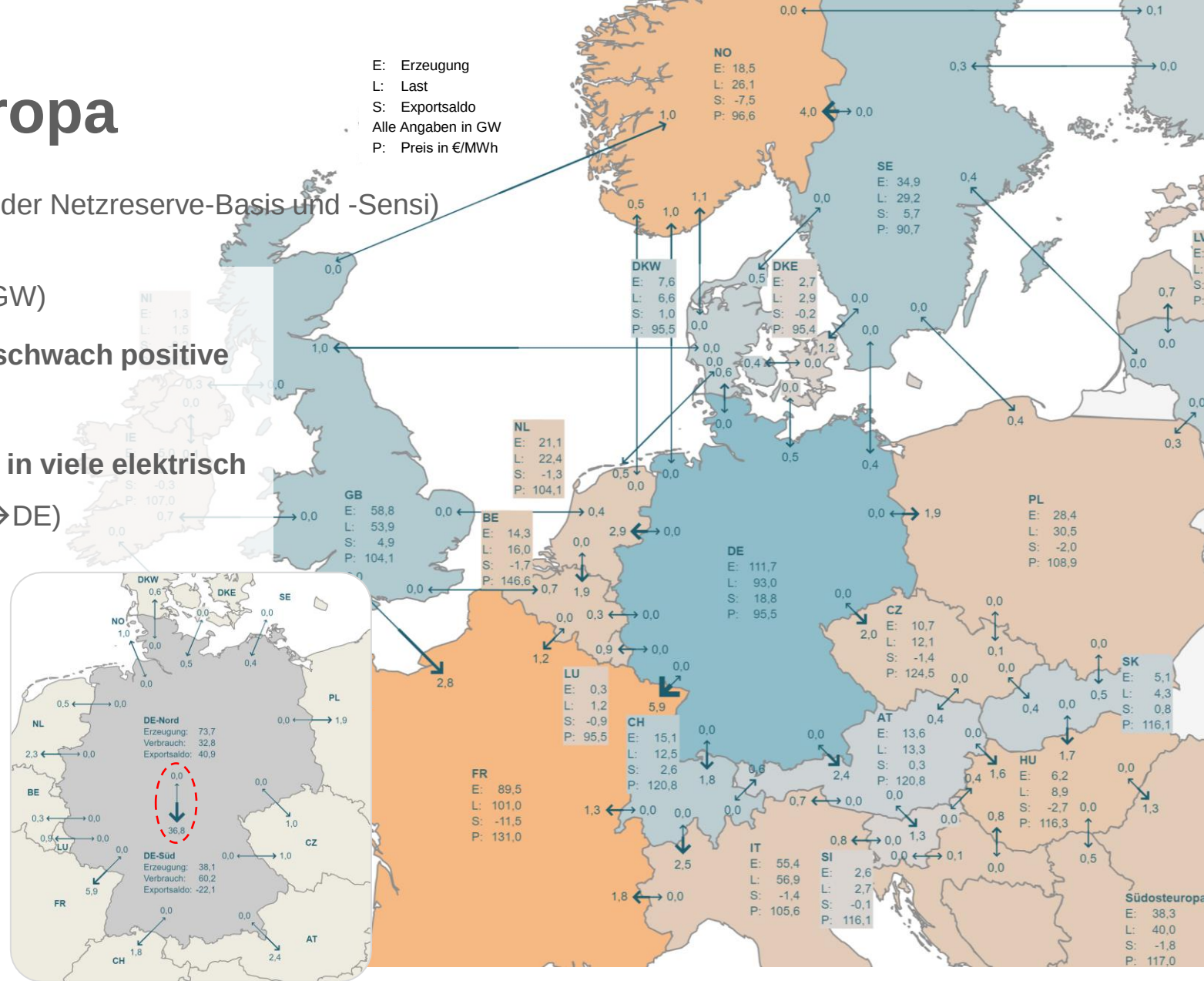
GS 2026/27 (t+3): Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle



Handelssituation in Europa

GS 2026/27 (t+3): **NNF 274** (max. NetzRes-Bedarf in der Netzreserve-Basis und -Sensi)

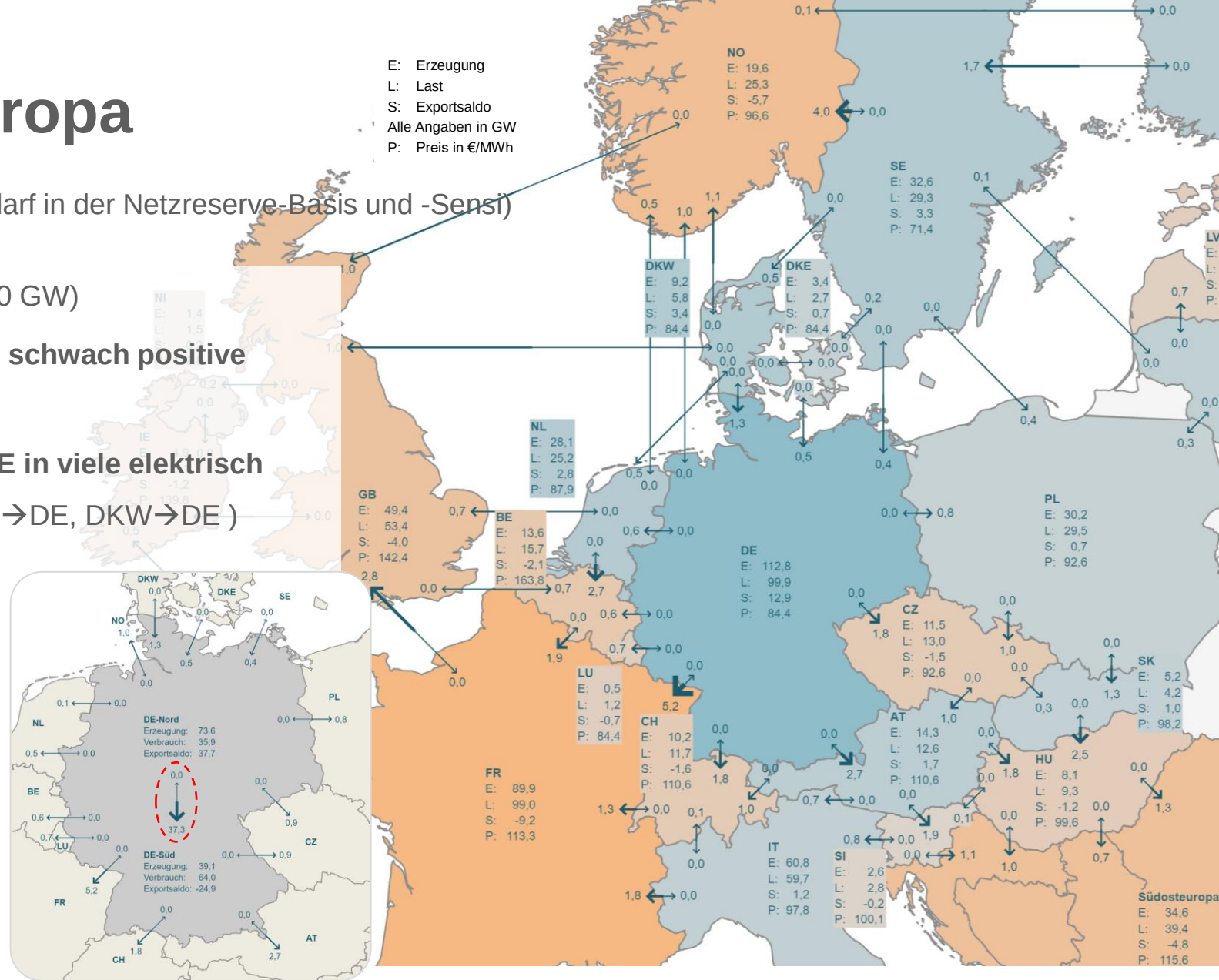
- **Starklast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 93 GW)
- Europäische **Nachbarländer** zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- Aufgrund hoher Windeinspeisung exportiert DE in viele elektrisch verbundene Länder (Ausnahmen: SE→DE, DKE→DE)
- **Hoher Importbedarf FRs** (Saldo: -11,5 GW)
- **Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe** mit 36,8 GW geprägt durch:
 - Hohe Erzeugung in nördlichen Teilen und vergleichsweise hohe Nachfrage in südlichen Teilen DEs
 - starken Export in Richtung Süd und West, insbesondere nach AT, CH, FR und NL



Handelssituation in Europa

GS 2026/27 (t+3): **NNF 303** (max. Auslands-RD-Bedarf in der Netzreserve-Basis und -Sensi)

- **Starklast-Situation** in Europa (Nachfrage DE: 100 GW)
- Europäische **Nachbarländer** zeigen **negative bis schwach positive Handelssaldi**
- Aufgrund hoher Windeinspeisung exportiert DE in viele elektrisch verbundene Länder (Ausnahmen: SE→DE, DKE→DE, DKW→DE)
- **Hoher Importbedarf FRs** (Saldo: -9,2 GW)
- **Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe** mit 37,3 GW geprägt durch:
 - Hohe Erzeugung in nördlichen Teilen und vergleichsweise hohe Nachfrage in südlichen Teilen DEs
 - starken Export in Richtung Süd und West, insbesondere nach AT, CH und FR



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)

RD-Ergebnis - Jahreslauf BA24 (t+1)

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA23 (t+1)	BA24 (t+1)	BA24 (t+1)
Variante	-	Basis	Sensi
Betrachtungsjahr	2022/23	2024/25	2024/25
	TWh		
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	9,9	9,0	9,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,8	2,4	2,4
Neg. RD PV-Einspeisung	1,0	2,4	2,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	12,3	11,1	11,1
Neg. RD im Ausland	0,09	0,1	0,1
Summe <u>negativer</u> RD¹	28,2	25,0	25,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	22,0	22,6	22,7
Pos. RD Netzreserve in DE ³	2,3	1,1	1,1
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,1	0,0	0,0
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	2,9	1,3	1,3
Pos. RD im Ausland	0,89	0,0	0,0
Summe <u>positiver</u> RD¹	28,2	25,0	25,1

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 zur BA23 (t+1)

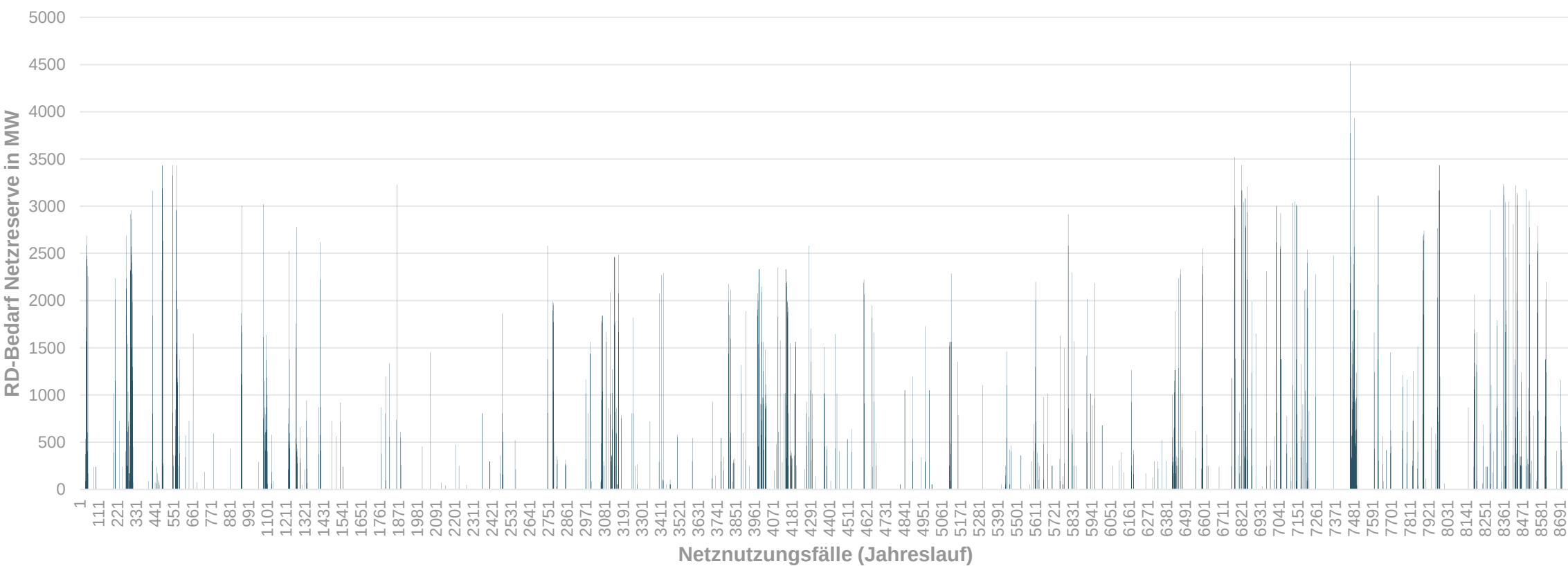
- Der gesamt Redispatchbedarf sinkt leicht ab
- Geringerer Einsatz der Netzreserve
- Geringerer Einsatz der gesicherten RD-Potenzialen in AT
- Weniger RD im restlichen Ausland

Gründe

- Netzausbau
- Aktualisierte Markt- und Szenarioannahmen

Netzreserve - Jahreslauf BA24 (t+1)

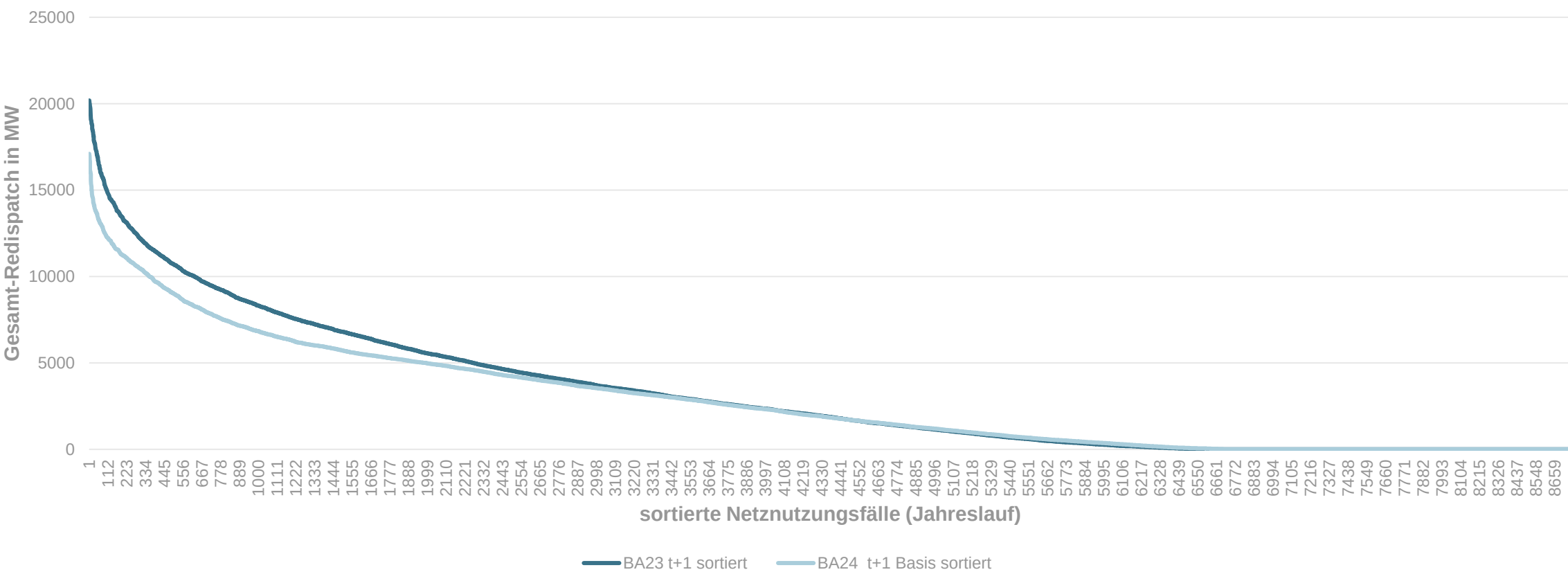
Einsatz der aktuellen Netzreserve im Jahreslauf (t+1)



- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 933 NNF
- Durchschnittlicher RD mit Netzreserve: 1054 MW

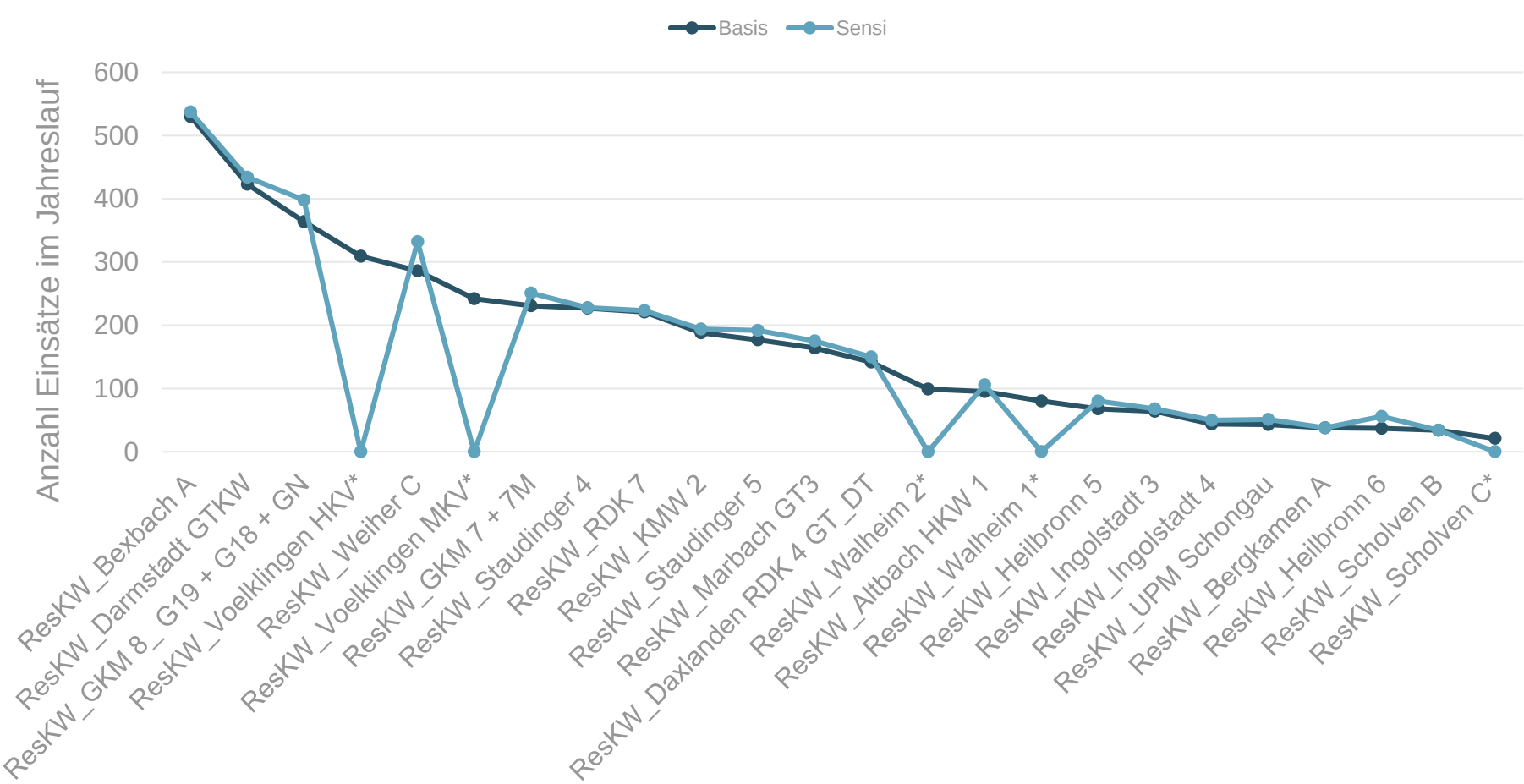
Redispatchbarf - Jahreslauf BA24 (t+1)

Vergleich des Gesamt-Redispatchbedarfs in den Jahresläufe



Netzreserve - Jahreslauf BA24 (t+1)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Alle Netzreservekraftwerke werden in den initialen Jahresläufen (Basis & Sensi) in mehr als 20 NNF genutzt
- Daher wird keine robuste Grenzsituation mit erhöhten Strafkosten berechnet (GS initial = GS robust)
- In beiden Varianten werden jeweils alle verfügbaren Netzreservekraftwerke eingesetzt
- Daher wird kein robuster Jahreslauf mit erhöhten Strafkosten berechnet (JL initial = JL robust)

* Die Kraftwerke Scholven C, Voelklingen HKV & MKV und Walheim 1 & 2 stehen in der Sensi-Variante nicht zur Verfügung

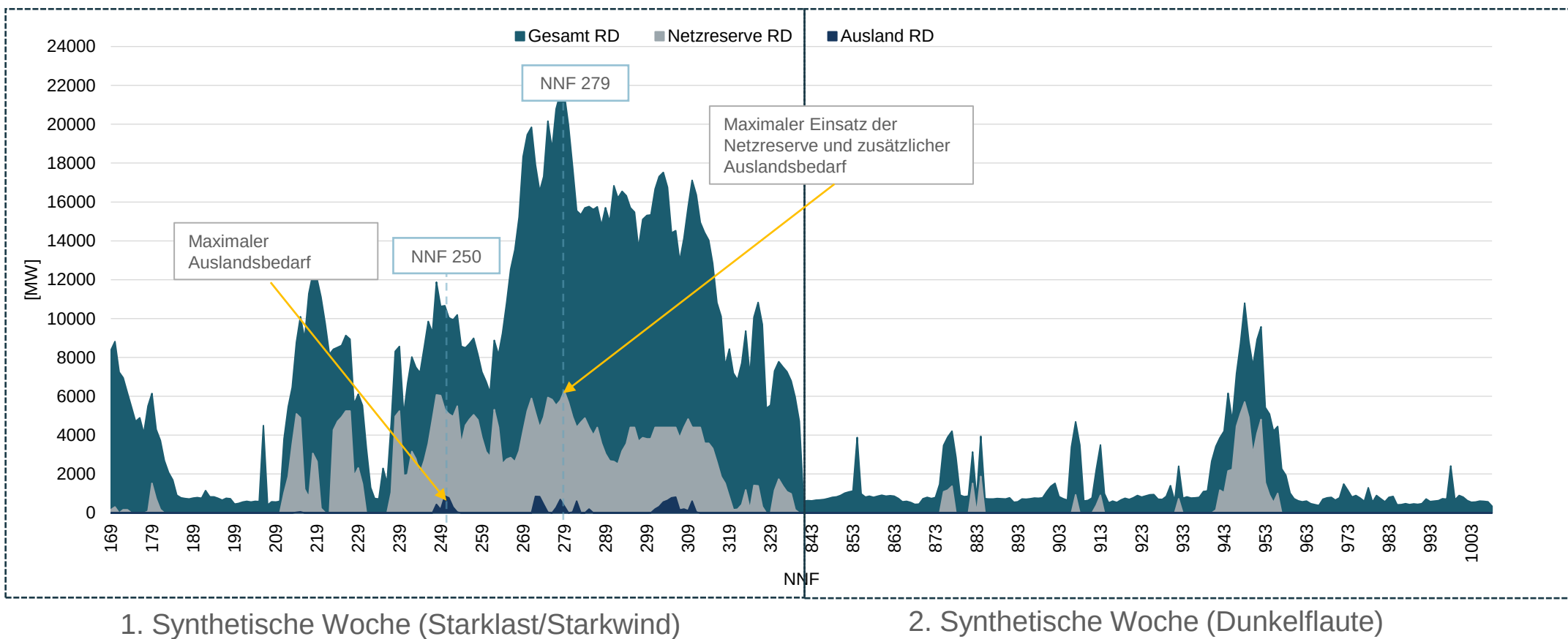
Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)
Grenzsituation (t+1)
Netzreserve-Portfolio (t+1)
Jahreslauf (t+3)
Grenzsituation (t+3)
Netzreserve-Portfolio (t+3)

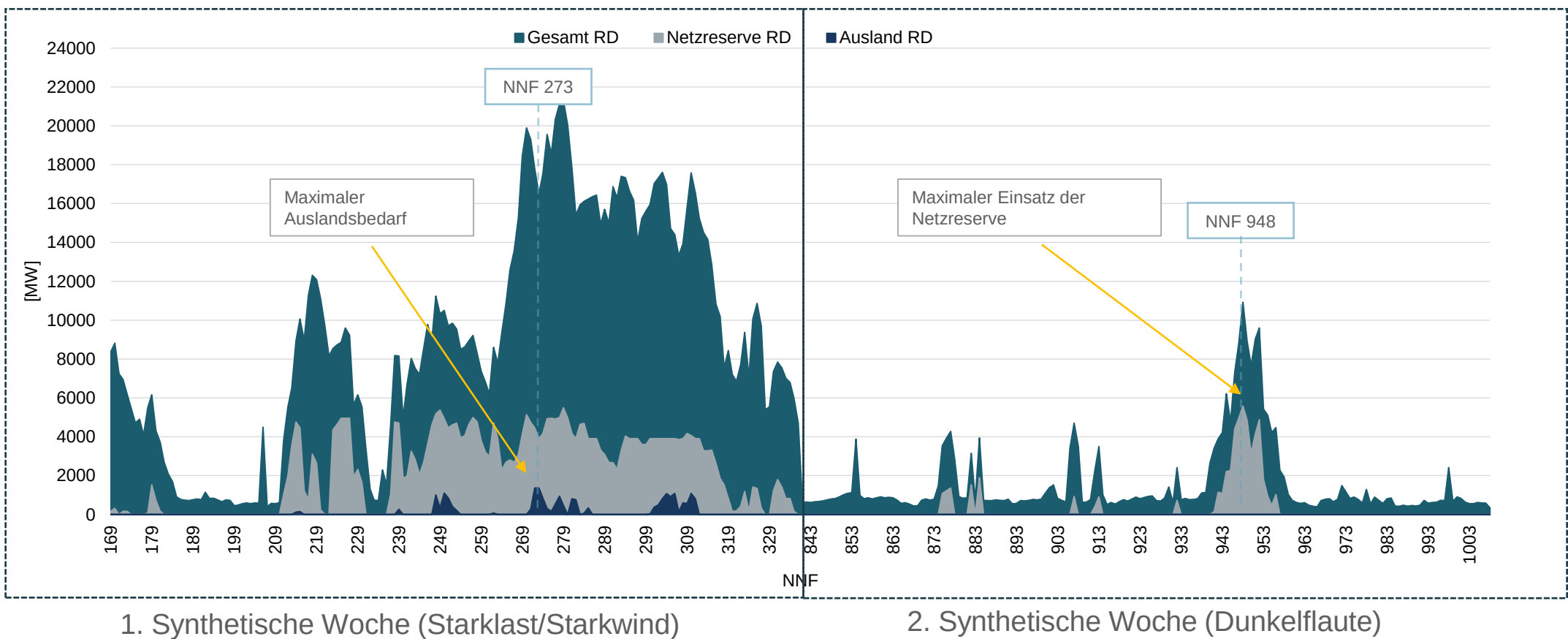
Identifikation der Grenzsituation (t+1)

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



Identifikation der Grenzsituation (t+1)

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



Identifikation der Grenzsituation (t+1)

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

Maximaler Einsatz der Netzreserve

- Basis
 - NNF 279
- Sensi
 - NNF 948

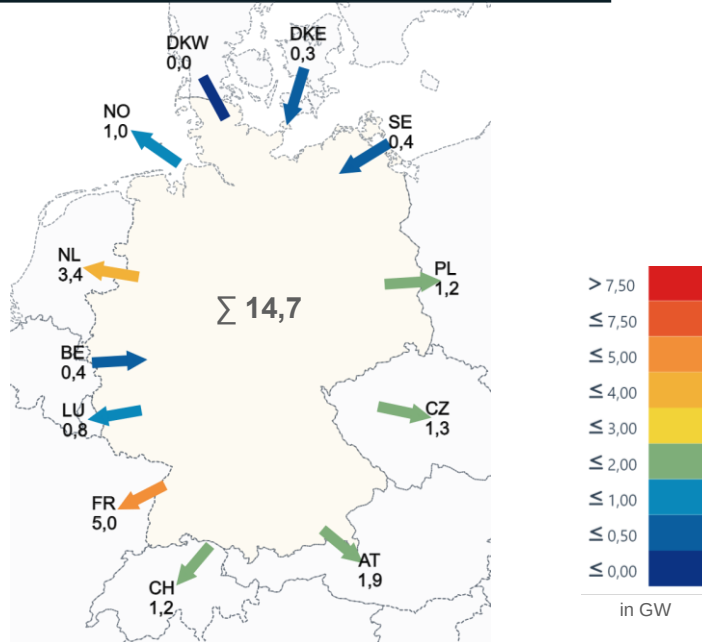
Maximaler Einsatz von ausländischen RD-Potenzialen

- Basis
 - NNF 250
- Sensi
 - NNF 273

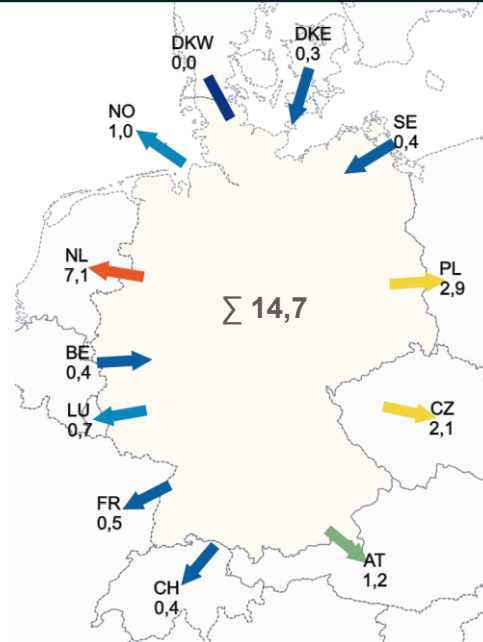
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+1) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 279 mit topologischen Maßnahmen

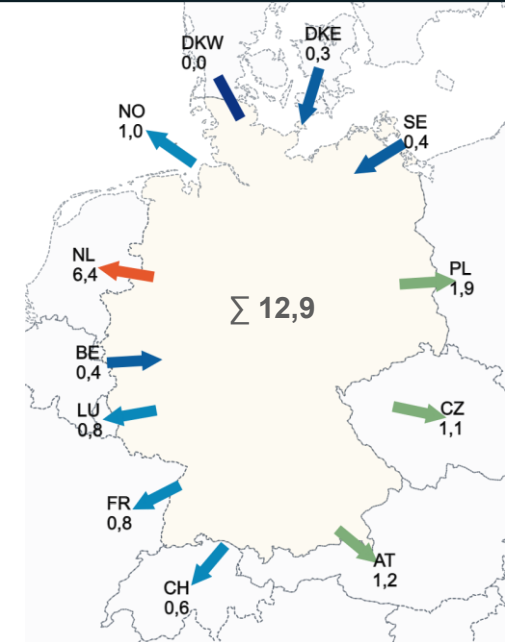
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



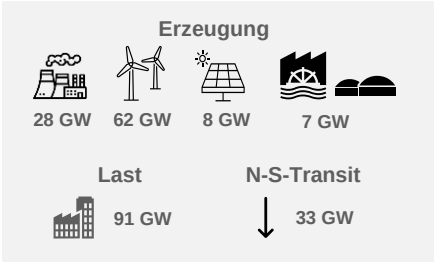
Leistungsfluss nach RD



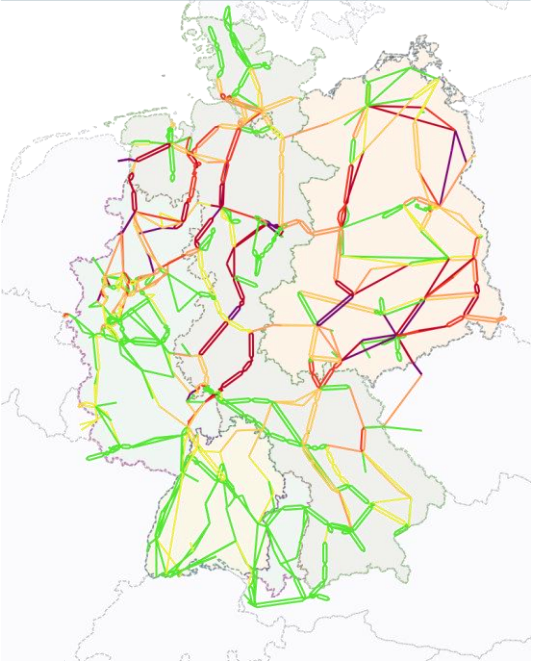
- Geringer Handelsexport nach Skandinavien (0,3 GW)
- Hoher Handelsexport in alle anderen Grenzen aus BE (14,8 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ, AT) (13,3 GW)
- Durch RD in AT (1,5 GW) und NL (0,3 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 1,8 GW auf 12,9 GW

Auslastung und Redispatch

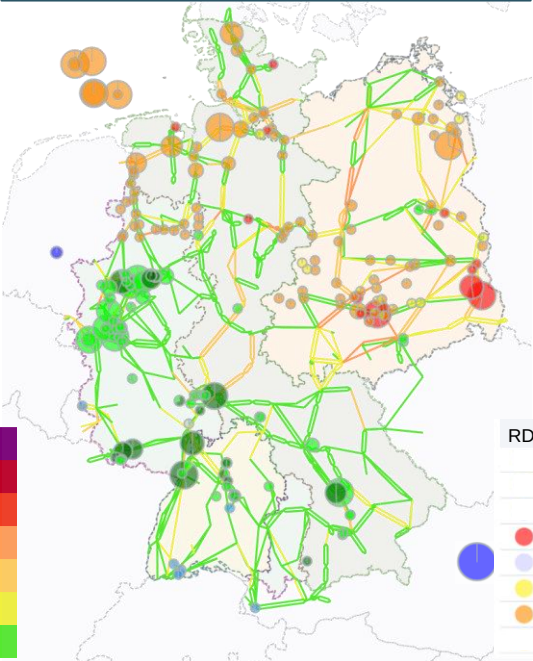
BA24 (t+1) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 279 mit topologischen Maßnahmen



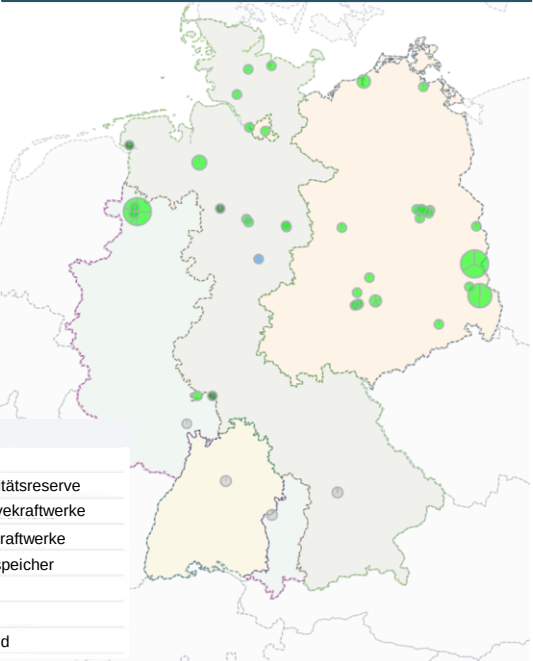
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	13,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,5
Neg. RD PV-Einspeisung	0,2
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	21,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,6
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	6,2
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7
Pos. RD mit bnBm in DE	0,1
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,3
Summe positiver RD*	21,5

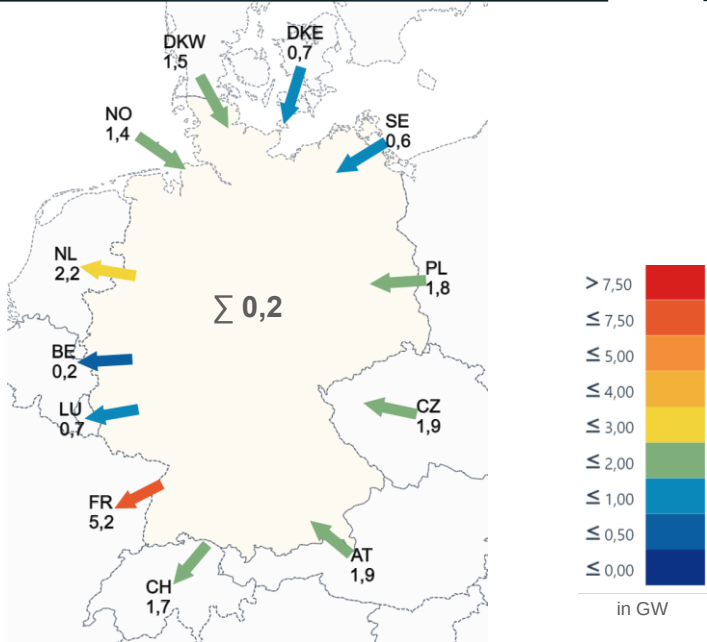
- Stunde 279 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 6,2 GW

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

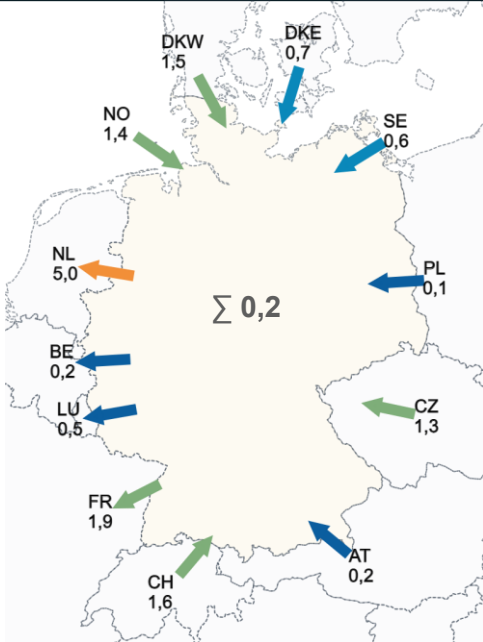
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+1) Sensi – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 948 mit topologischen Maßnahmen

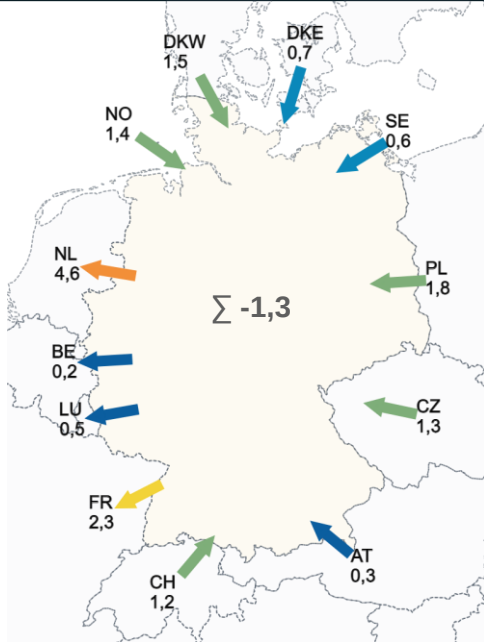
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



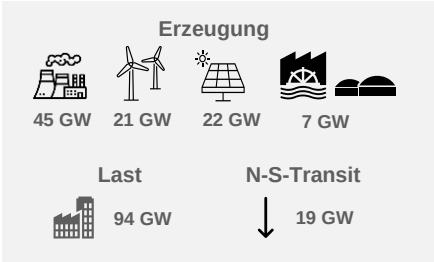
Leistungsfluss nach RD



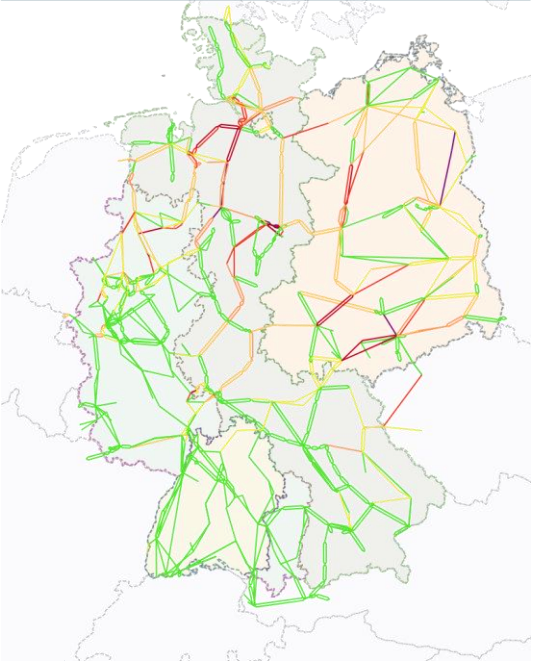
- Ausgeglichene Handelsbilanz
- Hohen Handelsexport an den Grenzen zu NL, BE, LU & FR (8,3 GW) und Handelsimport aus Skandinavien, PL und CZ (7,3 GW) verstärken den Nordost-Südwest-Transit durch Deutschland
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch nach Westen insbesondere an der Grenze NL und FR (6,8 GW)

Auslastung und Redispatch

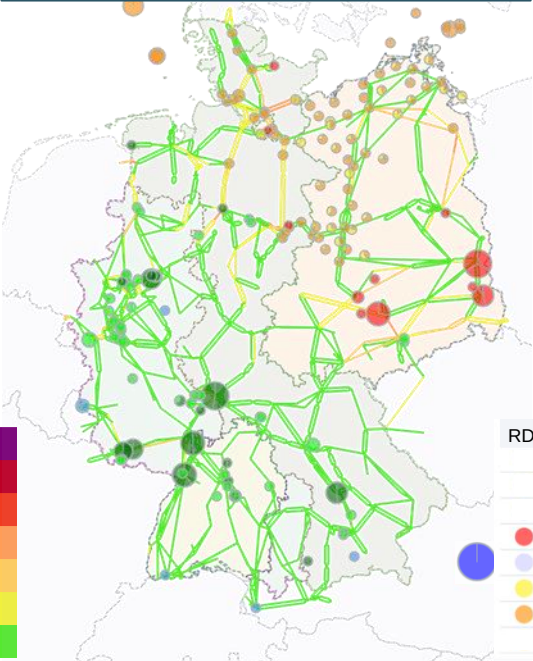
BA24 (t+1) Sensi – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 948 mit topologischen Maßnahmen



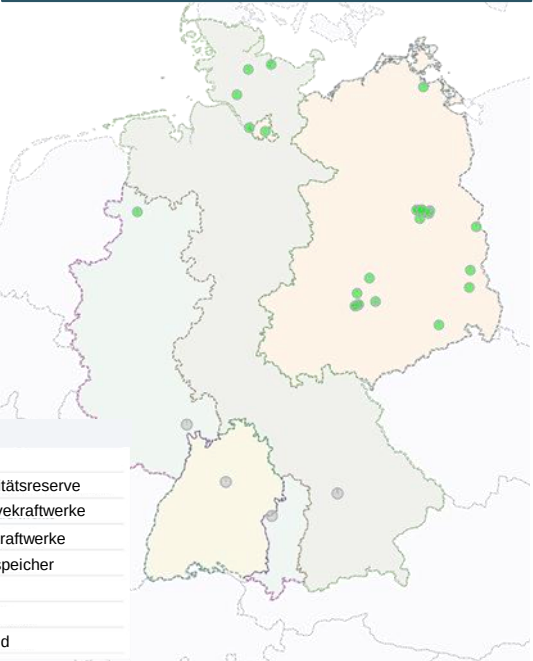
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	4,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9
Neg. RD PV-Einspeisung	1,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,6
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	10,9
Pos. RD marktbasierter KW in DE	3,0
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,8
Pos. RD mit bnBm in DE	0,0
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,0
Summe positiver RD*	10,9

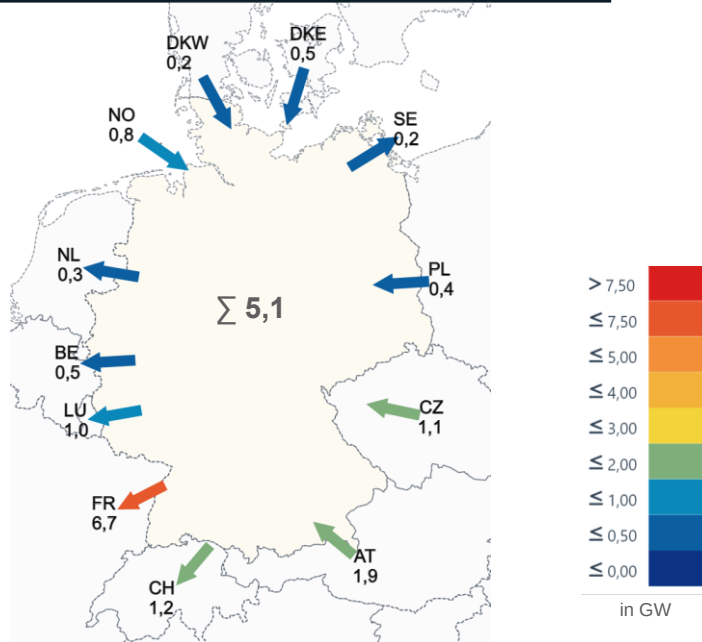
- Stunde 948 ist eine Starklastsituation, die geprägt wird von einem hohen Nordost-Südwest-Transit
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken in ganz Deutschland
- Einsatz der vollen verfügbaren Netzreserve in Höhe von 5,6 GW

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

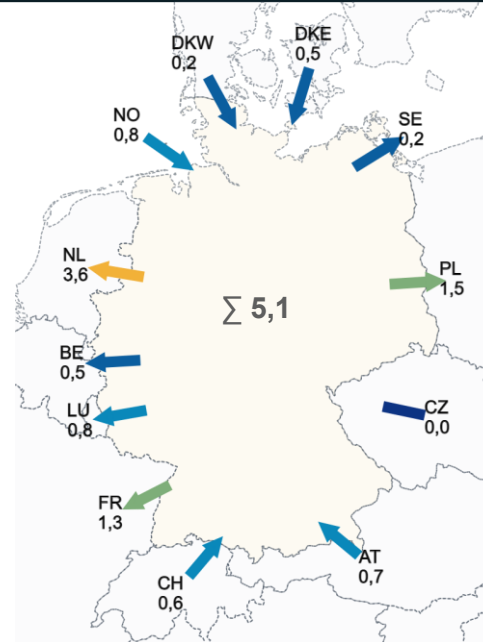
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+1) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 250 mit topologischen Maßnahmen

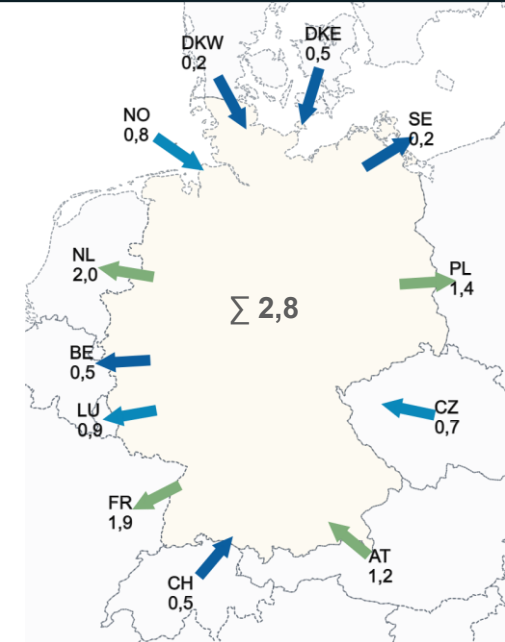
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



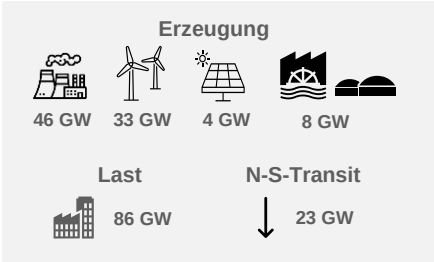
Leistungsfluss nach RD



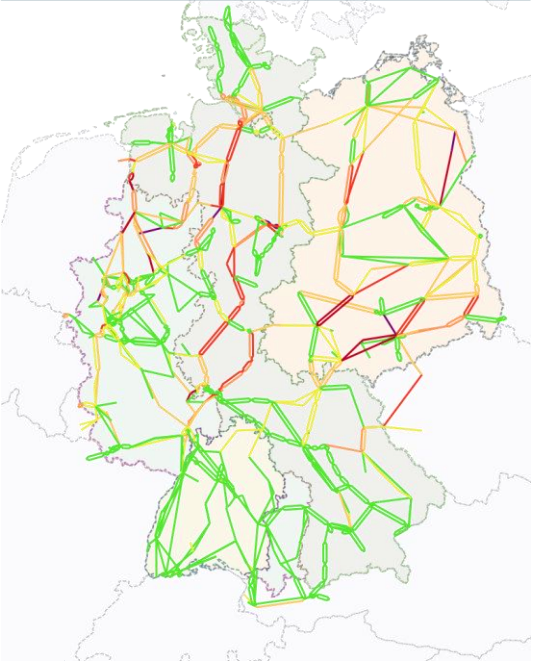
- Moderater Handelsimport aus Skandinavien (1,3 GW)
- Nordost-Südwest-Transit durch hohen Handelsexport an den Grenzen zu NL, BE, LU, FR & CH (9,7 GW) und Handelsimporte aus Skandinavien, PL, CZ & AT (3,4 GW)
- Sehr hoher Handelsexport nach Frankreich (6,7 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen Grenzen sowie nach Polen
- Durch RD in AT (1,5 GW) sowie FR & BE (0,8 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,3 GW auf 2,8 GW

Auslastung und Redispatch

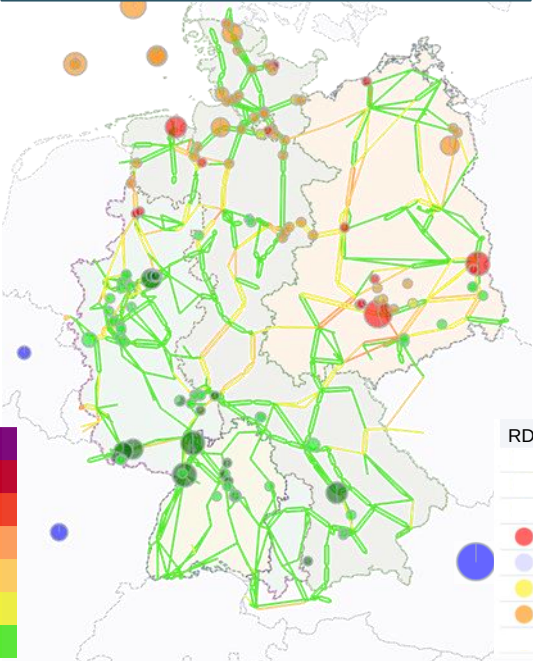
BA24 (t+1) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 250 mit topologischen Maßnahmen



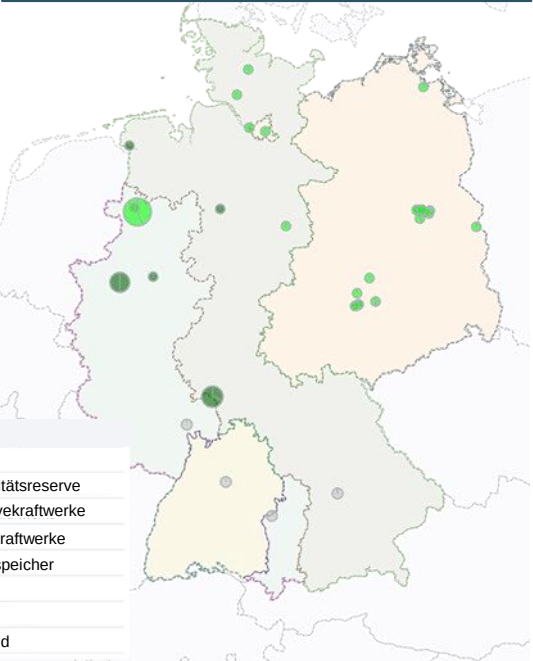
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,2
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,6
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	10,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE	2,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,2
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7
Pos. RD mit bnBm in DE	0,0
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	0,8
Summe positiver RD*	10,5

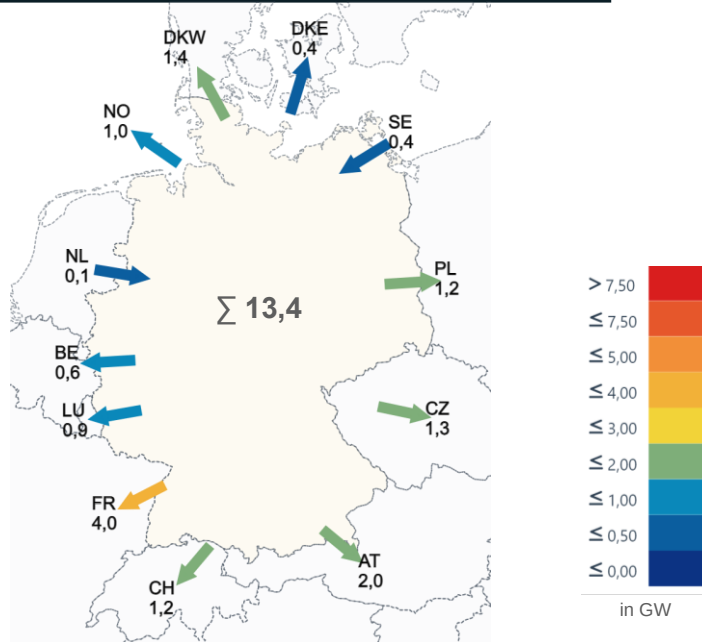
- Stunde 250 ist eine Starklastsituation, die geprägt wird von einem hohen Nordost-Südwest-Transit
- Geringeres Redispatchpotential von Marktkraftwerken in ganz Deutschland
- Hoher Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,6 GW und von RD-Potenzialen in FR & BE (0,8 GW)

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

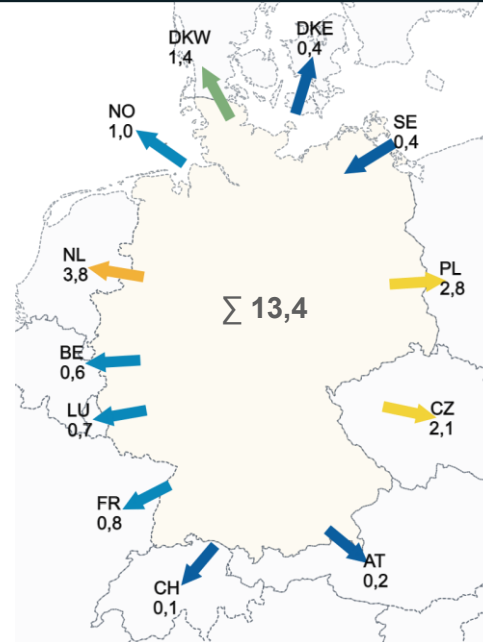
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+1) Sensi – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 273 mit topologischen Maßnahmen

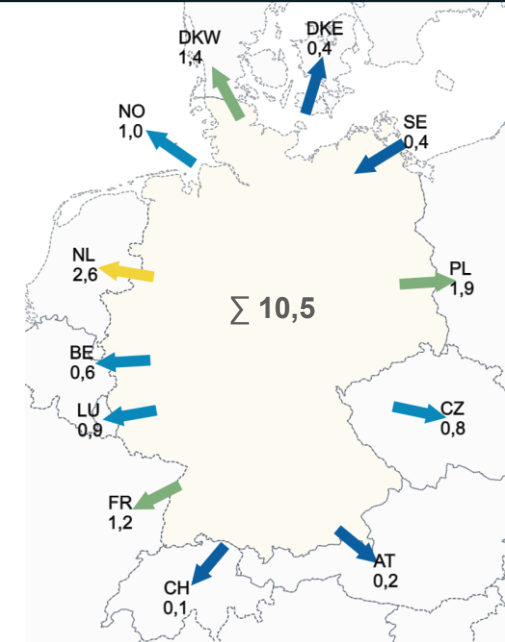
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



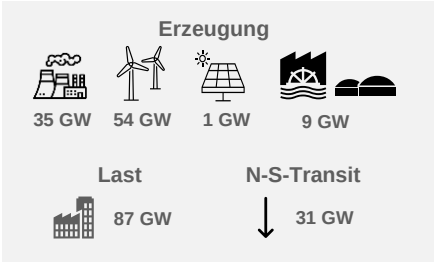
Leistungsfluss nach RD



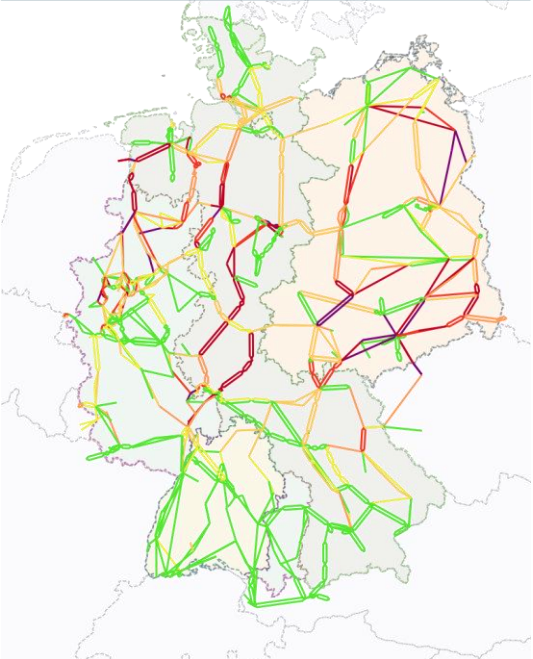
- Handelsexport in die meisten Nachbarländer (13,3 GW)
- Sehr hoher Handelsexport nach Frankreich (4,0 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch Richtung NL, DKW, PL und CZ
- Durch RD in AT (1,5 GW) sowie FR & CH (1,4 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,9 GW auf 10,5 GW

Auslastung und Redispatch

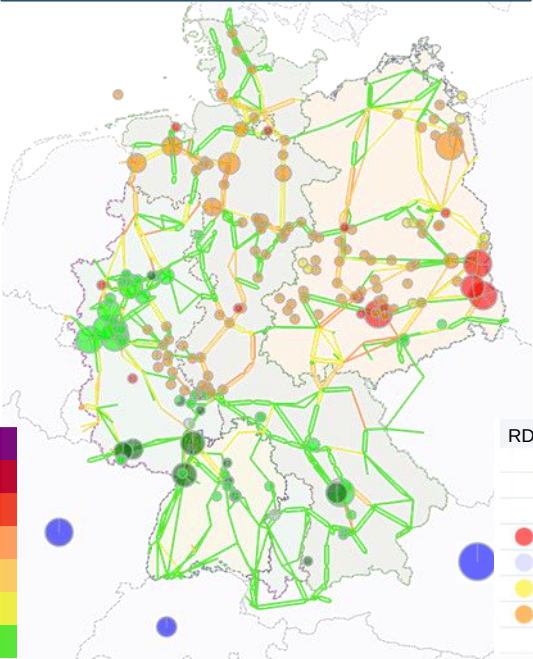
BA24 (t+1) Sensi – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 273 mit topologischen Maßnahmen



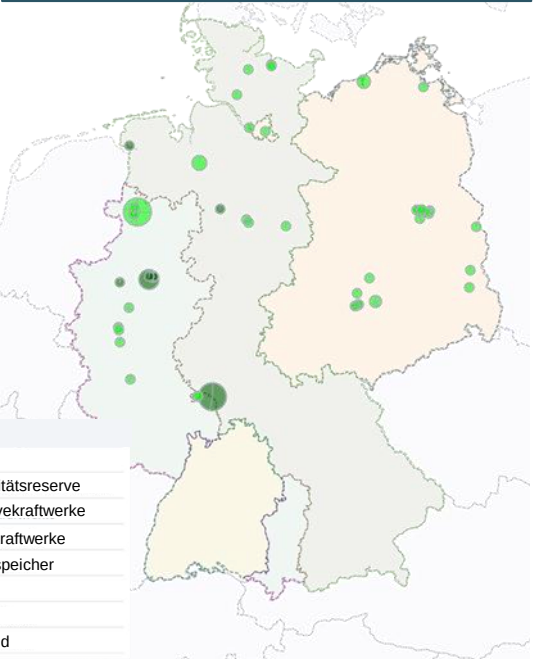
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	11,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	0,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,6
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	16,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE	8,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	3,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE	1,2
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	1,4
Summe positiver RD*	16,5

- Stunde 273 ist eine Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Aufgrund lokaler Engpässe kann die Netzreserve nicht vollständig eingesetzt werden
 - Nutzbare Redispatchpotential im Süden Deutschlands nicht ausreichend
- benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 1,4 GW in FR und CH

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

Topologische Maßnahmen BA24 (t+1)

BA23 (t+1) – Grenzsituation – topologischen Maßnahmen

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

- 220-kV-Neuroth (nur NNF250 Basis)

Abgeschaltete Netzelemente:

- 380/220-kV-Transformator Wahle 421

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM (Werk II)

Temporärer witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

- Trebur Süd

Grenzsituationen BA24 (t+1)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA23 (t+1)		BA24 (t+1)		BA23 (t+1)		BA24 (t+1)	
Netzreserveverfügbarkeit	100%	Grenz- fälle t+1	Basis	Sensi	100%	Grenz- fälle t+1	Basis	Sensi
NNF	282		279	948	306		250	273
Betrachtungsjahr	2023/24		2024/25		2023/24		2024/25	
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve				max. Ausland			
	GW							
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	14,3	13,9	13,5	4,3	14,2	15,0	5,2	11,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,2	1,2	4,5	2,9	2,9	2,6	2,6	0,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,0	3,7	3,2	2,6	3,7	3,6	2,6	4,6
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	19,5	18,7	21,5	10,9	20,7	21,3	10,5	16,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	11,9	12,0	12,6	3,0	12,1	12,8	2,3	8,4
Pos. RD Netzreserve in DE	4,4	3,3	6,2	5,6	3,6	3,0	5,2	3,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0	0,0	0,7	0,8	0,5	0,7	0,7	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,6	0,7	0,1	0,0	0,9	0,9	0,0	1,2
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	1,1	1,2	0,3	0,0	2,1	2,4	0,8	1,4
Summe <u>positiver</u> RD¹	19,5	18,7	21,5	10,9	20,7	21,3	10,5	16,5

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

- Im Vergleich zur BA23 (t+1) steigt der maximale Einsatz der Netzreserve an, da einige Kraftwerke aus dem temporären Marktbetrieb wieder in die Netzreserve zurückgekehrt sind.
- In NNF 948 (BA24 t+1, Sensi) ist der RD-Bedarf relativ gering, allerdings sind bereits fast alle Kraftwerke marktbedingt im Einsatz, so dass über die Hälfte des RD-Bedarfs durch die Netzreserve gedeckt werden muss.
- Der maximale RD-Bedarf im Ausland verringert sich im Vergleich zur BA23 (t+1) auf 1,4 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)

Netzreserve-Portfolio BA24 (t+1)

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	Basis		Sensi		Robustes Portfolio
				Einsätze JL initial Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF279 initial Basis [MW]	Einsätze JL initial Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF948 initial Sensi [MW]	
Altbach HKW 1	4040	433	337	95	337	106	337	X
Bergkamen A	7027	717	558	38	558	38	558	X
Bexbach A	7040	726	565	530	565	537	565	X
Darmstadt GTKW	7921	95	74	423	74	434	74	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	266	142	266	150	266	X
GKM 7 + 7M	4026	425	331	231	331	251	331	X
GKM 8_ G19 + G18 + GN	4035	435	338	364	338	398	338	X
Heilbronn 5	4047	125	97	68	97	80	97	X
Heilbronn 6	4046	125	97	37	97	56	97	X
Ingolstadt 3	2028	375	292	64	292	68	292	X
Ingolstadt 4	2029	386	300	44	300	50	300	X
KMW 2	7814a	256	199	188	199	194	199	X
Marbach GT3	4051	85	66	164	66	175	66	X
RDK 7	4014	517	402	221	402	223	402	X
Scholven B	7498	345	268	34	268	34	268	X
Scholven C	7494	345	268	21	268			X
Staudinger 4	2041	580	451	227	451	228	451	X
Staudinger 5	2042	510	397	177	329	192	397	X
UPM Schongau	7997	64	50	43	31	51	31	X
Voelklingen HKV	7161	211	164	309	164			X
Voelklingen MKV	7162	179	139	242	139			X
Walheim 1	4048	96	75	80	75			X
Walheim 2	4052	148	115	99	115			X
Weiher C	7614	656	510	286	510	332	510	X

Netzreserve eingesetzt					6274 MW		5580 MW	
Netzreserve installiert	8175 MW	6360 MW			8175 MW		7196 MW	8175 MW

Netzreserve-Portfolio:

- Basis
 - Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke
 - Alle verfügbaren Netzreservekraftwerke werden im initialen Jahreslauf mehr als 20-mal eingesetzt und auch in der initialen Grenzsituation genutzt
 - Daher ist keine robuste Grenzsituation und kein robuster Jahreslauf notwendig
 - Sensi
 - Scholven C, Völklingen HKV & MKV und Walheim 1 & 2 sind nicht verfügbar
 - Alle verfügbaren Netzreservekraftwerke werden im initialen Jahreslauf mehr als 20-mal eingesetzt und auch in der initialen Grenzsituation genutzt
 - Daher ist keine robuste Grenzsituation und kein robuster Jahreslauf notwendig
- Für t+1 sind alle Netzreservekraftwerke im robusten Portfolio

Einsatz Netzreserve in allen t+1 Grenzsituationen

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	Basis		Sensi	
				RD in NNF250 initial Basis [MW]	RD in NNF279 initial Basis [MW]	RD in NNF273 initial Sensi [MW]	RD in NNF948 initial Sensi [MW]
Altbach HKW 1	4040	433	337	337	337	337	337
Bergkamen A	7027	717	558	558	558	0	558
Bexbach A	7040	726	565	565	565	565	565
Darmstadt GTKW	7921	95	74	74	74	74	74
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	266	266	266	266	266
GKM 7 + 7M	4026	425	331	331	331	331	331
GKM 8_G19 + G18 + GN	4035	435	338	338	338	338	338
Heilbronn 5	4047	125	97	97	97	97	97
Heilbronn 6	4046	125	97	97	97	97	97
Ingolstadt 3	2028	375	292	292	292	292	292
Ingolstadt 4	2029	386	300	300	300	300	300
KMW 2	7814a	256	199	199	199	199	199
Marbach GT3	4051	85	66	66	66	66	66
RDK 7	4014	517	402	402	402	402	402
Scholven B	7498	345	268	0	268	0	268
Scholven C	7494	345	268	0	268		
Staudinger 4	2041	580	451	274	451	0	451
Staudinger 5	2042	510	397	0	329	0	397
UPM Schongau	7997	64	50	31	31	31	31
Voelklingen HKV	7161	211	164	164	164		
Voelklingen MKV	7162	179	139	139	139		
Walheim 1	4048	96	75	75	75		
Walheim 2	4052	148	115	115	115		
Weihers C	7614	656	510	510	510	510	510

Netzreserve eingesetzt			5230 MW	6274 MW	3905 MW	5580 MW
Netzreserve installiert	8175 MW	6360 MW	6976 MW	8175 MW	5045 MW	7196 MW

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

RD-Ergebnis - Jahreslauf BA24 (t+3)

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA23 (t+1)	BA24 (t+1)	BA24 (t+1)	BA23 (t+3)	BA24 (t+3)	BA24 (t+3)
Variante	-	Basis	Sensi	-	Basis	Sensi
Betrachtungsjahr	2022/23	2024/25	2024/25	2025/26	2026/27	2026/27
	TWh					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	9,9	9,0	9,0	11,1	11,9	11,9
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,8	2,4	2,4	6,6	4,8	5,2
Neg. RD PV-Einspeisung	1,0	2,4	2,4	4,1	4,5	4,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	12,3	11,1	11,1	12,9	9,0	9,2
Neg. RD im Ausland	0,09	0,1	0,1	0,2	1,8	1,9
Summe <u>negativer</u> RD¹	28,2	25,0	25,1	34,9	32,0	32,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	22,0	22,6	22,7	24,6	25,4	26,2
Pos. RD Netzreserve in DE ³	2,3	1,1	1,1	3,9	4,7	4,5
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	2,9	1,3	1,3	4,8	1,7	1,7
Pos. RD im Ausland	0,89	0,0	0,0	1,2	0,1	0,1
Summe <u>positiver</u> RD¹	28,2	25,0	25,1	34,9	32,0	32,6

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 zur BA23 (t+3)

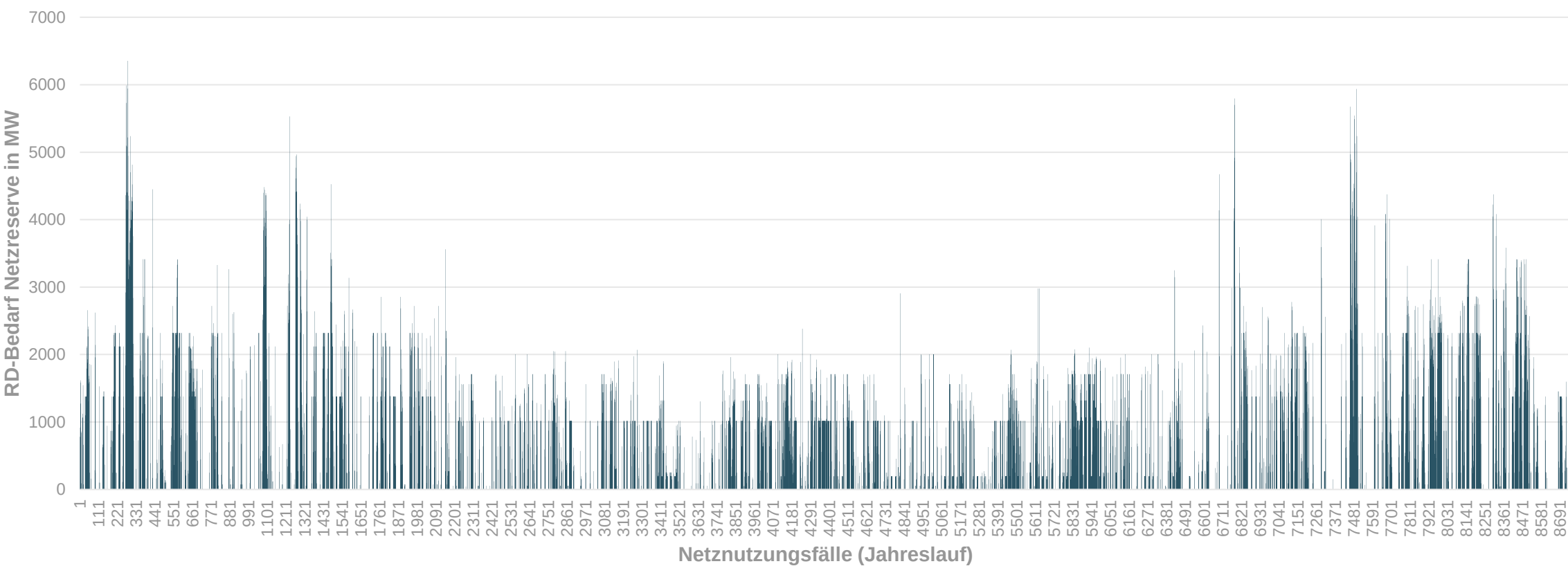
- Der gesamt Redispatchbedarf sinkt leicht ab
- höherer Einsatz der Netzreserve
- Geringerer Einsatz der gesicherten RD-Potenzialen in AT
- Deutlich gestiegener negativer RD im Ausland (insb. FR)

Gründe

- Netzausbau
- Aktualisierte Markt- und Szenarioannahmen
- Höhere Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in FR
- Berücksichtigung der Freischnittplanung bei der Erstellung der FlowBased-Domains

Netzreserve - Jahreslauf BA24 (t+3)

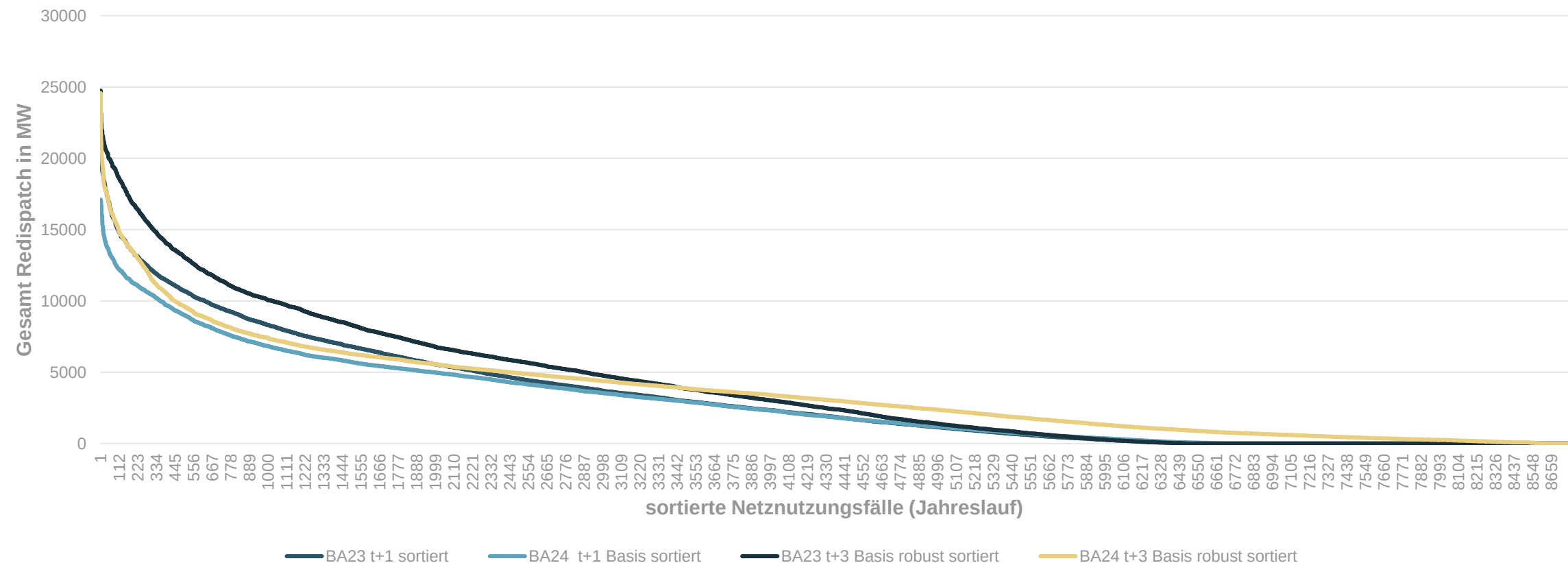
Einsatz der aktuellen Netzreserve im Jahreslauf (t+3)



- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 3646 NNF
- Durchschnittlicher RD mit Netzreserve: 1257 MW

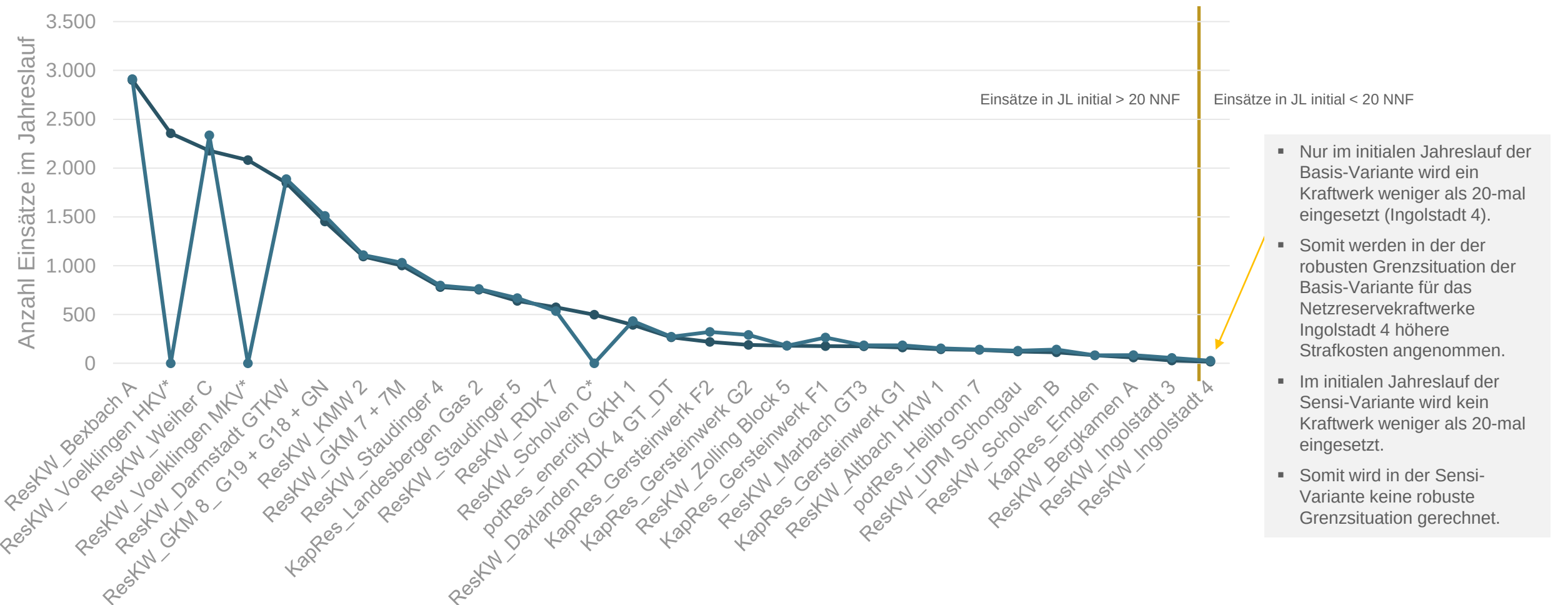
Redispatchbarf - Jahreslauf BA24 (t+3)

Vergleich des Gesamt-Redispatchbedarfs in den Jahresläufe



Netzreserve - Jahreslauf BA24 (t+3)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Nur im initialen Jahreslauf der Basis-Variante wird ein Kraftwerk weniger als 20-mal eingesetzt (Ingolstadt 4).
- Somit werden in der der robusten Grenzsituation der Basis-Variante für das Netzreservekraftwerke Ingolstadt 4 höhere Strafkosten angenommen.
- Im initialen Jahreslauf der Sensi-Variante wird kein Kraftwerk weniger als 20-mal eingesetzt.
- Somit wird in der Sensi-Variante keine robuste Grenzsituation gerechnet.

* Die Kraftwerke Scholven C und Voelklingen HKV & MKV stehen in der Sensi-Variante nicht zur Verfügung

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

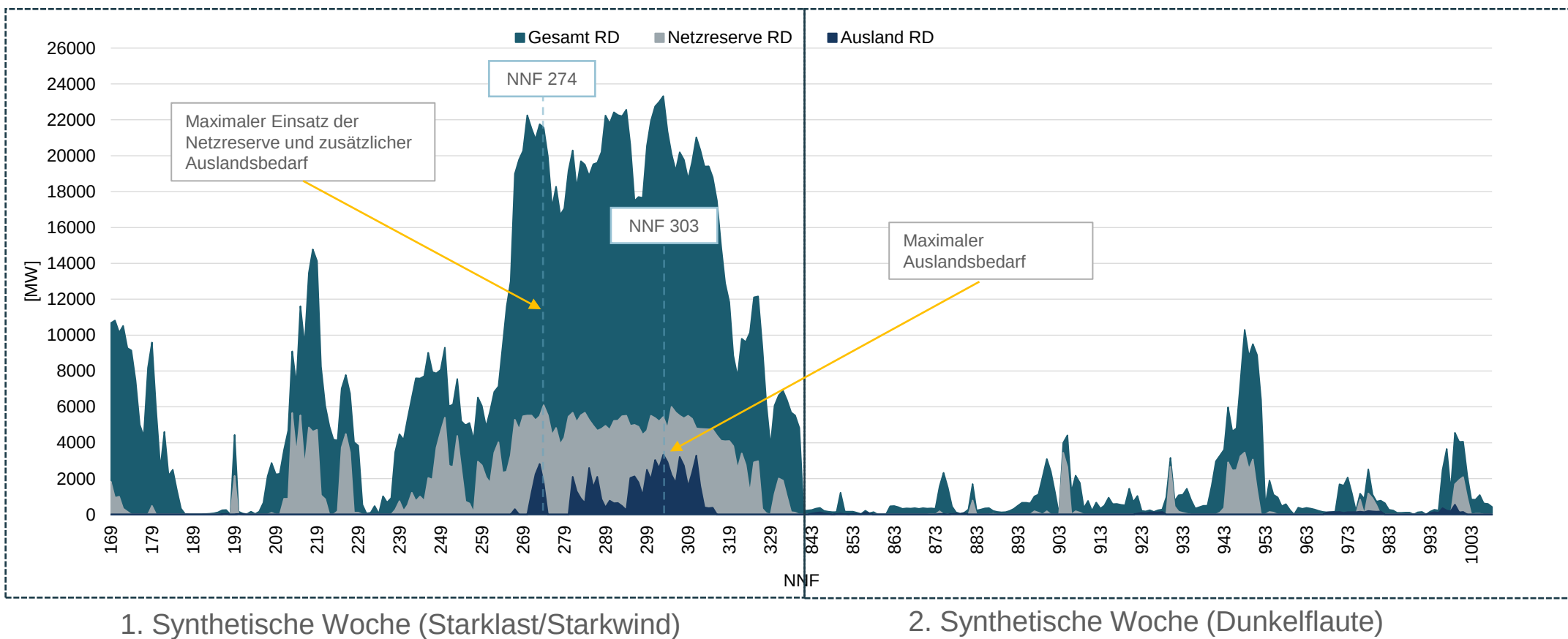
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

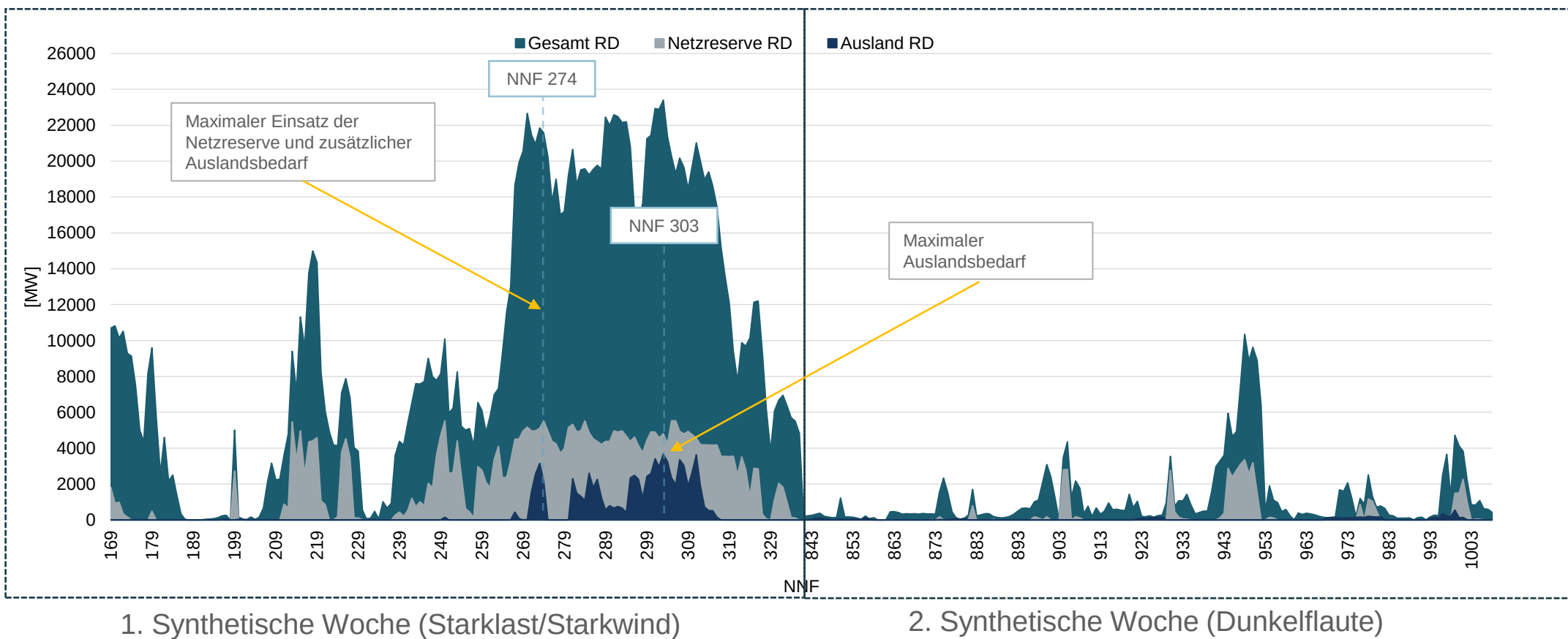
Identifikation der Grenzsituation (t+3)

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



Identifikation der Grenzsituation (t+3)

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



Identifikation der Grenzsituation (t+3)

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

Maximaler Einsatz der Netzreserve

- Basis & Sensi
- NNF 274

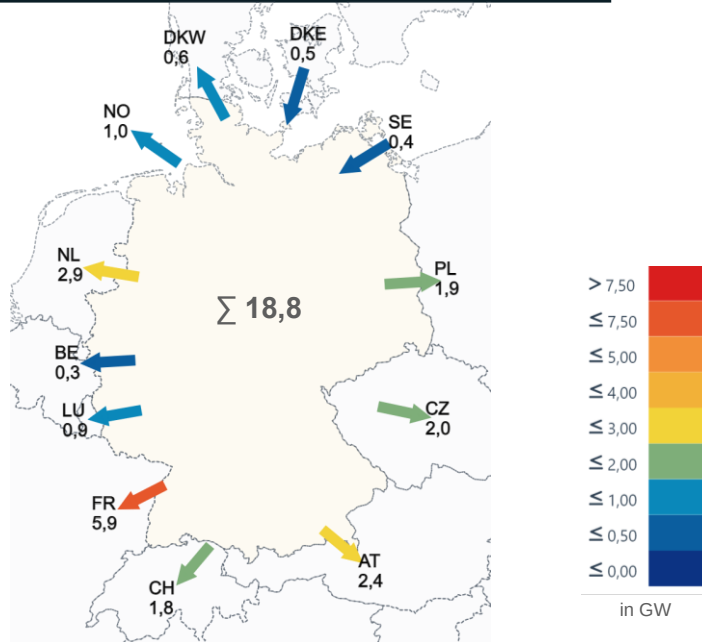
Maximaler Einsatz von ausländischen RD-Potenzialen

- Basis & Sensi
- NNF 303

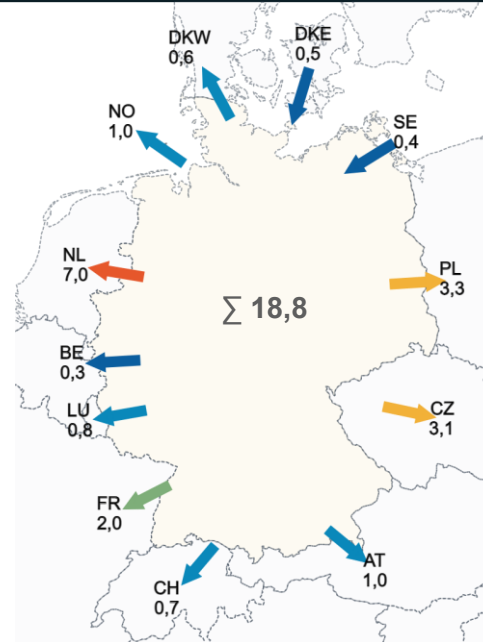
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen

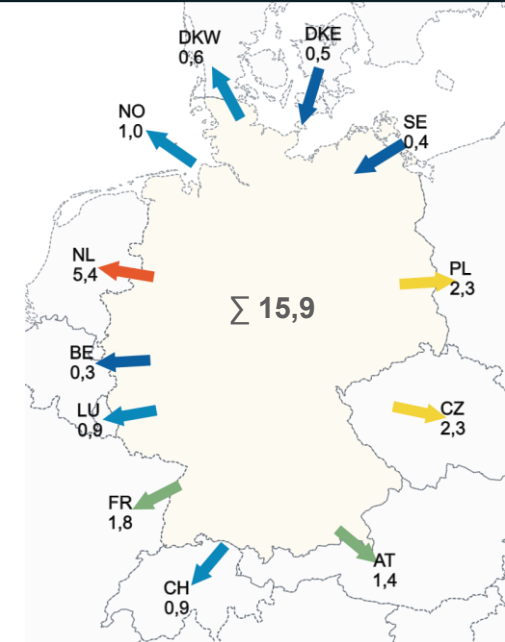
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



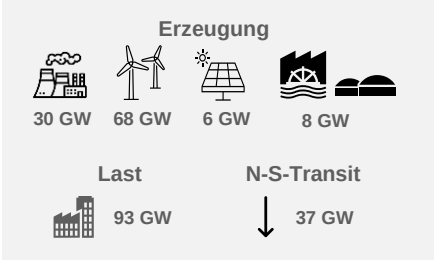
Leistungsfluss nach RD



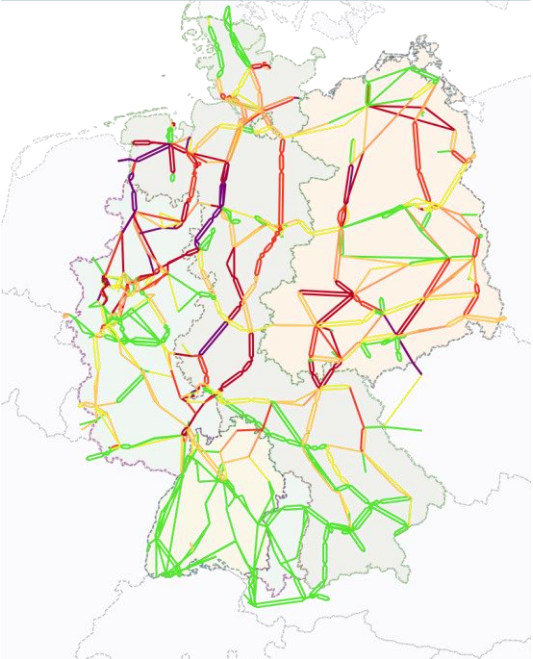
- Geringer Handelsexport in Richtung Skandinavien (0,7 GW)
- Hohe Handelsexporte an alle anderen Grenzen (NL, BE, LU, FR, CH, AT, CZ, PL) (18,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen
- Durch RD in AT (1 GW) und BE & FR (1,9 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 2,9 GW auf 15,9 GW

Auslastung und Redispatch

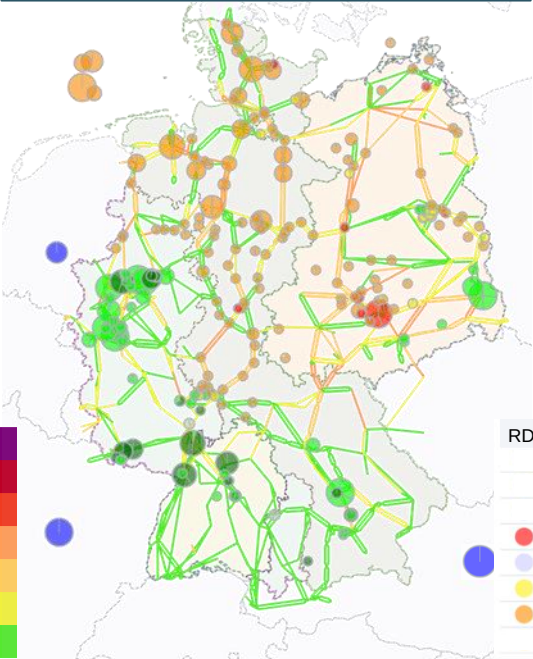
BA24 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



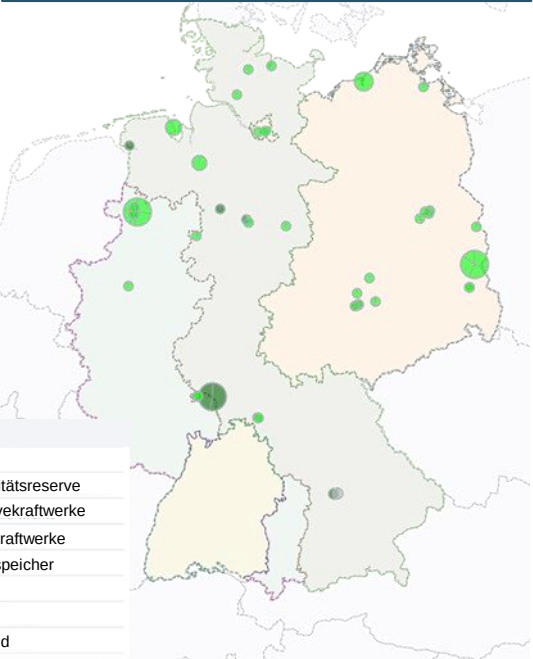
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,3
Neg. RD PV-Einspeisung	0,2
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,1
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	21,9
Pos. RD marktbasierter KW in DE	11,6
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,8
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,0
Pos. RD im Ausland	1,9
Summe positiver RD*	21,9

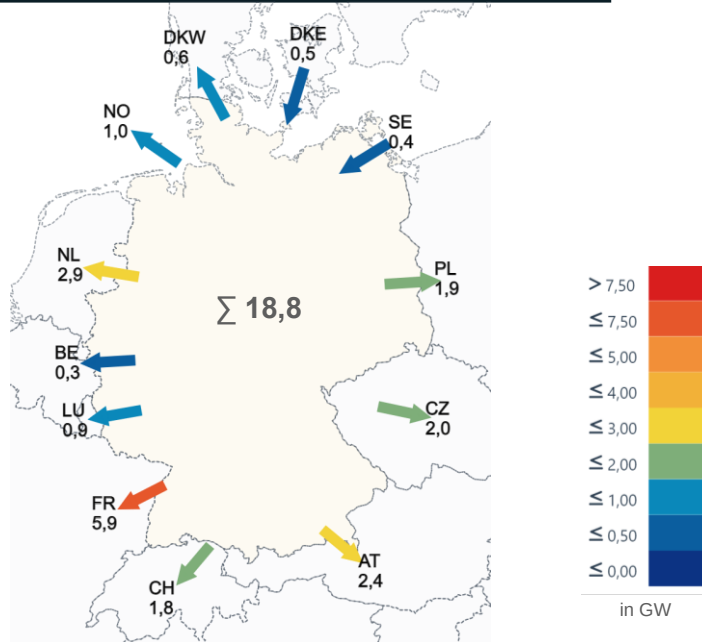
- Stunde 274 ist eine Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Aufgrund lokaler Engpässe kann die Netzreserve nicht vollständig eingesetzt werden
 - Nutzbares Redispatchpotential im Süden Deutschlands nicht ausreichend
 - In AT stehen nicht die vollen 1,5 GW an gesichertem RD-Potenzial zur Verfügung
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,8 GW

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

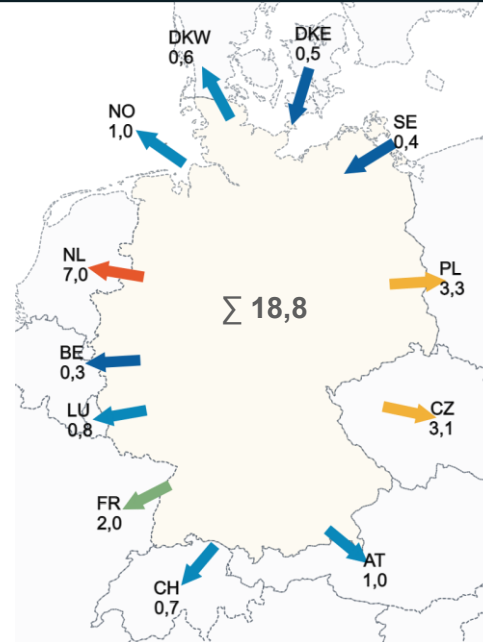
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+3) Sensi – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen

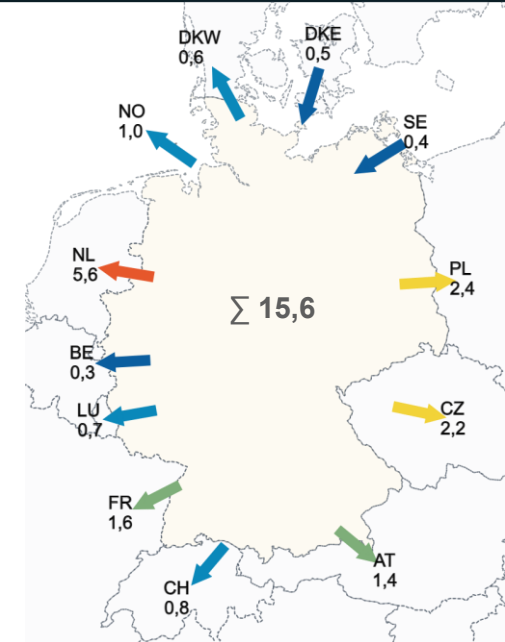
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



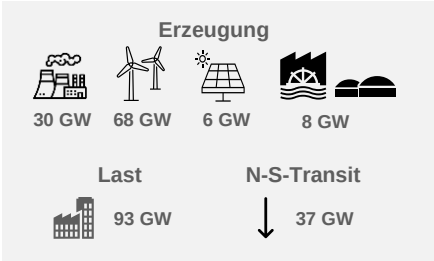
Leistungsfluss nach RD



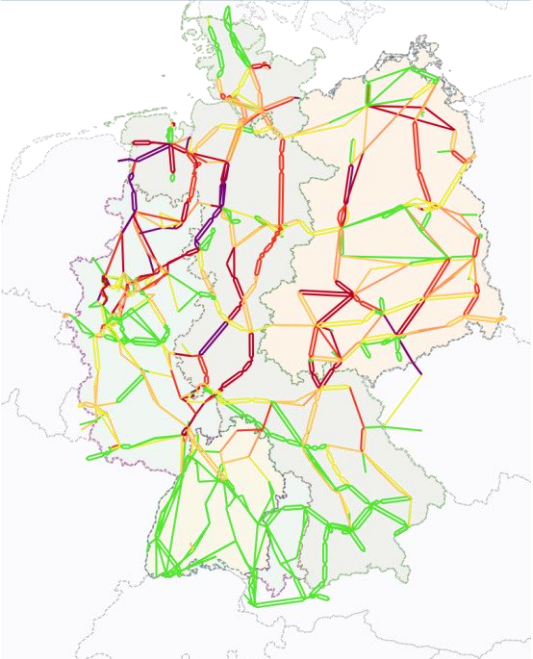
- Geringer Handelsexport in Richtung Skandinavien (0,7 GW)
- Hoher Handelsexporte an alle anderen Grenzen (NL, BE, LU, FR, CH, AT, CZ, PL) (18,1 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen
- Durch RD in AT (1 GW) und BE & FR (2,2 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 3,2 GW auf 15,6 GW

Auslastung und Redispatch

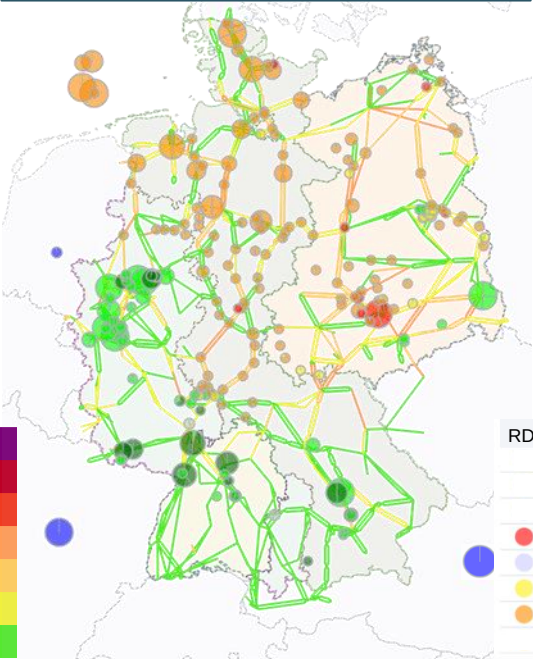
BA24 (t+3) Sensi – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 274 mit topologischen Maßnahmen



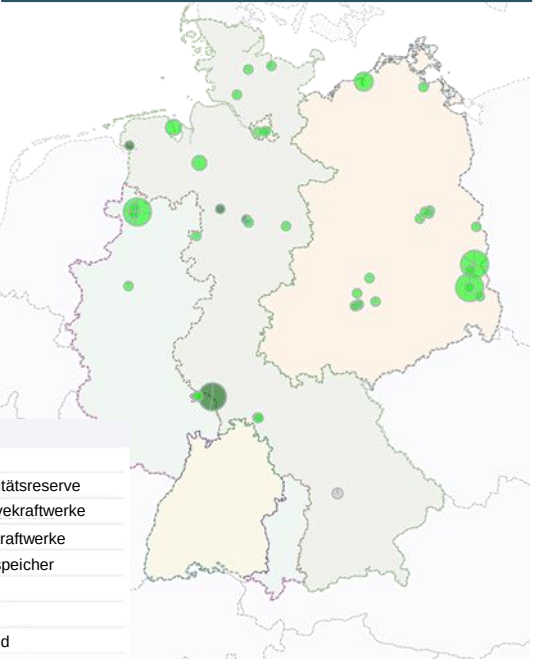
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	17,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,2
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,1
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	21,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	11,2
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,7
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,0
Pos. RD im Ausland	2,2
Summe positiver RD*	21,6

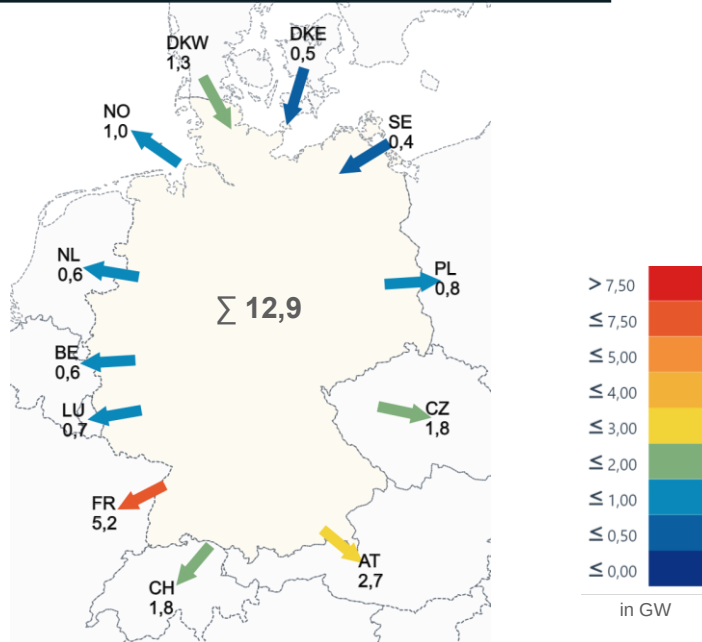
- Stunde 274 ist eine Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Aufgrund lokaler Engpässe im Frankfurter Raum können dort nicht alle Netzreservekraftwerk vollständig eingesetzt werden
 - Nutzbare Redispatchpotential im Süden Deutschlands nicht ausreichend
 - In AT stehen nicht die vollen 1,5 GW an gesichertem RD-Potenzial zur Verfügung
- Redispatchbedarf von 2,2 GW in FR und NL

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

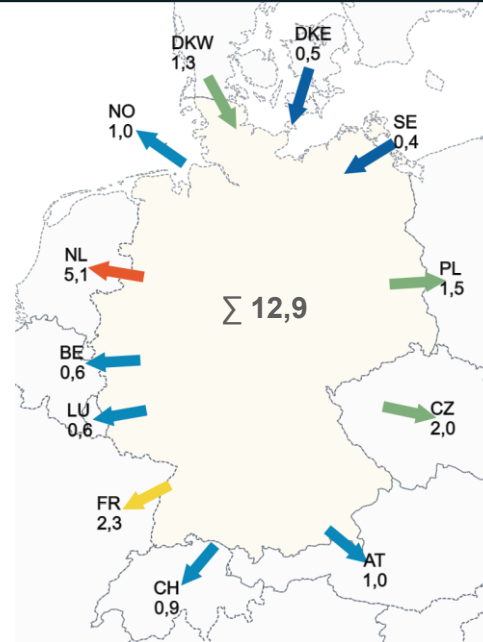
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 303 mit topologischen Maßnahmen

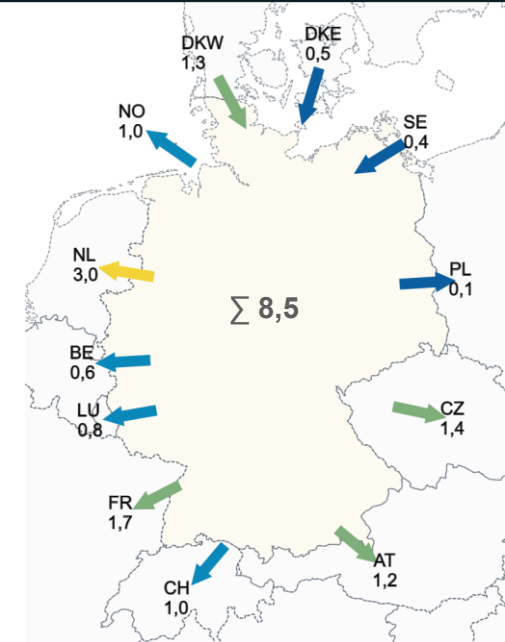
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



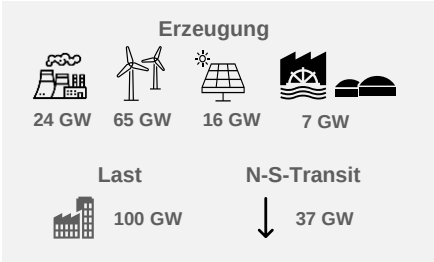
Leistungsfluss nach RD



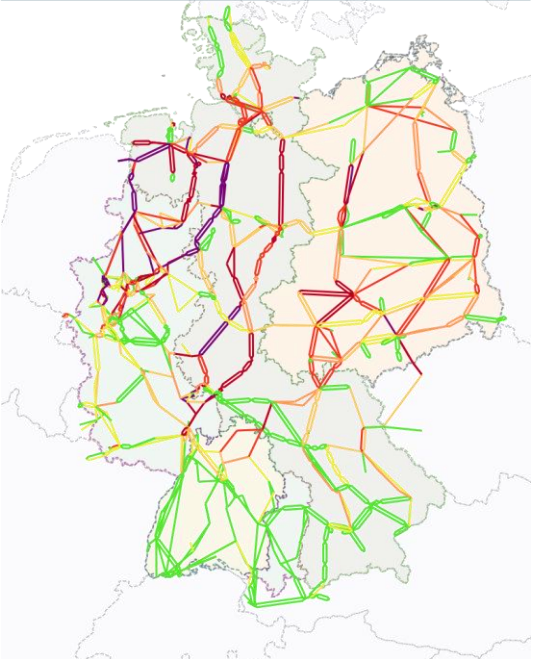
- Moderater Handelsimport aus Skandinavien (1,2 GW)
- Handelsexporte an alle anderen Grenzen, hoher Handelsexport insbesondere im Süden Richtung FR, CH, AT & CZ (11,5 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen
- Durch RD in AT (1 GW) und BE, FR & CH (3,3 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 4,3 GW auf 8,5 GW

Auslastung und Redispatch

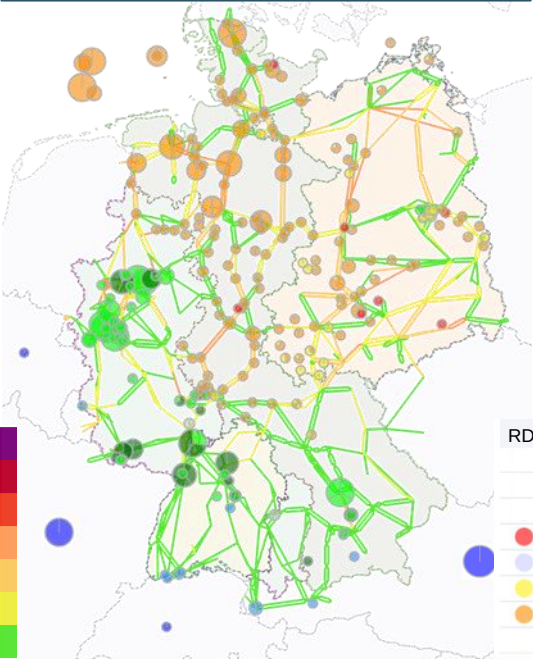
BA24 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 303 mit topologischen Maßnahmen



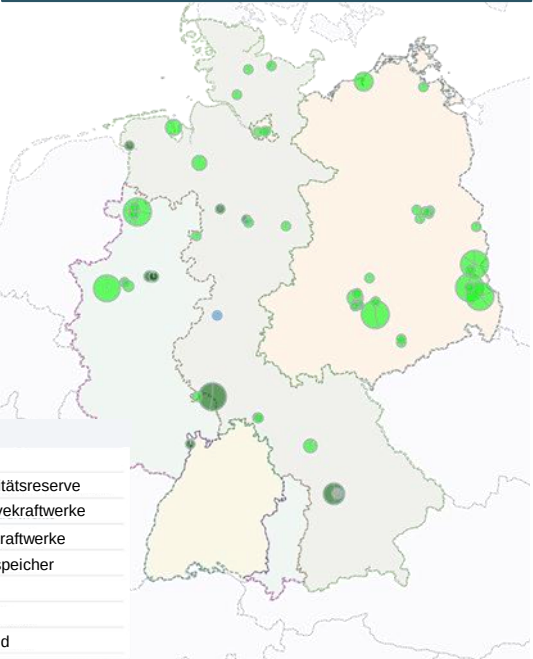
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,1
Neg. RD PV-Einspeisung	1,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,0
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,5
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,4
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,0
Pos. RD im Ausland	3,3
Summe positiver RD*	23,3

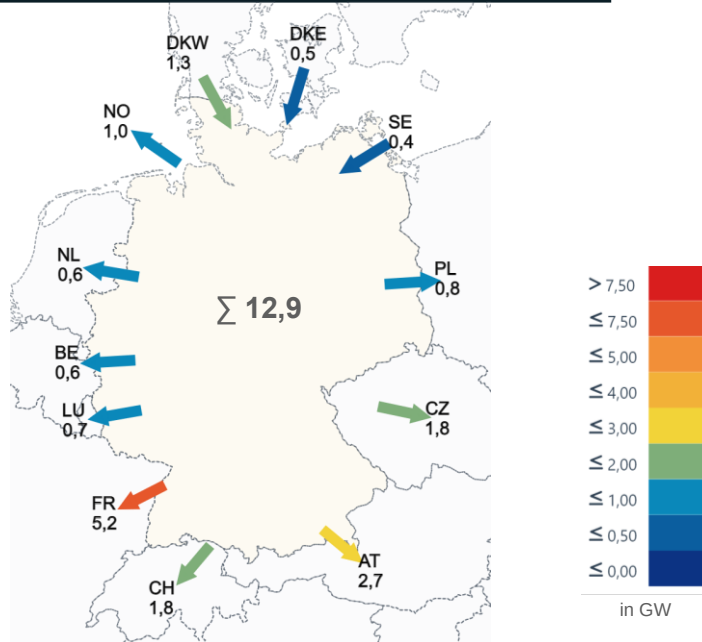
- Stunde 303 ist eine Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Aufgrund lokaler Engpässe kann nicht die Netzreserve vollständig eingesetzt werden
 - Nutzbare Redispatchpotential im Süden Deutschlands nicht ausreichend
 - In AT stehen nicht die vollen 1,5 GW an gesichertem RD-Potenzial zur Verfügung
- Redispatchbedarf von 3,3 GW in BE, FR & CH

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

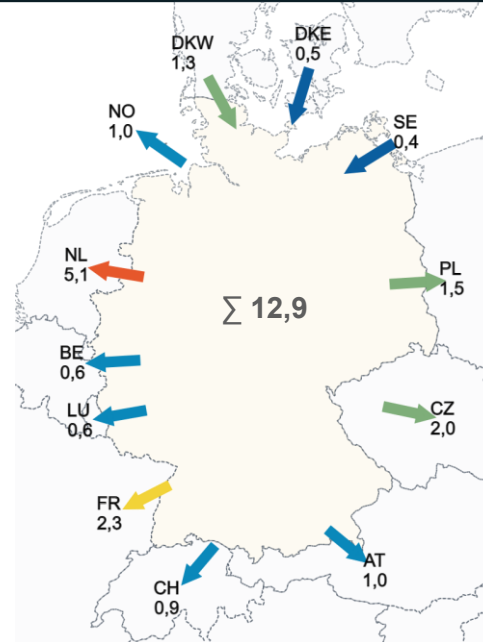
Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

BA24 (t+3) Sensi – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 303 mit topologischen Maßnahmen

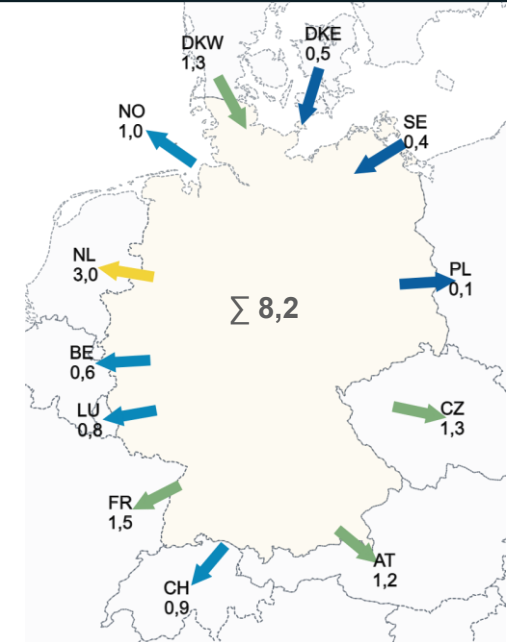
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



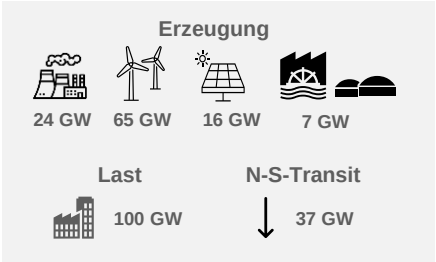
Leistungsfluss nach RD



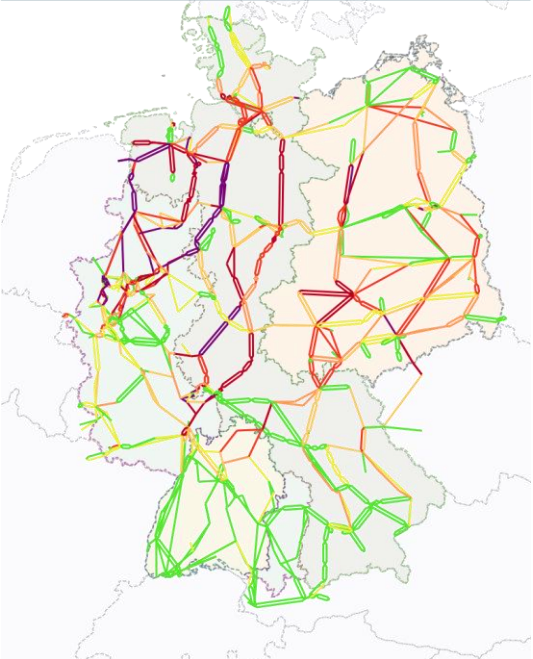
- Moderater Handelsimport aus Skandinavien (1,2 GW)
- Handelsexporte an alle anderen Grenzen, hoher Handelsexport insbesondere im Süden Richtung FR, CH, AT & CZ (11,5 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen
- Durch RD in AT (1 GW) und FR (3,7 GW) sinkt das Leistungsflusssaldo um rund 4,7 GW auf 8,2 GW

Auslastung und Redispatch

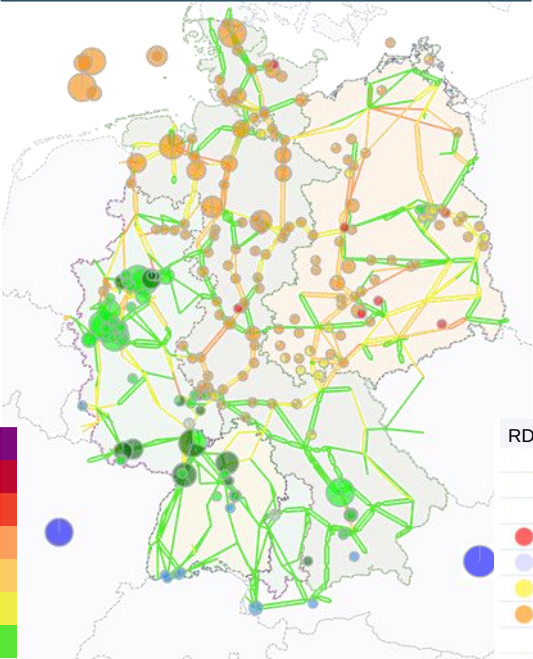
BA24 (t+3) Sensi – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 303 mit topologischen Maßnahmen



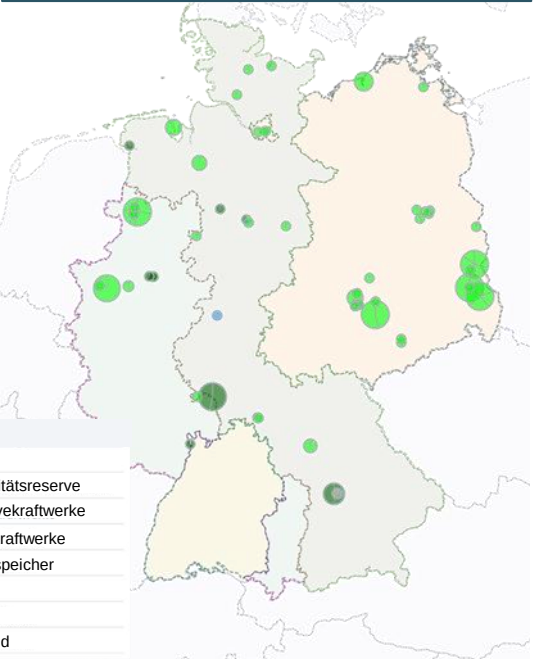
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



Hochfahrpotenzial nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,2
Neg. RD PV-Einspeisung	1,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,0
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,5
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,8
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,0
Pos. RD im Ausland	3,7
Summe positiver RD*	23,4

- Stunde 303 ist eine Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
 - Aufgrund lokaler Engpässe kann die Netzreserve nicht vollständig eingesetzt werden
 - Nutzbare Redispatchpotential im Süden Deutschlands nicht ausreichend
 - In AT stehen nicht die vollen 1,5 GW an gesichertem RD-Potenzial zur Verfügung
- benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 3,7 GW in FR

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

Topologische Maßnahmen BA24 (t+3)

BA23 (t+3) – Grenzsituation – topologischen Maßnahmen

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

- 220-kV-Daxlanden
- 220-kV-Utfort
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-Irsching

Zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM (Werk II)

Grenzsituationen BA24 (t+3)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA23 (t+1)		BA24 (t+1)		BA23 (t+1)		BA24 (t+1)		BA23 (t+3)		BA24 (t+3)		BA23 (t+3)		BA24 (t+3)	
Netzreserveverfügbarkeit	100%	Grenz- fälle t+1	Basis	Sensi	100%	Grenz- fälle t+1	Basis	Sensi	100%	77,8%	Basis	Sensi	100%	77,8%	Basis	Sensi
NNF	273		279	948	306		250	273	297		274		295		303	
Betrachtungsjahr	2023/24		2024/25		2023/24		2024/25		2025/26		2026/27		2025/26		2026/27	
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve				max. Ausland				max. Netzreserve				max. Ausland			
	GW															
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	14,3	13,9	13,5	4,3	14,2	15,0	5,2	11,7	15,9	15,8	18,3	17,4	16,7	16,1	18,8	18,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,2	1,2	4,5	2,9	2,9	2,6	2,6	0,2	2,8	2,9	2,3	2,9	2,9	3,4	3,1	3,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	1,3	1,4
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,0	3,7	3,2	2,6	3,7	3,6	2,6	4,6	4,6	4,7	1,1	1,1	2,4	2,4	0,0	0,0
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	0,0	0,0
Summe <u>negativer</u> RD ¹	19,5	18,7	21,5	10,9	20,7	21,3	10,5	16,5	23,4	23,3	21,9	21,6	22,0	22,0	23,3	23,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	11,9	12,0	12,6	3,0	12,1	12,8	2,3	8,4	10,2	10,7	11,6	11,2	10,3	10,5	12,5	12,5
Pos. RD Netzreserve in DE	4,4	3,3	6,2	5,6	3,6	3,0	5,2	3,9	7,3	5,9	5,8	5,5	5,0	4,2	5,4	4,8
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0	0,0	0,7	0,8	0,5	0,7	0,7	0,1	0,1	0,1	0,7	0,7	0,0	0,0	0,1	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,6	0,7	0,1	0,0	0,9	0,9	0,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,6	0,6	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	1,5	1,5	1,0	1,0	1,5	1,5	1,0	1,0
Pos. RD im Ausland	1,1	1,2	0,3	0,0	2,1	2,4	0,8	1,4	3,4	4,3	1,9	2,2	4,6	5,1	3,3	3,7
Summe <u>positiver</u> RD ¹	19,5	18,7	21,5	10,9	20,7	21,3	10,5	16,5	23,4	23,3	21,9	21,6	22,0	21,9	23,3	23,4

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

- Verglichen mit der BA24 (t+1) liegt der maximale Einsatz der Netzreserve (t+3) auf einem vergleichbaren Niveau
- Der RD-Bedarf im Ausland steigt in der BA24 (t+3) deutlich an
- Mögliche Gründe dafür sind der EE-Zubau und die Erhöhung der MinRAM

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 BA24 (t+3)

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	Basis				Sensi				Robustes Portfolio
				Einsätze JL initial Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF274 initial Basis [MW]	RD in NNF274 robust Basis [MW]	Einsätze JL robust Basis [Anzahl NNF]	Einsätze JL initial Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF274 initial Sensi [MW]	RD in NNF274 robust Sensi [MW]	Einsätze JL robust Sensi [Anzahl NNF]	
Altbach HKW 1	4040	433	337	143	337	337	166	154	337	Nicht notwendig	182	X
Bergkamen A	7027	717	558	59	558	558	88	84	558		138	X
Bexbach A	7040	726	565	2901	565	565	2910	2911	565		2942	X
Darmstadt GTKW	7921	94,6	74	1848	74	74	1832	1887	74		2031	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	266	266	266	266	291	271	266		319	X
GKM 7 + 7M	4026	425	331	1002	331	331	1046	1029	331		1321	X
GKM 8_G19 + G18 + GN	4035	435	338	1451	338	338	1485	1509	338		1764	X
Ingolstadt 3	2028	375	292	29	292	292	74	54	292		56	X
Ingolstadt 4	2029	386	300	16	300	0	2	26	300		34	X
KMW 2	7814a	255,5	199	1093	199	199	1116	1108	199		1342	X
Marbach GT3	4051	85	66	174	66	66	203	184	66		219	X
RDK 7	4014	517	402	573	402	402	602	534	402		617	X
Scholven B	7498	345	268	113	268	268	146	141	268		230	X
Scholven C	7494	345	268	497	268	268	535					X
Staudinger 4	2041	580	451	780	0	0	14	796	0		17	X
Staudinger 5	2042	510	397	638	0	0	4	668	0		11	X
UPM Schongau	7997	64	50	120	47	47	135	128	47		152	X
Voelklingen HKV	7161	211	164	2356	164	164	2370					X
Voelklingen MKV	7162	179	139	2082	139	139	2110					X
Weier C	7614	655,6	510	2177	510	510	2190	2335	510		2376	X
Zolling Block 5	2044	472	367	179	367	367	183	180	367		193	X
potRes_Heilbronn 7	4009	778	605	136	605	605	170	141	605		195	X
potRes_enercity GKH 1	2056	136	106	392	0	0	0*	432	0		0*	
KapRes_Emden	2107a	50	50	82	0	0	0	82	0		1	X
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	55	175	55	55	220	263	55		334	X
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	300	300	218	300	300	253	321	300		386	X
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	55	162	55	55	205	184	55		310	X
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	300	187	300	300	220	291	300		351	X
KapRes_Landesbergen Gas 2	2037	56	56	753	0	0	7	761	0		11	X

Netzreserve eingesetzt				6097 MW	5797 MW			5525 MW			
Netzreserve installiert	9067 MW	7054 MW		7841 MW	7455 MW			7106 MW			8931 MW

* Durch NNF spezifische topologische Maßnahmen kann auf das Kraftwerk enercity GKH 1 verzichtet werden

Netzreserve-Portfolio:

- Basis
 - Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke
 - In der robusten GS wird Ingolstadt 4 höher bestraft
 - Ingolstadt 4, Staudinger 4 & 5, enercity GKH1 sowie die Kapazitätsreserve-Kraftwerke Emden und Landesberge Gas 2 werden in der robusten GS nicht genutzt
 - Im robusten JL werden jedoch alle Kraftwerke außer enercity GKH 1 und das Kapazitätsreservekraftwerk Emden mindestens einmal eingesetzt
 - Sensi
 - Scholven C und Völklingen HKV & MKV sind nicht verfügbar
 - Alle verfügbaren Netzreservekraftwerke werden mehr als 20-mal im initialen Jahreslauf eingesetzt. Daher wird keine robuste Grenzsituation berechnet.
 - Staudinger 4 & 5, enercity GKH1 sowie die Kapazitätsreserve-Kraftwerke Emden und Landesberge Gas 2 werden in der initialen GS nicht genutzt
 - Im robusten JL werden weiterhin alle Kraftwerke mit Ausnahme von enercity GKH1 mindestens einmal eingesetzt
- Für t+3 sind alle Netzreserve- & Kapazitätsreservekraftwerke mit Ausnahme von enercity GKH 1 im robusten Portfolio

Einsatz Netzreserve in allen t+3 Grenzsituationen

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	Basis			Sensi	
				RD in NNF303 initial Basis [MW]	RD in NNF274 initial Basis [MW]	RD in NNF274 robust Basis [MW]	RD in NNF303 initial Sensi [MW]	RD in NNF274 initial Sensi [MW]
Altbach HKW 1	4040	433	337	337	337	337	337	337
Bergkamen A	7027	717	558	558	558	558	558	558
Bexbach A	7040	726	565	565	565	565	565	565
Darmstadt GTKW	7921	94,6	74	74	74	74	74	74
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	266	266	266	266	266	266
GKM 7 + 7M	4026	425	331	267	331	331	200	331
GKM 8_ G19 + G18 + GN	4035	435	338	338	338	338	338	338
Ingolstadt 3	2028	375	292	0	292	292	0	292
Ingolstadt 4	2029	386	300	0	300	0	0	300
KMW 2	7814a	255,5	199	199	199	199	199	199
Marbach GT3	4051	85	66	66	66	66	66	66
RDK 7	4014	517	402	402	402	402	402	402
Scholven B	7498	345	268	268	268	268	268	268
Scholven C	7494	345	268	268	268	268		
Staudinger 4	2041	580	451	0	0	0	0	0
Staudinger 5	2042	510	397	0	0	0	0	0
UPM Schongau	7997	64	50	47	47	47	47	47
Voelklingen HKV	7161	211	164	164	164	164		
Voelklingen MKV	7162	179	139	139	139	139		
Weiher C	7614	655,6	510	510	510	510	510	510
Zolling Block 5	2044	472	367	367	367	367	367	367
potRes_Heilbronn 7	4009	778	605	605	605	605	605	605
potRes_enercity GKH 1	2056	136	106	0	0	0	0	0
KapRes_Emden	2107a	50	50	0	0	0	0	0
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	55	0	55	55	0	55
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	300	300	0	300	300	269	300
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	55	55	55	55	55	55
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	300	0	300	300	100	300
KapRes_Landesbergen Gas 2	2037	56	56	0	0	0	0	0

Netzreserve eingesetzt			5440 MW	6097 MW	5797 MW	5226 MW	5525 MW
Netzreserve installiert	9067 MW	7054 MW	7080 MW	7841 MW	7455 MW	6345 MW	7106 MW

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

Allgemeine Hinweise zur qualitativen Spannungsanalyse

- Die qualitative Bewertung basiert auf betrieblichen Erfahrungen, kontinuierlichen Spannungsbewertungen und den für den Zeithorizont erwarteten Systemänderungen.
- Bewertet werden alle Netzreservekraftwerke sowie potenzielle Netzreservekraftwerke mit einem Anschluss an das Übertragungsnetz
- Die Risikobewertung stellt die derzeitige Einschätzung dar, inwiefern mit Problemen bzgl. der Spannungshaltung/-Stabilität zu rechnen ist, wenn das jeweilige Kraftwerk nicht mehr zur Verfügung steht.
 - **Gering**: Für eine ausreichende Spannungshaltung in der Region ist das Kraftwerk nach heutigem Kenntnisstand nicht zwingend erforderlich. Dennoch kann das Kraftwerk in einzelnen NNF und insbesondere bei unvorhersehbaren kritischen Situationen einen wichtigen Beitrag zur Spannungshaltung leisten.
 - **Mittel**: Kraftwerk ist bei etwaigen Nicht-Verfügbarkeiten von anderen Betriebsmitteln unerlässlich für eine ausreichende Spannungshaltung in der Region.
 - **Hoch**: Kraftwerk ist unerlässlich für eine ausreichende Spannungshaltung in der Region.
- Die Ergebnisse der qualitativen Spannungsanalyse gelten vorbehaltlich der im Anschluss an die Bedarfsanalyse durchgeführten quantitativen Spannungsanalyse.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

9. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalyse

Qualitative Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

Qualitative Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

Qualitative Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

50Hertz

Nordraum

- Defizit an spannungssenkender Kompensation
- Leicht steigendes spannungshebendes Blindleistungsdefizit
- Defizit an regelbarer Kompensation

Südraum

- Durch Zubau von Kompensationsanlagen wird das spannungssenkende Kompensationsdefizit weiter reduziert
- Geringes spannungshebendes Blindleistungsdefizit
- Defizit an regelbarer Kompensation

TransnetBW

- Die Spannungshaltung in der TransnetBW Regelzone war im vergangenen Jahr durch die langfristige Nichtverfügbarkeit des Pumpspeicherkraftwerks Wehr sowie der verzögerten Inbetriebnahme einer Kompensationsdrosselspule in Neckarwestheim geprägt. Durch weiteren Zubau von Photovoltaik ist mit häufigeren Schwachlastperioden und somit einem höheren Bedarf an spannungssenkender Blindleistung zu rechnen. Mit der geplanten Inbetriebnahme des Ultranet-Konverters im STATCOM-Betrieb kann im Nord-Westen der Regelzone temporär von einer leichten Entspannung der Situation ausgegangen werden.
- Defizit an spannungssenkender Blindleistung.
- Geringes Defizit an spannungshebender Kompensation.
- Defizit an regelbarer Blindleistungskompensation.

Amprion

Emsland: Hier können insbesondere durch Maßnahmen zur Höherauslastung kritische Spannungen in Zeiten hoher Leistungstransite auftreten.

Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: Jeweils eine STATCOM und ein MSCDN im Gersteinwerk und in Kusenhorst in Betrieb, zusammen mit dem Phasenschieberbetrieb von Westfalen E verbessern diese die Spannungshaltung in der Region.

Saarland: Verbleibende Reservekraftwerke sind weiterhin zur Spannungshaltung erforderlich.

Rheinland-Pfalz/Hessen: Durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Drosseln wird eine Verbesserung bzgl. Überspannungen in der Region erwartet. Voraussichtlich sind die Maßnahmen nicht ausreichend. Es wird daher weiterhin mit Überspannungen zu rechnen sein.

Bayerisch-Schwaben: In diesen Gebieten ist weiterhin mit Überspannungen zu rechnen.

TenneT

- In weiten Teilen der Regelzone besteht ein Defizit an spannungssenkender, -hebender und regelbarer Kompensation. Eine Ausnahme bilden Teile der Küstenregion mit ausreichenden Kompensationspotenzialen aus den Onshore-Konvertern der Offshore-HGÜ

Qualitative Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Leistung [MW]	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)	Kommentar
Altbach HKW 1	TransnetBW	4040	433	Mittel	Altbach HKW 1 & HKW 2 und Heilbronn 7 müssen zusammen betrachtet werden. Im mittleren Neckarraum stehen seit der Außerbetriebnahme von GKN2 nur diese drei Blöcke zur Kompensation zur Verfügung. Bis der Suedlink-Konverter im STATCOM-Betrieb ans Netz geht müssen zwei der drei Blöcke verfügbar bleiben.
Bergkamen A	Amprion	7027	717	Gering	Jeweils eine STATCOM und ein MSCDN im Gersteinwerk und in Kusenhorst in Betrieb. KW Stummhafen, KW Datteln, RPSA Westfalen E in benachbarten Stationen.
Kraftwerk Bexbach	Amprion	7040	726	Mittel	
Daxlanden RDK 4 GT_DT	TransnetBW	40045	342	Gering	Die Inbetriebnahme des Ultranet-Konverters im STATCOM-Betrieb und weitere Verfügbarkeit von RDK7 und RDK8 liefert genug Blindleistungspotential.
GKM 7	TransnetBW	4026	213	Gering	Gesamtbetrachtung von GKM notwendig: - Block 6: Zu klein, um genug Maschinen für eine relevante Blindleistungseinspeisung bedampfen zu können --> Gering - Block 7: Block sehr unflexibel, daher andere Blöcke bevorzugt --> Gering - Block 8: Sollte als Redundanz von Block 9 (noch Markt) am Standort verbleiben --> Mittel
GKM 7M	TransnetBW	4028	212	Gering	
GKM 8-G19	TransnetBW	4035	197	Mittel	
GKM-GN	TransnetBW	4029	163	Mittel	

Qualitative Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Leistung [MW]	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)	Kommentar
Ingolstadt 3	TenneT	2028	375	Mittel	Spannungsbedingter Bedarf aufgrund Kabelprovisorien durch Umbaumaßnahmen für Netzausbau Ostbayern
Ingolstadt 4	TenneT	2029	386	Mittel	
RDK G7	TransnetBW	4014	517	Mittel	Bei einer längeren Nichtverfügbarkeit von RDK8 kann situationsabhängig ein spannungsbedingter Redispatch mit RDK7 notwendig werden.
Scholven B	Amprion	7498	345	Gering	
Scholven C	Amprion	7494	345	Mittel	
Staudinger 4	TenneT	2041	580	Hoch	Die Blöcke werden regelmäßig zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt. Künftig weiterhin Bedarf aufgrund statischer und dynamischer Spannungsprobleme in der Region.
Staudinger 5	TenneT	2042	510	Hoch	
Weier C	Amprion	7614	655,6	Mittel	

Zusammenfassung der Qualitativen Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)
Altbach HKW 1	TransnetBW	4040	Mittel
Bergkamen A	Amprion	7027	Gering
Kraftwerk Bexbach	Amprion	7040	Mittel
Daxlanden RDK 4 GT_DT	TransnetBW	40045	Gering
GKM 7	TransnetBW	4026	Gering
GKM 7M	TransnetBW	4028	Gering
GKM 8-G19	TransnetBW	4035	Mittel
GKM-GN	TransnetBW	4029	Mittel
Ingolstadt 3	TenneT	2028	Mittel
Ingolstadt 4	TenneT	2029	Mittel
RDK G7	TransnetBW	4014	Gering
Scholven B	Amprion	7498	Gering
Scholven C	Amprion	7494	Mittel
Staudinger 4	TenneT	2041	Hoch
Staudinger 5	TenneT	2042	Hoch
Weiher C	Amprion	7614	Mittel

Fazit:

Auf Basis der qualitativen Spannungsanalysen sind die Kraftwerksblöcke Staudinger 4 & 5 aufgrund von Risiken bezüglich der Spannungshaltung unerlässlich. Diese Ergebnisse gelten vorbehaltlich der noch ausstehenden quantitativen Spannungsanalysen.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

9. Qualitative Spannungs- und Blindleistungsanalyse

Qualitative Spannungsanalyse für 2024/25 (t+1)

Qualitative Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

Qualitative Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

50Hertz

Nordraum

- Defizit an spannungssenkender Kompensation
- Steigendes spannungshebendes Blindleistungsdefizit
- Defizit an regelbarer Kompensation

Südraum

- Durch Zubau von Kompensationsanlagen wird das spannungssenkende Kompensationsdefizit weiter reduziert
- Geringes spannungshebendes Blindleistungsdefizit
- Defizit an regelbarer Kompensation

TransnetBW

- Die Spannungshaltung in der Regelzone wird weiterhin eine Herausforderung darstellen, da sich bereits Verzögerungen bei der Inbetriebnahme neuer Kompensationsanlagen abzeichnen. Zwar kann die Spannung durch spannungsbedingten Redispatch mit den verbleibenden thermischen Kraftwerken innerhalb der festgelegten Grenzwerte gehalten werden, was aber zu unnötigen Kosten und Kohlenstoffdioxid-Emissionen führt.
- Defizit an spannungssenkender Blindleistung (u.a. aufgrund der Ladeleistung neuer 380kV-Stromkreise in häufiger werdenden Schwachlastperioden).
- Mittleres Defizit an spannungshebender und regelbarer Kompensation durch geplante Inbetriebnahme von Kompensationsanlagen (MSCDN, STATCOM, rPSA), aber gleichzeitig erwartete höhere Leitungsauslastungen und geringere Kraftwerkskapazitäten.

Amprion

Innerhalb der nächsten drei Jahren werden eine Vielzahl neuer Kompensationsanlagen in Betrieb genommen, die die Spannungssituation weiter verbessern werden.

Emsland: Die Inbetriebnahme der zwei RPSAs in Meppen verbessert mögliche kritische Spannungssituationen, die durch Höherauslastung und bei hohen Leistungstransiten auftreten können.

Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: Jeweils eine STATCOM und ein MSCDN im Gersteinwerk und in Kusenhorst in Betrieb, zusammen mit dem Phasenschieberbetrieb von Westfalen E verbessern diese die Spannungshaltung in der Region.

Rheinisches Braunkohlerevier: Stilllegungen der Braunkohlekraftwerke im rheinischen Revier und deren Auswirkungen auf die Spannungshaltung müssen weiter beobachtet werden und zu einem späteren Zeitpunkt bewertet werden.

Saarland: Verbleibende Reservekraftwerke tragen weiterhin zur Spannungshaltung bei.

Rheinland-Pfalz/Hessen: Durch die Inbetriebnahme von zwei neuen Drosseln wird zwar eine Verbesserung in der Region erwartet, es wird aber weiterhin mit Überspannungen zu rechnen sein.

Bayerisch-Schwaben: Durch die Inbetriebnahme der Drossel in Gundelfingen ist eine Verbesserung der Situation zu erwarten, dennoch weiterhin Überspannungen möglich.

TenneT

- Bis 2026 wird eine größere Anzahl an Kompensationseinheiten in Betrieb gehen. Das Defizit an spannungssenkender, -hebender und regelbarer Kompensation wird sich durch den Zubau reduzieren, kann jedoch regional weiter auftreten.

Qualitative Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Leistung [MW]	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)	Kommentar
Altbach HKW 1	TransnetBW	4040	433	Mittel	Altbach HKW 1 & HKW 2 und Heilbronn 7 müssen zusammen betrachtet werden. Im mittleren Neckarraum stehen seit der Außerbetriebnahme von GKN2 nur diese drei Blöcke zur Kompensation zur Verfügung. Bis der Suedlink-Konverter im STATCOM-Betrieb ans Netz geht müssen zwei der drei Blöcke verfügbar bleiben.
Bergkamen A	Amprion	7027	717	Gering	Jeweils eine STATCOM und ein MSCDN im Gersteinwerk und in Kusenhorst in Betrieb. KW Stummhafen, KW Datteln, RPSA Westfalen E in benachbarten Stationen.
Kraftwerk Bexbach	Amprion	7040	726	Mittel	
Daxlanden RDK 4 GT_DT	TransnetBW	40045	342	Gering	Die Inbetriebnahme des Ultranet-Konverters im STATCOM-Betrieb und weitere Verfügbarkeit von RDK7 und RDK8 liefert genug Blindleistungspotential.
GKM 7	TransnetBW	4026	213	Gering	Gesamtbetrachtung von GKM notwendig: - Block 6: Zu klein, um genug Maschinen für eine relevante Blindleistungseinspeisung bedampfen zu können --> Gering - Block 7: Block sehr unflexibel, daher andere Blöcke bevorzugt --> Gering - Block 8: Sollte als Redundanz von Block 9 (noch Markt) am Standort verbleiben --> Mittel
GKM 7M	TransnetBW	4028	212	Gering	
GKM 8-G19	TransnetBW	4035	197	Mittel	
GKM-GN	TransnetBW	4029	163	Mittel	
Ingolstadt 3	TenneT	2028	375	Mittel	Spannungsbedingter Bedarf aufgrund Kabelprovisorien durch Umbaumaßnahmen für Netzausbau Ostbayern
Ingolstadt 4	TenneT	2029	386	Mittel	

Qualitative Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Leistung [MW]	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)	Kommentar
RDK G7	TransnetBW	4014	517	Mittel	Bei einer längeren Nichtverfügbarkeit von RDK8 kann situationsabhängig ein spannungsbedingter Redispatch mit RDK7 notwendig werden.
Scholven B	Amprion	7498	345	Gering	
Scholven C	Amprion	7494	345	Mittel	
Staudinger 4	TenneT	2041	580	Hoch	Die Blöcke werden regelmäßig zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt. Künftig weiterhin Bedarf aufgrund statischer und dynamischer Spannungsprobleme in der Region.
Staudinger 5	TenneT	2042	510	Hoch	
Weiherr C	Amprion	7614	655,6	Mittel	
Zolling Block 5	TenneT	2044	472	Hoch	KW Zolling wird regelmäßig zum spannungsbedingten Redispatch eingesetzt.
Heilbronn 7	TransnetBW	4009	778	Mittel	Altbach HKW 1 & HKW 2 und Heilbronn 7 müssen zusammen betrachtet werden. Im mittleren Neckarraum stehen seit der Außerbetriebnahme von GKN2 nur diese drei Blöcke zur Kompensation zur Verfügung. Bis der Suedlink-Konverter im STATCOM-Betrieb ans Netz geht müssen zwei der drei Blöcke verfügbar bleiben.
Weisweiler F	Amprion	7620	321	Gering	Geringes Risiko für Spannungshaltung im Übertragungsnetz. Ggf. relevant für 110kV-Netz.

Zusammenfassung der Qualitativen Spannungsanalyse für 2026/27 (t+3)

Kraftwerk	ÜNB	ÜNB-ID	Risiko (Gering / Mittel / Hoch)
Altbach HKW 1	TransnetBW	4040	Mittel
Bergkamen A	Amprion	7027	Gering
Kraftwerk Bexbach	Amprion	7040	Mittel
Daxlanden RDK 4 GT_DT	TransnetBW	40045	Gering
GKM 7	TransnetBW	4026	Gering
GKM 7M	TransnetBW	4028	Gering
GKM 8-G19	TransnetBW	4035	Mittel
GKM-GN	TransnetBW	4029	Mittel
Ingolstadt 3	TenneT	2028	Mittel
Ingolstadt 4	TenneT	2029	Mittel
RDK G7	TransnetBW	4014	Gering
Scholven B	Amprion	7498	Gering
Scholven C	Amprion	7494	Mittel
Staudinger 4	TenneT	2041	Hoch
Staudinger 5	TenneT	2042	Hoch
Weiher C	Amprion	7614	Mittel
Zolling Block 5	TenneT	2044	Hoch
Heilbronn 7	TransnetBW	4009	Mittel
Weisweiler F	Amprion	7620	Gering

Fazit:

Auf Basis der qualitativen Spannungsanalysen sind die Kraftwerksblöcke Staudinger 4 & 5 und Zolling 5 aufgrund von Risiken bezüglich der Spannungshaltung unerlässlich. Diese Ergebnisse gelten vorbehaltlich der noch ausstehenden quantitativen Spannungsanalysen.

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**

Fazit

Ermittlung des Redispatch- und Netzreservebedarfs

- Im Jahreslauf ebenso wie in den Grenzsituationen zeigt sich für 2026/27 ein Anstieg des Redispatchbedarfs gegenüber 2024/25. Die wesentlichen Treiber hierfür sind wie folgt:
 - Höhere Nord-Süd-Transportaufgabe aufgrund des Ausbaus der Windenergie im Norden und des Anstiegs des Stromverbrauchs
 - Für 2025/26 höhere Handelsaustausche in Folge der minRAM-Erhöhung auf 70%
- Die bisherige und potentielle Netzreserve wird für 2024/25 vollständig und für 2026/27 mit Ausnahme von enercity GKH 1 vollständig benötigt.
 - Installierte Leistung des robusten Netzreserveportfolios 2024/25: 8,2 GW (Basis), 7,2 GW (Sensi)
 - Installierte Leistung des robusten Netzreserveportfolios 2026/27: 8,9 GW (Basis), 8,2 GW (Sensi)
- In beiden Zeithorizonten wurde ein Redispatchbedarf im Ausland identifiziert, für t+1 empfehlen die 4 ÜNB die auf Basis der Sensitivität ermittelten 1,4 GW über das Interessensbekundungsverfahren (IBV) im Ausland zu kontrahieren.

Schlussfolgerungen für die Systemrelevanzprüfungen gemäß KVBG

- Aus der 7. Ausschreibungsrunde wird das Kraftwerk Heilbronn 7 als systemrelevant identifiziert.

Schlussfolgerungen aus den qualitativen Spannungsanalysen

- Aus Gründen der Spannungshaltung sind die Kraftwerke Staudinger 4 & 5 für 2024/25 und 2026/27 sowie das Kraftwerk Zolling 5 für 2026/27 unerlässlich.
- Diese Ergebnisse gelten vorbehaltlich der noch ausstehenden quantitativen Untersuchung.

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