



Ergebnispräsentation Systemanalysen 2026 (t+1) (2026/27) und (t+3) (2028/2029)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. **Aufgaben und Zielsetzung**

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. Fazit

Anhang

Aufgaben und Zielsetzung

Mit der Systemanalyse 2026 erfüllen die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Verpflichtung nach §3 Absatz 2 der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV).

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

Die der Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2025 abgestimmt. Sie umfassen:

- Analyse der Zeithorizonte 01.04.2026 – 31.03.2027 (t+1) und 01.04.2028 – 31.03.2029 (t+3)
- Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
 - Erzeugungsportfolio (konventionell und erneuerbare Erzeugung)
 - Last- und Verbrauchsentwicklung
 - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
 - Brennstoffpreise
- Netzausbauzustand für den jeweiligen Betrachtungshorizont

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

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

Randbedingungen

Kohleausstieg:

- Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2026/2027 und 2028/2029 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. bis 7. Ausschreibungsrunde, sowie die Stilllegungen aus der Altersreihung werden explizit berücksichtigt.

Netzausbau:

- Der Netzausbauzustand wird gemäß den realistischen Annahmen der ÜNB implementiert. Der Stichtag ist jeweils mit dem 01.10.2026 bzw. 01.10.2028 berücksichtigt.

Strommarkt:

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

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. **Vorgehensweise und Methodik**

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

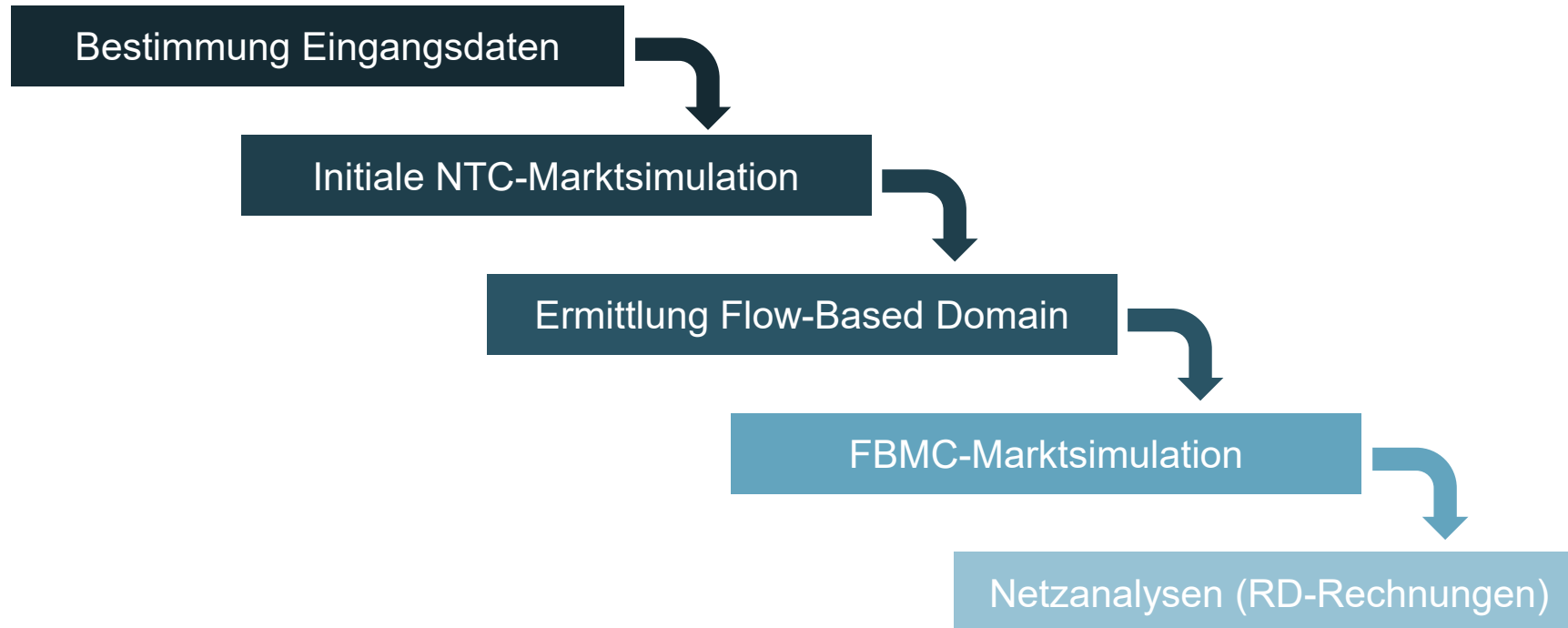
7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. Fazit

- Anhang*

Vorgehensweise und Methodik



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. **Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation**

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. Fazit

- Anhang*

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

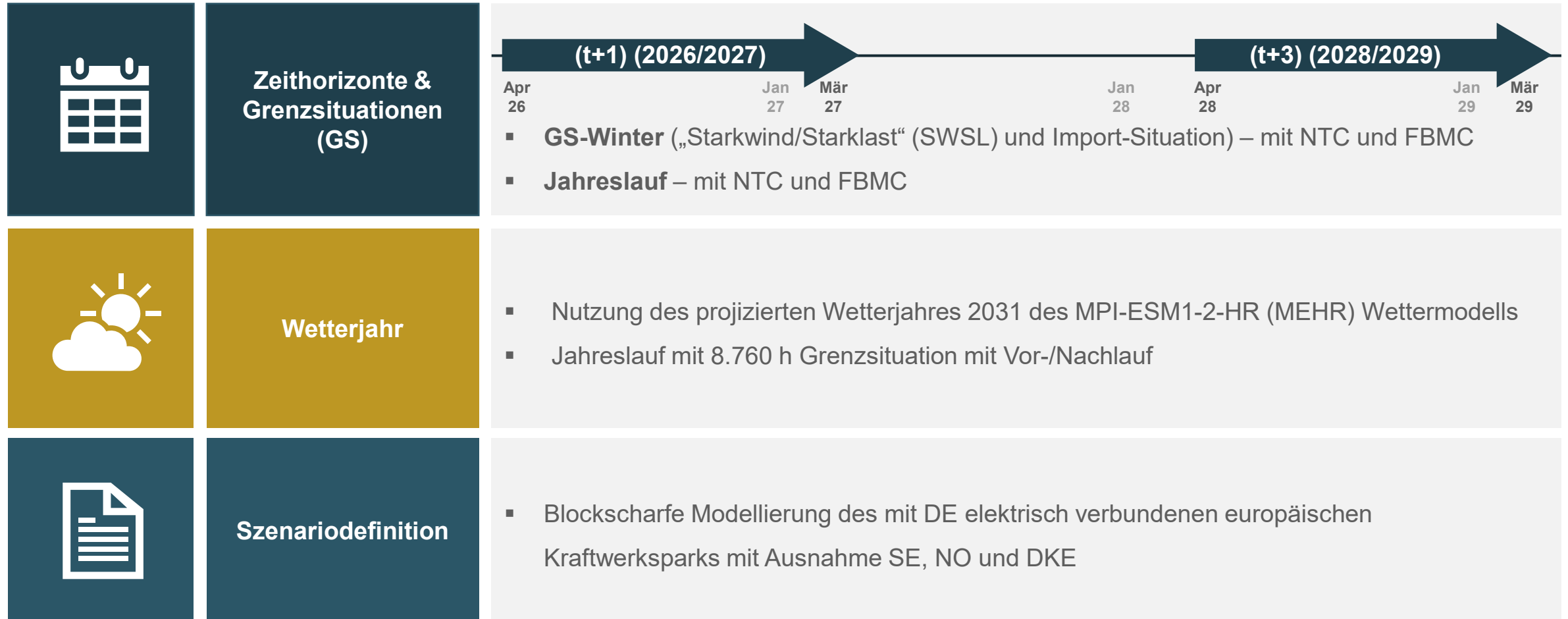
NTC

Europa

Kostenkomponenten

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Eckpunkte

Datengrundlage

- BNetzA Zu- und Rückbauliste vom August 2025
- 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 **Informationen zu Außerbetriebnahme** von Kraftwerken
 - Die Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerke erfolgt gemäß einem bundesweiten Stichtag. Liegt das Datum der Stilllegungsanzeige vor dem Stichtag, wird das Kraftwerk nicht im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt. Dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird.
 - Bei der Betrachtung des Jahres 20XX/20YY ist der Stichtag bzgl. Außerbetriebnahme der 01.01.20YY
- Berücksichtigung von **Informationen zu Inbetriebnahme** von Kraftwerken
 - Berücksichtigung des Kraftwerks im Portfolio der Marktkraftwerke, wenn Inbetriebnahme bis inklusive zum Stichtag erfolgt oder falls nicht genauer angegeben, das Inbetriebnahmejahr 20XX ist
 - Bei der Betrachtung des Jahres 20XX/20YY ist der Stichtag bzgl. Inbetriebnahme der 30.09.20XX
- 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 BA26 (t+1) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Pumpspeicher	Speicherwasser	Summe
Baden-Württemberg	0	2.280	1.059	295	196	0	129	1.898	40	5.897
Bayern	0	24	4.829	121	211	0	0	368	170	5.723
Berlin	0	653	1.372	34	36	0	0	0	0	2.095
Brandenburg	3.010	0	670	334	167	89	0	0	0	4.269
Bremen	0	0	564	86	104	160	0	0	0	915
Hamburg	0	189	352	0	27	0	4	0	0	572
Hessen	54	177	1.496	25	245	0	0	625	20	2.642
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	298	0	18	0	0	0	0	830
Niedersachsen	19	862	3.779	0	123	320	0	200	0	5.303
Nordrhein-Westfalen	5.891	2.654	8.469	277	464	1.342	140	300	28	19.564
Rheinland-Pfalz	0	0	1.802	1	79	0	98	0	0	1.980
Saarland	0	0	279	0	27	101	0	0	0	407
Sachsen	4.252	0	1.044	17	16	0	0	1.045	0	6.374
Sachsen-Anhalt	993	0	1.142	229	220	0	0	80	0	2.664
Schleswig-Holstein	0	0	442	222	44	0	0	119	0	827
Thüringen	0	0	499	0	12	0	0	1.509	0	2.021
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	1.968	1138	3.107
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.294	0	1.294
Nord	8.309	2.218	8.864	966	819	569	4	3.578	20	25.347
Süd	5.910	5.135	19.231	676	1.171	1.443	366	5.828	1376	41.137
Summe	14.219	7.353	28.094	1.642	1.990	2.012	371	9.406	1.396	66.483

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen (t+3)

Nettonennleistung BA26 (t+3) [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Kuppelgas	Sonstige	Pumpspeicher	Speicherwasser	Summe
Baden-Württemberg	0	1.957	2.286	295	196	0	129	1.954	40	6.857
Bayern	0	24	4.829	121	211	0	0	368	170	5.723
Berlin	0	653	1.372	34	36	0	0	0	0	2.095
Brandenburg	1.510	0	670	334	167	89	0	0	0	2.769
Bremen	0	0	564	86	104	160	0	0	0	915
Hamburg	0	189	352	0	27	0	4	0	0	572
Hessen	54	54	1.496	25	245	0	0	625	20	2.519
Mecklenburg-Vorpommern	0	514	298	0	18	0	0	0	0	830
Niedersachsen	19	862	3.779	0	123	320	0	200	0	5.303
Nordrhein-Westfalen	5.228	2.639	8.417	277	464	1.342	140	300	28	18.835
Rheinland-Pfalz	0	0	1.802	1	79	0	98	0	0	1.980
Saarland	0	0	279	0	27	101	0	0	0	407
Sachsen	4.252	0	1.044	17	16	0	0	1.045	0	6.374
Sachsen-Anhalt	993	0	1.142	229	220	0	0	80	0	2.664
Schleswig-Holstein	0	0	442	222	44	0	0	119	0	827
Thüringen	0	0	499	0	12	0	0	1.509	0	2.021
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	1.968	1138	3.107
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.294	0	1.294
Nord	6.809	2.218	8.864	966	819	569	4	3.578	20	23.847
Süd	5.247	4.674	20.406	676	1.171	1.443	366	5.884	1376	41.244
Summe	12.056	6.892	29.270	1.643	1.990	2.012	371	9.462	1.396	65.091

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Betriebsmodus: Der Betriebsmodus spielt insbesondere in der Marktsimulation eine tragende Rolle. Es wird vor allem zwischen KWK- und nicht-KWK-fähigen Anlagen unterschieden. Während nicht-KWK-fähige Anlagen primär durch den Strompreis gesteuert werden, kommt bei KWK-fähigen Anlagen über die Wärmebereitstellung ein weiterer Freiheitsgrad hinzu. Der Einsatz wird innerhalb der Marktsimulation über die endogene Wärmemodellierung bestimmt.

- **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 Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen können.
- **Zwangseinsatz mit KWK-Option:** Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus Wärme bereitstellen können, sofern dies in dem jeweiligen Wärmenetze ökonomisch sinnvoll ist.
- **Wärmegeführt (KWK):** Kraftwerke, deren Einsatz sich rein an der Wärmenachfrage von Wärmenetze orientiert. Es handelt sich hierbei vornehmlich um dezentrale, kleine KWK-Anlagen (Gegendruckanlagen). Die Nachfragezeitreihen der Wärmenetze werden auf Grundlage der Temperaturzeitreihen des betrachteten Wetterjahres erstellt.
- **Nicht-Wärmegeführt (KWK):** Erzeugungseinheiten, die marktbasierend eingesetzt werden, und darüber hinaus Wärme auskoppeln, falls dies ökonomisch sinnvoll ist.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Jahreslauf

- **Kraftwerksnichtverfügbarkeiten:**

Datengrundlage:

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

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

Modellierung:

- Ermittlung blockscharfer Verfügbarkeitszeitreihen mittels stochastischer Ausfallziehungen

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

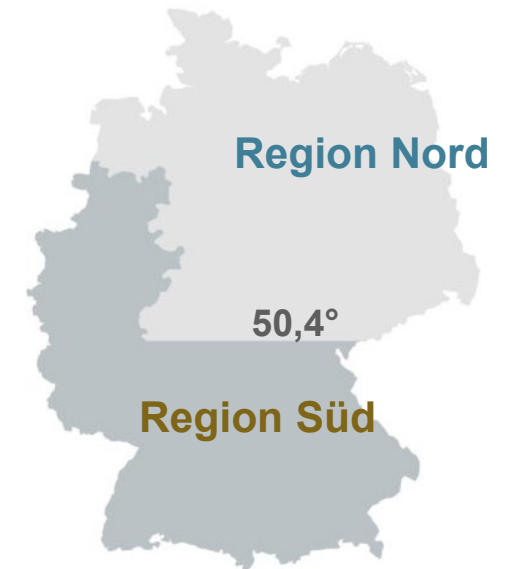
Datengrundlage:

- Datengrundlage: ETP-Auswertungen

Analyse:

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

		BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
		GS SWSL/Import	GS SWSL/Import
Nord (5%/95%-Quantil)	Installierte Leistung	26,1 GW	24,1 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,4 GW / 4,3 GW	1,3 GW / 4 GW
Süd (95%-Quantil)	Installierte Leistung	41,7 GW	41,9 GW
	Nichtverfügbare Leistung	6,8 GW	6,8 GW



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Annahmen zu den dezentrale KWK < 10 MW

Installierte Leistung in Deutschland

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

Anlagenkategorie	Mittlerer historischer Zubau/Jahr 2016-2024 ¹ [MW]
KWK-Anlagen < 10 MW	~ 220
Sonst. nicht-Erneuerbare <10 MW	~ 20
Summe	~ 240

Installiert [GW]	Datenbasis ¹ (31.12.2024)	2025	(t+1)	(t+3)
KWK<10MW	5,1	5,3	5,5	5,9

Annahmen für BA26:

- Der mittlere Zubau von KWK-Anlagen < 10 MW betrug in den letzten Jahren 220 MW pro Jahr, allerdings umfasst das Ausschreibungsvolumen nach § 8c KWKG 2023 lediglich **200 MW** pro Jahr, weswegen dieser Wert angesetzt wird
 - Neben KWK-Anlagen gab es auch einen Zubau von sonstigen nicht-Erneuerbaren-Anlagen < 10 MW von **20 MW** pro Jahr (nicht KWK-fähig)
- Nach Addition ergibt sich ein **jährlicher Nettozubau an Neuanlagen von 220 MW bis 2028**

Zweistufige Regionalisierung:

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

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

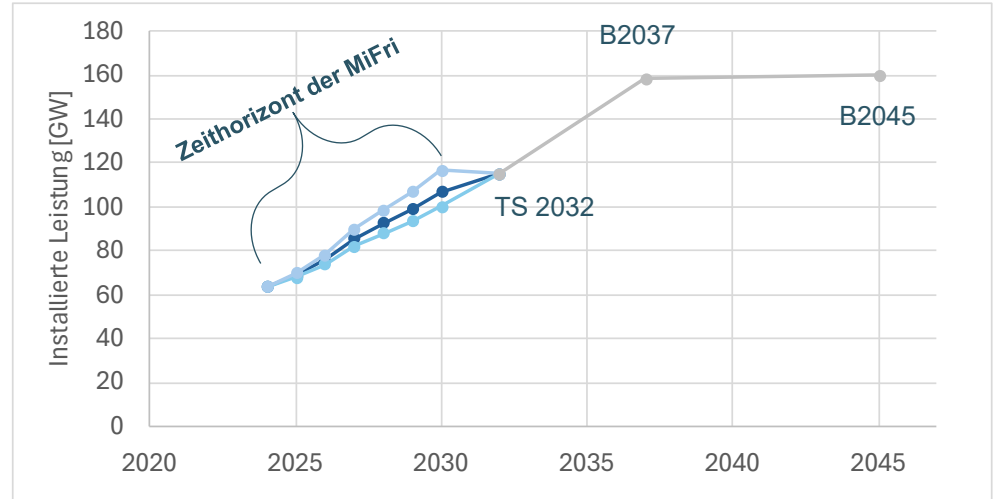
Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Bundesland-Mantelzahlen

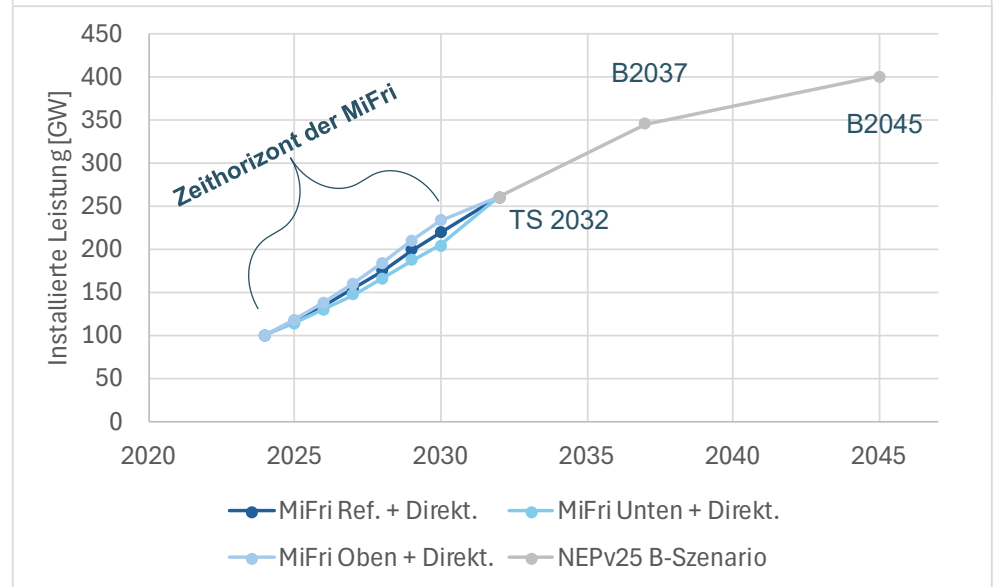
- PV und Wind Onshore: Ausgehend vom Bestand 2024 (Auswertung der MiFri) wird die Zubauproggnose der Bundesländer aus der MiFri fortgeschrieben. Die Zubaurate wird ggf. angehoben, um ÜNB-Direktanschlüsse zu integrieren. Dies ist für Wind Onshore in 2029 und 2030 und für PV in 2028 und 2029 der Fall.
- Biomasse: Auswertung der MiFri (Referenzszenario)
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB
- Die Diagramme zeigen Annahmen der BA26 im erweiterten Zeithorizont des NEP 2025, inklusive dem Trendszenario 2032

[GW]	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
Wind Onshore	76,2	92,8
Wind Offshore	11,8	15,5
PV	134,3	175,1
Biomasse	8,8	10,2
Laufwasser	3,6	3,6
Summe	234,7	297,2

Wind Onshore



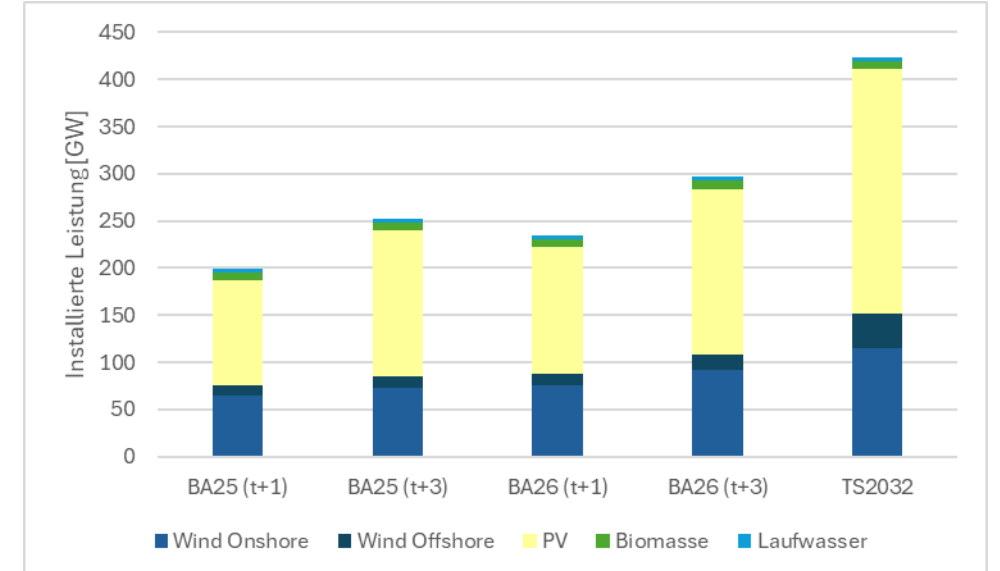
Photovoltaik



Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Vergleich mit BA25 & NEP25 TS 2032

[GW]	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)	TS2032
Wind Onshore	65,2	72,6	76,2	92,8	114,9
Wind Offshore	10,8	12,7	11,8	15,5	36,9
PV	110,8	154,4	134,3	175,1	260,0
Biomasse	9	9	8,8	10,2	8
Laufwasser	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7
Summe	199,4	252,3	234,7	297,2	423,5



- Moderater Zuwachs der installierten EE-Kapazität
- Photovoltaik erhöht sich um 23,5 GW & Wind Onshore um 11,0 GW in BA26 (t+1) gegenüber BA25 (t+1)
- Für den Zeitrahmen BA26 t+3 wird bei Wind Onshore der Trend beschleunigter Genehmigungsverfahren und gesteigener bezuschlagter Leistungen berücksichtigt

Erneuerbare Energien (EE) in Deutschland

Installiert [GW]		Wind Onshore		Wind Offshore		PV-Freiflächen		PV-Dachflächen		Biomasse	
Bundesland		(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)	(t+1)	(t+3)
Baden-Württemberg	BW	2,4	3,3	0,0	0,0	2,2	3,2	13,9	17,4	0,9	1,0
Bayern	BY	3,0	3,9	0,0	0,0	15,9	21,2	23,1	29,1	1,8	2,1
Saarland	SL	0,6	0,7	0,0	0,0	0,7	1,0	1,0	1,4	0,0	0,0
Rheinland-Pfalz	RP	4,7	5,8	0,0	0,0	2,1	2,9	4,6	6,0	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	NW	11,4	15,7	0,0	0,0	1,6	2,2	13,6	17,2	1,1	1,3
Hessen	HE	3,1	4,6	0,0	0,0	1,3	1,9	5,4	7,0	0,3	0,3
Thüringen	TH	2,2	2,8	0,0	0,0	1,6	2,2	2,0	2,5	0,3	0,3
Niedersachsen	NI	15,0	17,2	7,6	9,4	2,0	2,8	10,4	13,4	1,8	2,1
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,1
Bremen	HB	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	10,7	12,1	2,1	3,1	2,3	3,0	2,9	3,7	0,6	0,7
Mecklenburg-Vorpommern	MV	5,1	6,5	2,1	3,0	3,6	5,4	1,9	2,4	0,4	0,5
Brandenburg	BB	9,9	11,2	0,0	0,0	6,5	9,1	2,8	3,4	0,5	0,6
Berlin	BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,6	1,9	0,0	0,0	3,4	4,6	2,4	3,0	0,3	0,4
Sachsen-Anhalt	ST	6,1	6,7	0,0	0,0	3,6	4,8	2,6	3,3	0,5	0,6
Deutschland		76,2	92,8	11,8	15,5	46,9	64,5	87,4	110,6	8,8	10,2

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Erneuerbare Energien – Offshore Windparks DE

Nordsee und Ostsee (Installierte Leistung in MW)

ID	Netzverknüpfungspunkt	Projektname	Bundesland	IBN	ÜNB	BA26 (t+1) (31.12.2026)	BA26 (t+3) (31.12.2028)
NOR-2-1	Hagermarsch	alpha ventus	NI	2009	TenneT	60	60
NOR-6-1	Diele	BorWin1	NI	2010	TenneT	400	400
OST-3-1	Bentwisch	Baltic 1	MV	2011	50Hertz	49	49
NOR-0-1	Emden/Borßum	Riffgat	NI	2014	TenneT	113	113
NOR-5-1	Büttel	SylWin1	SH	2014	TenneT	864	864
NOR-2-2	Dörpen/West	DoIWin1	NI	2015	TenneT	712	712
NOR-4-1	Büttel	HelWin1	SH	2015	TenneT	576	576
NOR-4-2	Büttel	HelWin2	SH	2015	TenneT	645	645
NOR-6-2	Diele	BorWin2	NI	2015	TenneT	800	800
OST-3-2	Bentwisch	Baltic 2	MV	2015	50Hertz	288	288
NOR-3-1	Dörpen/West	DoIWin2	NI	2016	TenneT	916	916
NOR-0-2	Inhausen	Nordergründe	NI	2017	TenneT	111	111
NOR-2-3	Dörpen/West	DoIWin3	NI	2018	TenneT	846	846
OST-1-1	Lubmin	Ostwind 1	MV	2018	50Hertz	250	250
NOR-8-1	Emden/Ost	BorWin3	NI	2019	TenneT	900	900
OST-1-2	Lubmin	Ostwind 1	MV	2019	50Hertz	250	250
OST-1-3	Lubmin	Ostwind 1	MV	2019	50Hertz	245	245
NOR-3-3	Emden/Ost	DoIWin6	NI	2023	TenneT	900	900
OST-2-1	Lubmin	Ostwind 2	MV	2023	50Hertz	247	247
OST-2-2	Lubmin	Ostwind 2	MV	2023	50Hertz	238	238
NOR-1-1	Emden/Ost	DoIWin5	NI	2024	TenneT	900	900
OST-2-3	Lubmin	Ostwind 2	MV	2024	50Hertz	238	238
NOR-7-1	Garrel/Ost	BorWin5	NI	2025	TenneT	900	900
OST-1-4	SR Gemeinden Brünzow/Kemnitz	Ostwind 3	MV	2026	50Hertz	300	300
NOR-7-2	Büttel	BorWin6	SH	2027	TenneT	0	980
NOR-3-2	Hanekenfähr	DoIWin4	NI	2028	Amprion	0	900
NOR-6-3	Hanekenfähr	BorWin4	NI	2028	Amprion	0	900
OST-6-1	SR Gemeinden Gnewitz/Dettmannsdorf/Sanitz	Gennaker	MV	2028	50Hertz	0	927
						11.748	15.455

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Herleitung Stromverbrauch - Leitgedanken

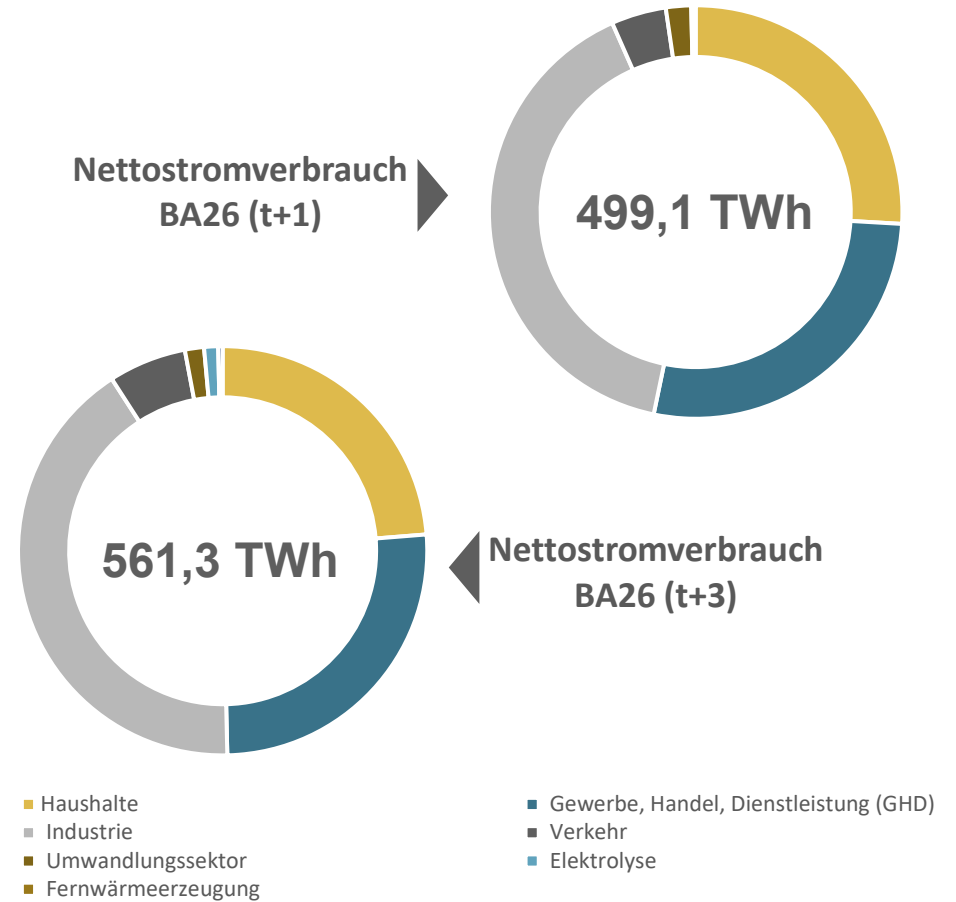
- Die Höhe des Stromverbrauchs ergibt sich aus der Entwicklung der unterschiedlichen Stromverbrauchskomponenten. So sind zusätzlich zum Gerätebestand neue Stromverbraucher z.B. Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, relevante Anschlussanfragen für Industrie, GHD und Power-to-X Anlagen berücksichtigt.
- Der Geräteverbrauch der konventionellen Sektoren wird für (t+1) dem Stromverbrauchswert von 2024 gemäß AG Energiebilanzen gleichgesetzt.
- Bis (t+3) wird ein linearer Trend zum Geräteverbrauch des Szenariorahmens NEP25 B2037 unterstellt.

Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Haushalte (konventioneller Geräteverbrauch sowie Wärmepumpen)
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (konventioneller Geräteverbrauch, Wärmepumpen sowie neue Rechenzentren)
- Industrie (Bestandsprozesse sowie neue Großverbraucher)
- Verkehr (Elektrisch betriebene Fahrzeuge, Schienenverkehr sowie neue Großverbraucher)
- Umwandlungsbereich (u.a. Raffinerien)
- Elektrolyse (Herstellung von Wasserstoff)
- Fernwärmeerzeugung (Elektrodenkessel sowie Großwärmepumpen)
- Netzverluste VNB und Netzverluste ÜNB
- Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste

Annahmen zum Stromverbrauch in der BA26

Stromverbrauch [TWh]	2024 ¹	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
Haushalte	133	134,3	128,7	131,2
davon Geräte	-	118,5 ¹	98,9	96
davon Stromdirektheizungen und Hilfsenergie			14,3	14,2
Davon Nachtspeicheröfen			0,2	0,2
davon Haushaltswärmepumpen	-	15,8 ²	15,2 ²	20,8 ²
Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)	123,5	141,4	136,6	149,1
davon Geräte	-	122,2 ¹	106,7 ¹	103,6
davon Stromdirektheizungen und Hilfsenergie	-		8,7	8,6
Davon Nachtspeicheröfen			1,8	1,8
davon Wärmepumpen	-	2,8 ²	2,7 ²	4,3 ²
davon neue Großverbraucher	-	16,4	16,6	30,9
Industrie	188,1	193,5	195,9	220,6
davon Bestandsprozesse	188,1	187 ¹	188,1 ¹	188,1
davon neue Großverbraucher	-	6,5	7,8	32,5
Verkehr	17	20,29	24,1	33,9
davon elektrisch betriebenen Fahrzeugen	-	7,3 ²	11 ²	20,4
davon Schienenverkehr	-	12,3 ¹	13,1	13,6
davon neue Großverbraucher	-	0,7	0,2	2,6
Sonstige		0,1	0,6	1,8
Umwandlungssektor	9,4	9	8	6,5
Elektrolyse³	-	1	2,8	5,1
Fernwärmeerzeugung³	-	1	2,4	5,1
davon aus Elektrodenkessel	-	0,5	0,8	1,3
davon aus Großwärmepumpen	-	0,5	1,6	3,8
Nettostromverbrauch	471	500,6	499,1	561,3
Netzverluste	26,1	27,4	30,5	38,9
davon Verteilnetzverluste	-	17,4	17,4	22,8
davon Übertragungsnetzverluste ⁴	-	10	13,1	16,2
Kraftwerkseigenverbrauch³	22	9,1	9,1	8,1
Pumpspeicherverbrauch³	8,3	13,7	13,7	13,7
Bruttostromverbrauch^{3,4,5}	527,4	550,8	552,4	622,2



- (1) [Stromverbrauch 2024 gemäß AG Energiebilanzen](#)
- (2) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Modellierung
- (3) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Marktsimulation
- (4) Abschätzung, finales Ergebnis erst nach Netzberechnung
- (5) Definition des Bruttostromverbrauchs inkl. Pumpspeicherverbrauch ohne Batteriespeicherverbrauch oder -verluste

Verkehr - Elektromobilität in der BA26

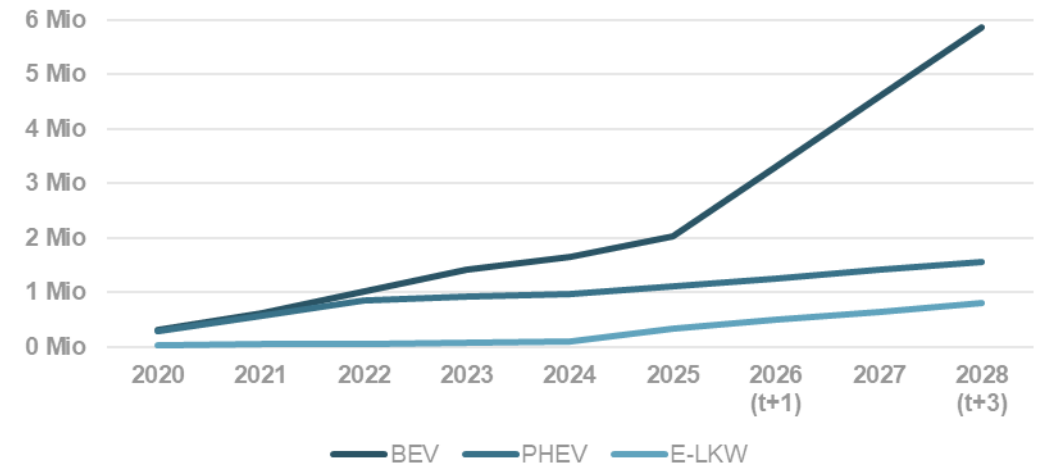
- Der **Status Quo von 2,0 Mio. BEV¹ in 2025** und ein hochgerechneter Absatz im Jahr 2025 von knapp 370 Tausend BEV basieren auf Veröffentlichungen des KBA²
- Die Werte für BEV, E-LKW und E-LNF der Zeithorizonte (t+1) und (t+3) stammen aus einer linearen Interpolation zwischen Status quo und dem Trend Szenario des NEP25 für das Jahr 2032
- Die Werte der Plug-in Hybride entstammen einem fortlaufenden Trend der letzten drei Jahre
- Die **Regionalisierung** der E-PKW erfolgt gemäß Kurzstudie Elektromobilität³ nach folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, PV-Leistung (Aufdachanlagen), durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen

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

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

Elektrofahrzeuge [Mio.]	2025	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
BEV	2,0	2,8	3,3	5,9
Plug-in Hybride	1,1	1,0	1,3	1,6
E-LNF	0,3	0,3	0,5	0,8
E-LKW	0,01	*	0,02	0,05

Entwicklung Elektromobilität



Wärmepumpen in der BA26

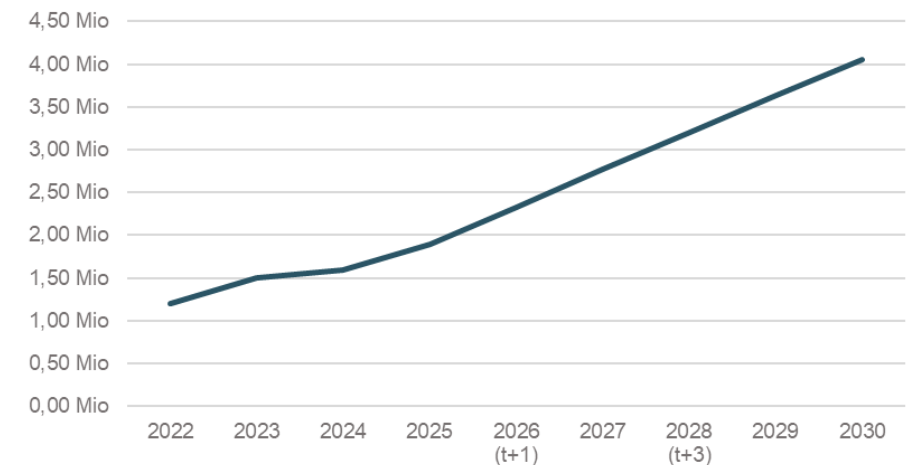
- Der **Status Quo von 1,6 Mio. Wärmepumpen (WP)** in 2024 und ein hochgerechneter Absatz in 2025 von 260.000 WP basieren auf Veröffentlichungen des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP)¹
- Gemäß der Veröffentlichung des BWP wird im BAU-Szenario (Business-as-Usual) in den nächsten Jahren ein steigender Absatz erwartet; bis Ende 2030 sollen nach Summierung der jährlichen Absatzzahlen ca. 4 Mio. Wärmepumpen in Betrieb sein¹
- Die **Regionalisierung und Aufteilung in Haushalts-WP und GHD-WP erfolgt** gemäß der Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“²
- Die Zeitreihenbestimmung basiert auf den projizierten **Wetterdaten des Jahres 2031** sowie dem „**Standardlastprofilverfahren Gas**“ zur Schätzung von Heizbedarfen

1 [Branchenstudie 2025 | Bundesverband Wärmepumpe \(BWP\) e.V. \(waermepumpe.de\)](#)

2 [Regionalisierung Gebäudewärme – Begleitstudie zum Netzentwicklungsplan 2025 | Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.](#)

Wärmepumpen [Mio.]	2025	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
Haushalts-WP	1,7	2,1	2,1	2,8
GHD-WP	0,2	0,3	0,3	0,4
Gesamt	1,9	2,4	2,4	3,2

Entwicklung Wärmepumpen



Großverbraucher in der BA26 - I

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Power-to-Gas, Industrie) findet in der BA26 Berücksichtigung

Datengrundlage

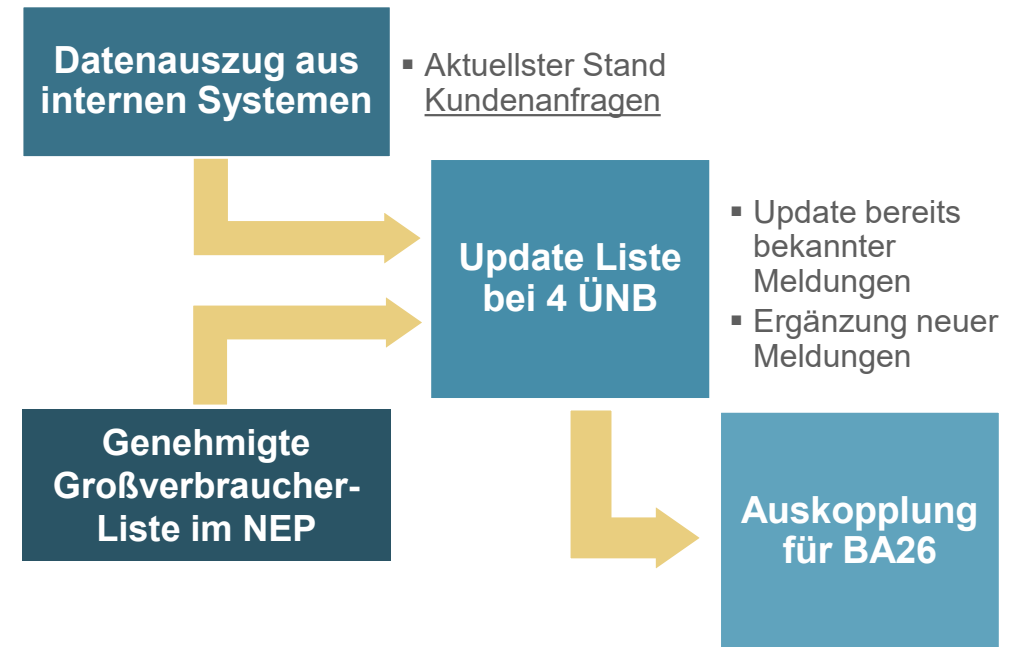
- Grundlage der Großverbraucher in der BA26 sind
 - Meldungen von neuen Verbrauchern, die direkt bei den ÜNB eingegangen sind (Stichtag 15.08.2025)
 - die konsolidierten Meldungen in der Großverbraucher-App und von den VNB, die im Zuge der Szenariorahmen-Genehmigung zur Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan am 30.04.2025 genehmigt wurden

Methodik

- Die konsolidierte Liste aus dem Netzentwicklungsplan wurde um die Meldungen bei den ÜNB aktualisiert.
- Ggf. Korrektur bzw. Ergänzung von Informationen



Stichtage für die BA26: **31.12.2026** (t+1) und **31.12.2028** (t+3)



Großverbraucher in der BA26 - II

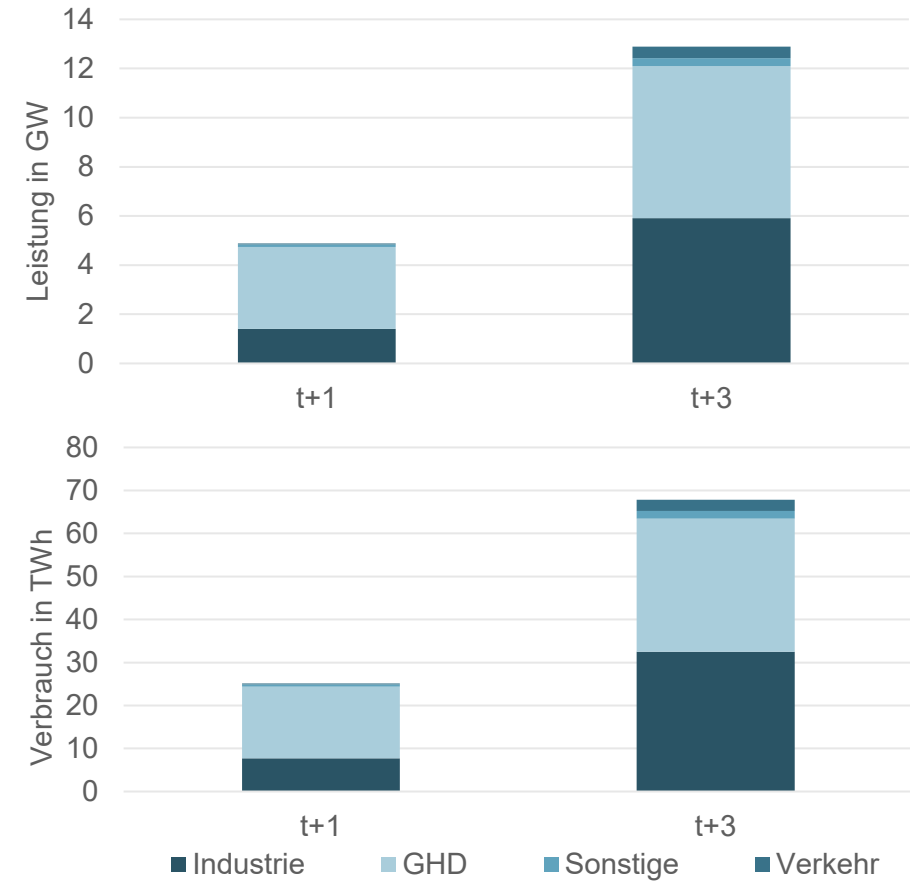
Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA26 Berücksichtigung

Ergebnis

- bis 2026 sind **4,9 GW** an Meldungen relevant
- bis 2028 sind **12,9 GW** an Meldungen relevant
- Filterung der Meldungen nach:
 - Inbetriebnahme (IBN) \leq **2026 bzw. 2028**
 - Konkreter Status: „Fortgeschrittene Planung“, „in Betrieb“, „Umsetzung“
- Genutzte Kategorien: GHD (inkl. Rechenzentren), Industrie, Sonstige (ohne Power-to-X und Batteriespeicher)

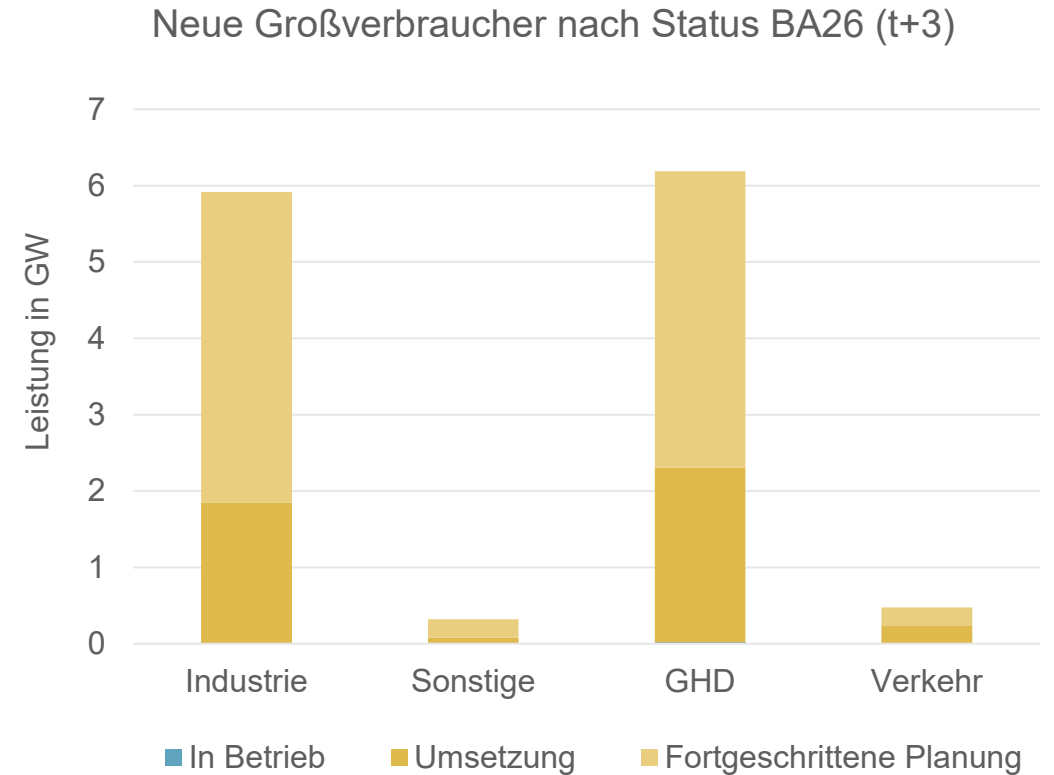
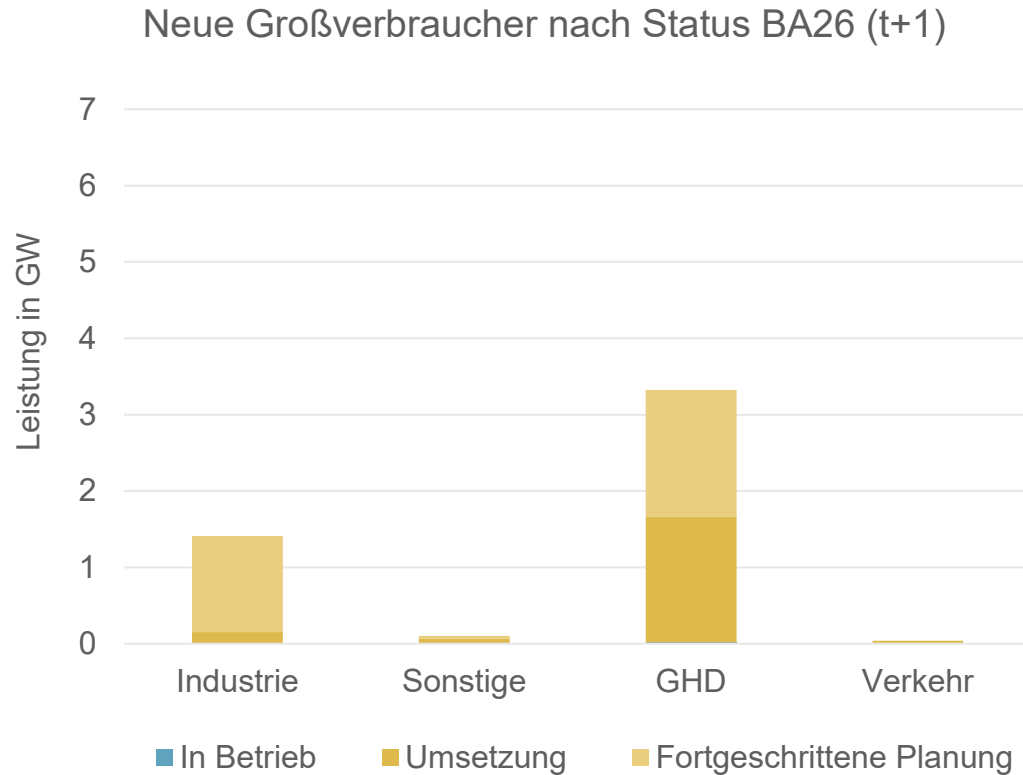
Bis 2025 bzw. 2027 steigt der Stromverbrauch aus Großverbrauchern auf ~25,2 bzw. ~67,8 TWh¹

Neue Großverbraucher nach Sektoren BA26



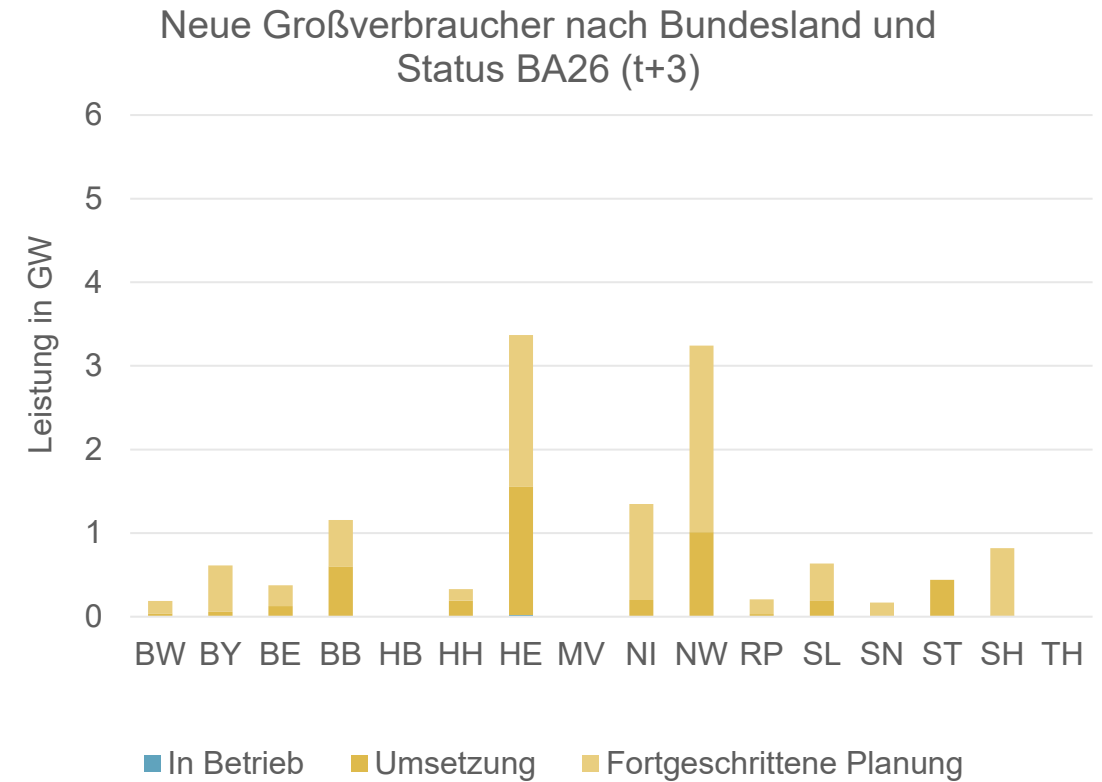
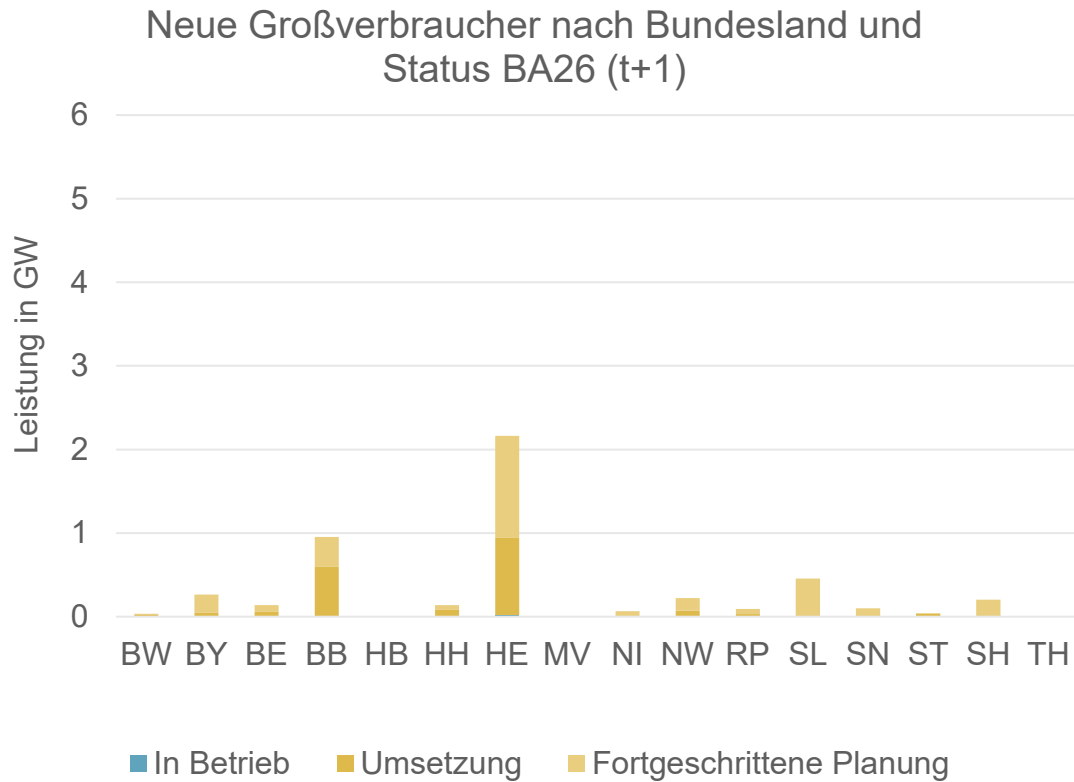
Großverbraucher in der BA26 - III

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA26 Berücksichtigung



Großverbraucher in der BA26 - IV

Kenntnisstand zukünftiger Netzanschlüsse bei Stromnetzbetreibern von Stromverbrauchern (z.B. Rechenzentren, Industrie) findet in der BA26 Berücksichtigung



Power-to-Heat in der BA26

- 1 [Regionalisierung Gebäudewärme – Begleitstudie zum Netzentwicklungsplan 2025 | Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.](#)
- 2 Bei Großwärmepumpen handelt es sich um Wärmepumpen, die in öffentlichen Fernwärmenetzen eingesetzt werden. Diese haben im Vergleich zu Haushaltswärmepumpen eine leicht geringere Jahresarbeitszahl, da in Fernwärmenetzen im Vergleich zu Haushalten ein höheres Temperaturniveau herrscht.

Datengrundlage

- Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“¹ (t+1) / (t+3)
- Großverbraucherabfrage (t+1) / (t+3)

Regionalisierung

- Verortung auf Basis der Studie „Regionalisierung Gebäudewärmestudie“¹ und der Großverbraucherabfrage

Modellierung

- Einsatz im Marktmodell abhängig von Verfügbarkeit, Grenzkosten und Strompreis
- Geschätzte Volllaststunden von Großwärmepumpen² (2400h) und E-Kessel (800h)

Power-to-Heat [GW]	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
E-Kessel	1	1,1	1,6
Großwärmepumpen	0,4	0,7	1,6

Power-to-Wasserstoff in der BA26 - I

Methodik

- In der BA26 wird ein **marktorientierter Einsatz der Power-to-Wasserstoff-Anlagen** unterstellt

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

- Von der Marktorientierung wird ausgegangen, da es sich wahrscheinlich um **Pilotanlagen** handelt und eine alternative H₂-Quelle bereitsteht.
- Die auf der folgenden Folie dargestellten installierten Leistungen von Power-to-Wasserstoff Anlagen pro Bundesland finden auf Basis des auf den Folien „Großverbraucher in der BA26“ beschriebenen Vorgehens Berücksichtigung

Bundesland	Installierte Leistung [MW]	
	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
Baden-Württemberg	16	81
Bayern	178	208
Berlin	0	0
Brandenburg	20	175
Bremen	0	60
Hamburg	230	230
Hessen	0	6
Mecklenburg-Vorpommern	0	270
Niedersachsen	136	2101
Nordrhein-Westfalen	55	690
Rheinland-Pfalz	54	54
Saarland	0	58
Sachsen	0	0
Sachsen-Anhalt	203	203
Schleswig-Holstein	40	163
Thüringen	2	32
Summe	934	4331

Power-to-Wasserstoff in der BA26 - II

Herleitung des Einsatzstrompreises für die Zeithorizonte 2026/2027 (t+1) und 2028/2029 (t+3)

Beschreibung	Berechnung	(t+1)	(t+3)
Brennstoffpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(a)	34,02	29,23
Emissionsfaktor Erdgas [t _{CO2} /MWh _{th}]	(b)	0,201	
Preis für Emissionszertifikate [EUR/t _{CO2}]	(c)	79,33	84,25
Gesamtpreis Erdgas [EUR/MWh _{th}]	(d)=(a)+(b)·(c)	49,96	46,16
Wirkungsgrad Dampfreformierung [%]	(e)	70	
Wasserstoffpreis Dampfreformierung [EUR/MWh _{th}]	(f)=(d)/(e)	71,38	65,95
Wirkungsgrad Elektrolyseur [%]	(g)	70	
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh _{el}]	(h)=(f)·(g)	49,96	46,16
Grenzkosten der günstigsten fossilen Stromerzeugungstechnologie ¹ [EUR/MWh _{el}]	(i)	79,48	83,98
Einsatzstrompreis Elektrolyseur [EUR/MWh_{el}]	(j)=(h)	49,96	46,16

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

- Bis zu einem Strompreis von 49,96 EUR/MWh_{el} für (t+1) bzw. 46,16 EUR/MWh_{el} für (t+3) ist die Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse günstiger als über Dampfreformierung
- **Elektrolyseure werden bei Strompreisen unterhalb des Einsatzstrompreises eingesetzt.**
- Es wurde sichergestellt, dass die Grenzkosten der günstigsten fossilen Stromerzeugungstechnologie oberhalb des Einsatzstrompreises für Elektrolyseure liegt (siehe Berechnungsschritt (i))

Modellierung von Flexibilitäten in der BA26

Demand-Side-Management (DSM)

Die DSM-Kapazitäten und die DSM-Regionalisierung basieren auf der, von den ÜNB 2021 beauftragten, Lastmanagementstudie¹. Die Mantelzahlen der BA (z.B. PtH Leistung, Industriestromverbrauch, Rechenzentren) wurden in die Ergebnisse der Studie integriert. Der Einsatz erfolgt kostenbasiert im Markt.

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

Die **Lastabschaltung** bedeutet eine Abschaltung, oder eine reduzierte Leistungsaufnahme des Produktionsprozesses und hat einen nicht aufholbaren Produktionsverlust zur Folge.

2026/27 (t+1)	Gesamt [MW]	Industrie [MW]	GHD-Sektor [MW]
Lastverschiebung	628	252	376
Lastabschaltung	1.116	1.116	0

2028/29 (t+3)	Gesamt [MW]	Industrie [MW]	GHD-Sektor [MW]
Lastverschiebung	1.182	476	707
Lastabschaltung	1.341	1.341	0

Modellierung von Flexibilitäten in der BA26

- 1 Fraunhofer IEE (2024): „Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“
[Endbericht Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf](#)
- 2 [Battery Charts - \(rwth-aachen.de\)](#)

E-Mob, Kleinbatteriespeicher und Wärmepumpen

- Eine Verwendung von **Kleinbatteriespeichern** zur Eigenbedarfsoptimierung wird sowohl für (t+1) als auch (t+3) unterstellt
- Für t+1 wird **keine marktliche Flexibilisierung** von Wärmepumpen und E-Autos angenommen
- Für t+3 wird **folgende marktliche Flexibilisierung** angenommen:
 - E-Autos werden mit einer **Flexibilisierung von 8,1%** angenommen, basierend auf Ergebnissen einer bereits im NEP25 genutzten Studie¹ zum Hochlauf von Flexibilisierung von E-Fahrzeugen.
 - Für Wärmepumpen wird eine **Flexibilisierung von 6,7%** angenommen als Interpolation zwischen den Stützjahren 2026 (BA26 (t+1) → 0%) und 2032 (NEP T2032 → 20%)
- Für die installierte Leistung von Kleinbatteriespeichern wird ein **konstanter Zuwachs** erwartet.
- Der Zuwachs im ersten Halbjahr 2025 lag bei **1,3 GW²**

Kleinbatteriespeicher	2025 Q2	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)
Installierte Leistung [GW]	11,6	15,5	20,7
Kapazität [GWh]	17,1	22,8	30,3

Großbatteriespeicher in der BA26

Großbatteriespeicher spielen eine zunehmende Rolle

Definition der Großbatteriespeicher in der BA26:

- Großbatteriespeicher mit einer installierten Leistung größer 10 MW

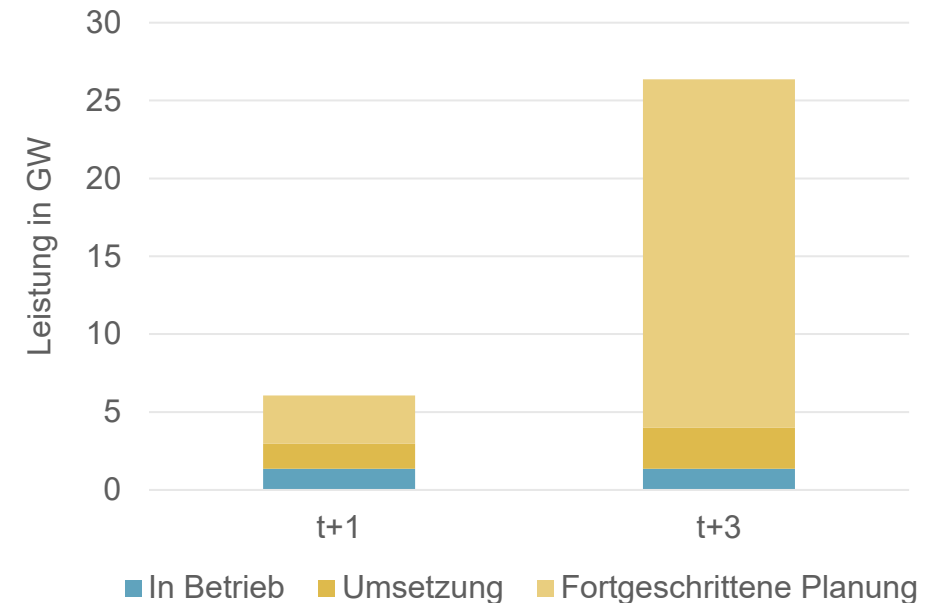
Datengrundlage:

- Basierend auf dem Marktstammdatenregister sind derzeit 1,4 GW Großbatteriespeicher in Betrieb
- Berücksichtigung geplanter Batteriespeicher analog zum unter „Großverbraucher in der BA26“ beschriebenen Vorgehen
- In BA26 (t+1) (2026/27) werden **6,1 GW** und in BA26 (t+3) (2028/29) werden **26,4 GW** Großbatteriespeicher angenommen

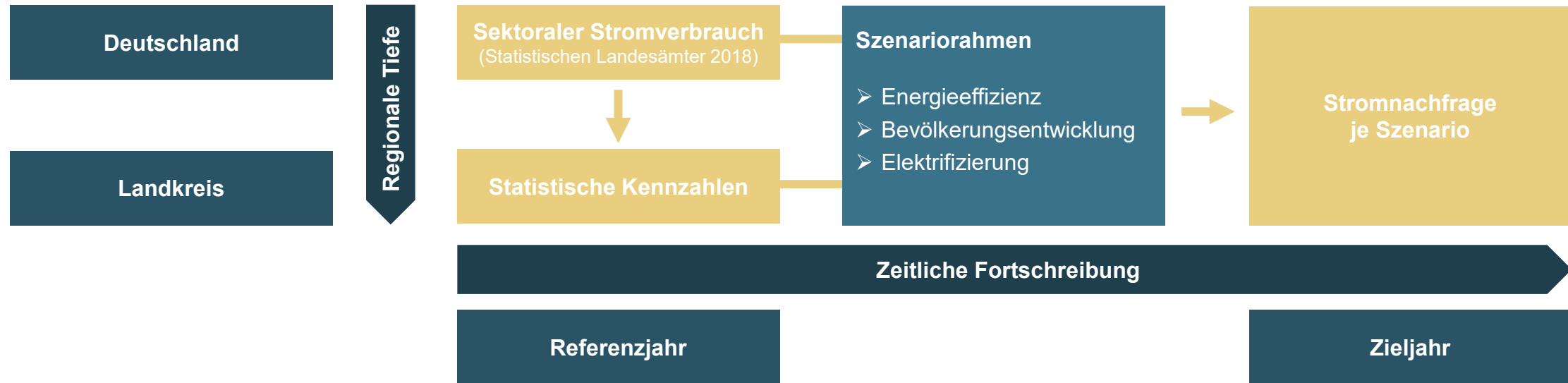
Modellierung:

- In der BA26 wird neben der Regelleistungsvorhaltung ein strommarktorientierter Einsatz (Day-Ahead) angenommen
- Grund für diese Annahme ist, dass der Regelenergiemarkt nach und nach eine Sättigung durch Batteriespeicher erfährt und andere Erlösformen und daraus resultierenden Einsätze (Intraday-Handel) nicht abgebildet werden

Großbatteriespeicher nach Status BA26



Regionalisierung und Zeitreihenbestimmung des konventionellen Geräteverbrauchs

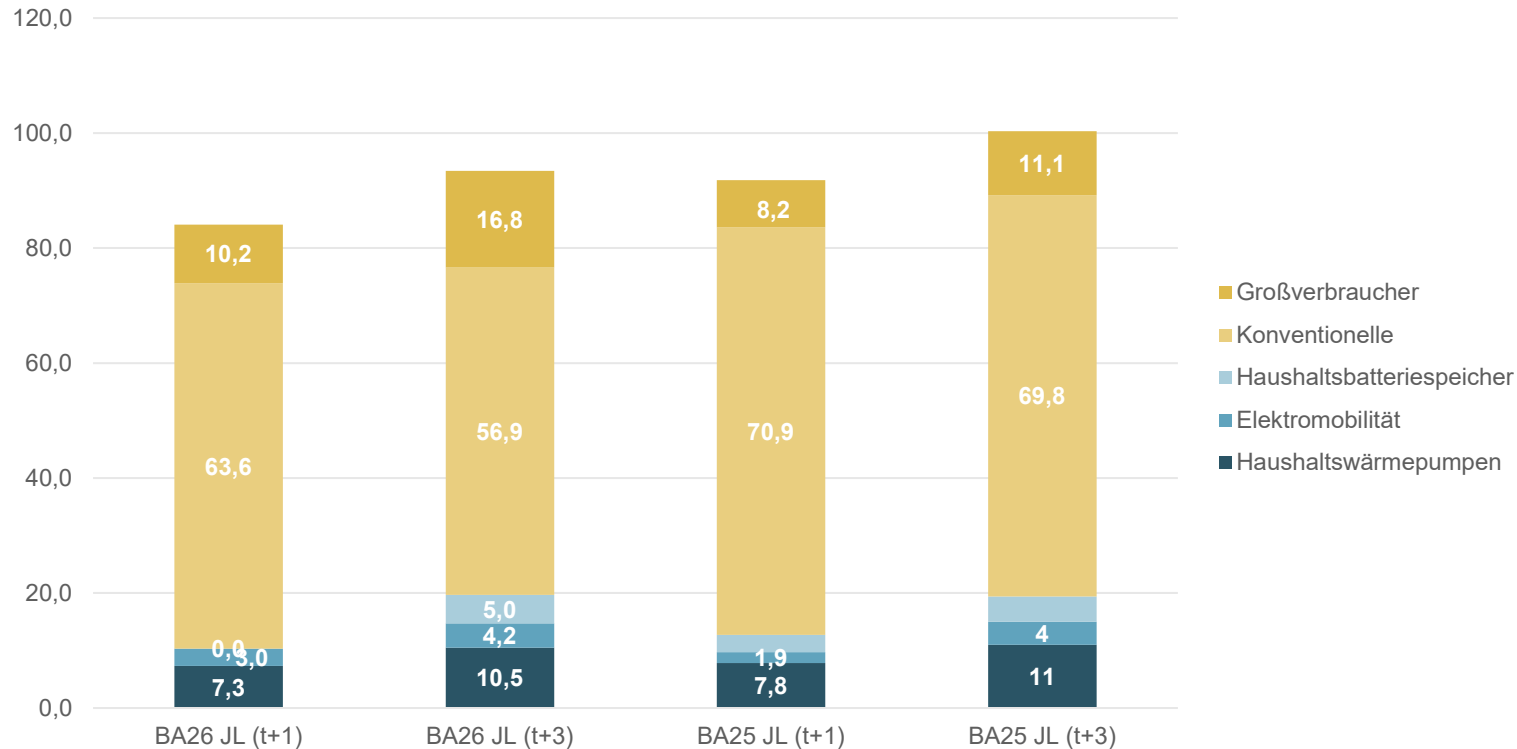


- Sektorale Stromnachfragen der statistischen Landesämter 2018 auf Bundeslandebene bilden Datengrundlage
- Auf Basis sozioökonomischer Faktoren (NEP25 Szenariorahmenentwurf¹, S. 40) werden die Nachfragemengen auf Landkreise verteilt
- Die Verteilung der Industrieverbräuche auf Landkreise erfolgt auf Basis einer aktualisierten Industriestudie
- Die Zeitreihenbestimmung erfolgt mit Hilfe von Standardlastprofilen für das Wetterjahr MEHR 2031

Jahreshöchstlast

Ergebnisse

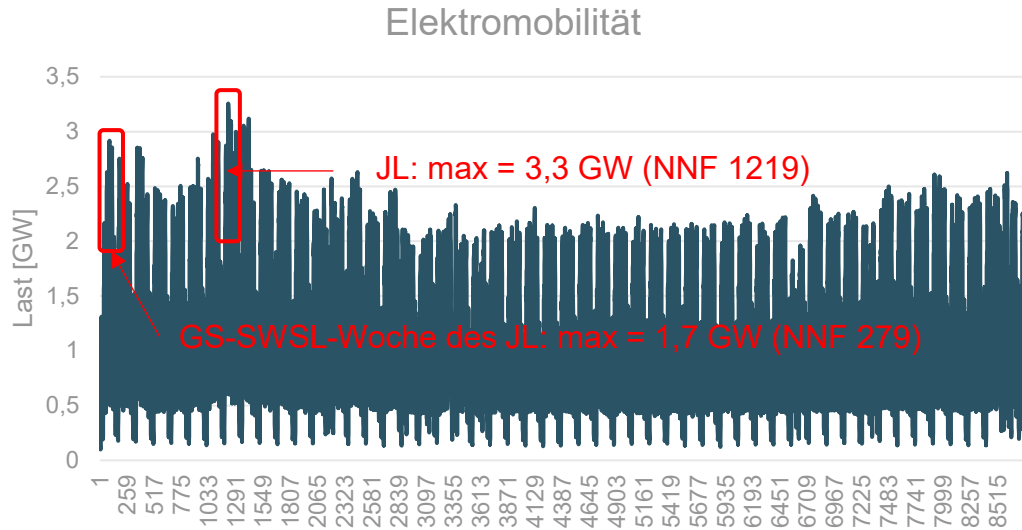
Jahreshöchstlast*



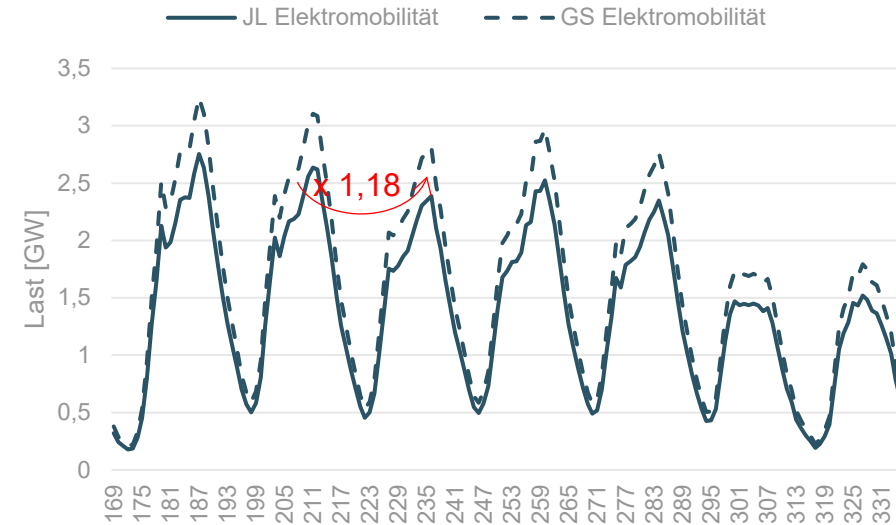
- Neue Stromanwendungen und deren fortschreitende Durchdringung prägen die Jahreshöchstlast
- Es ist von einer steigenden Jahreshöchstlast auszugehen

	BA26 (t+1)	BA26 (t+3)	BA25 (t+1)	BA25 (t+3)
Jahreshöchstlast* [GW]	82,5	93,3	91,8	100,4
Stunde der Jahreshöchstlast	1243	1355	876	876

Skalierung der Lastzeitreihen für die GS SWSL der BA26



Skalierungsfaktor = $\frac{\text{Höchstlast im JL Nov–Feb}}{\text{Höchstlast in der GS-SWSL-Woche des JL}} = \frac{3,3 \text{ GW}}{2,8 \text{ GW}} = 1,18$



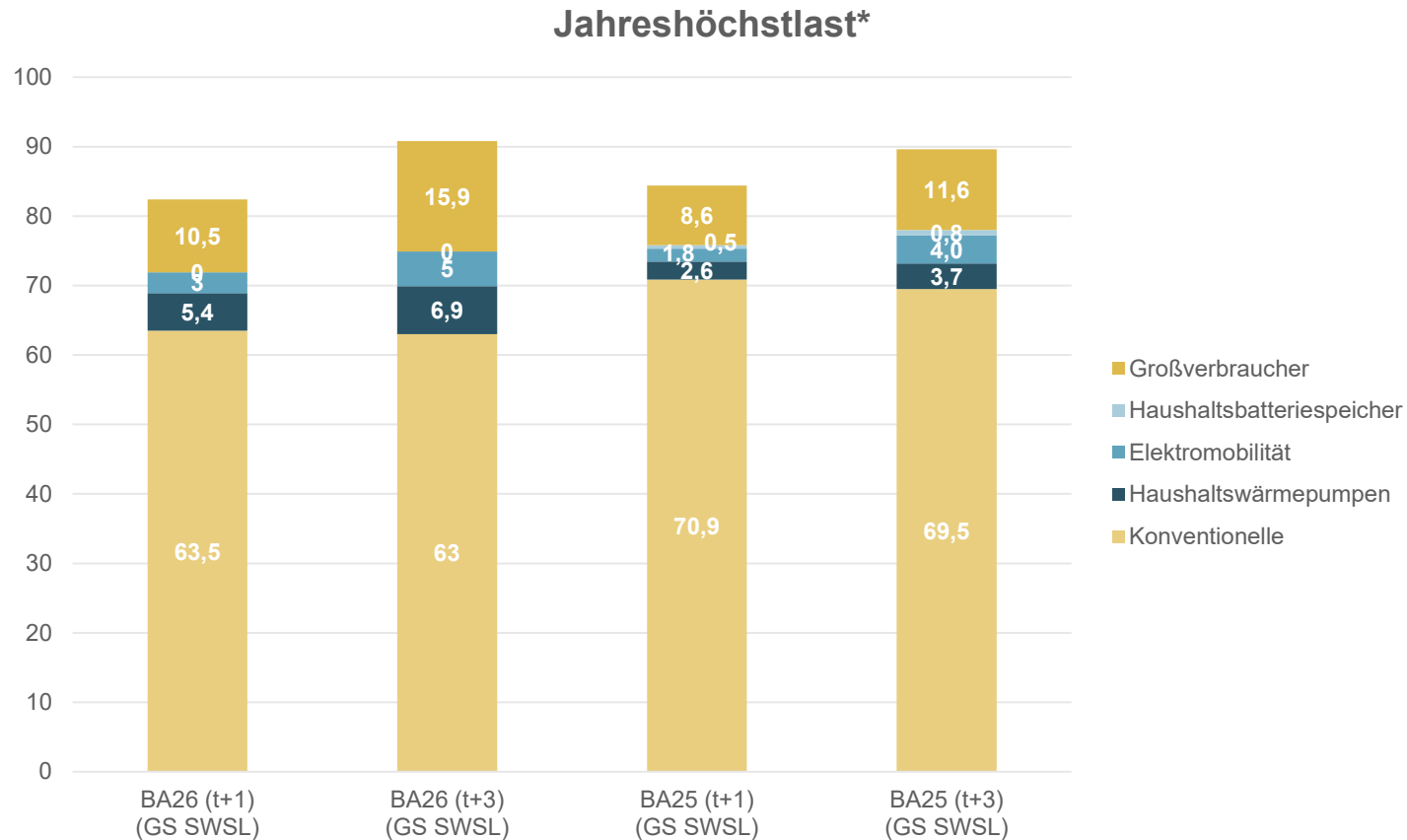
Skalierung der Lastkurve aus dem JL für die NNF der GS SWSL

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

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

Herleitung Höchstlast für die GS SWSL

Ergebnisse



- Neue Stromanwendungen (z.B. Rechenzentren, Industrie) und deren fortschreitende Durchdringung prägen auch die Höchstlast während der Grenzsituation SWSL
- Die Höchstlast der synthetischen Woche liegt bei 82,5 GW (t+1) und 90,9 GW (t+3)
- Die Höchstlasten der synthetischen Woche liegen in für (t+1) und (t+3) bei der Stunde 210

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

NTC

Marktsimulation - Bestimmung von Handelskapazitäten

Bilaterale „Standard-NTC¹“ ergeben sich für die Systemanalysen aus unterschiedlichen Quellen

- Die NTCs aus dem **ERAA² 2024** mit dem Zieljahr 2026 werden für (t+1) (2026/2027) und die NTCs aus dem **ERAA 2025** mit dem Zieljahr 2028 für (t+3) (2028/2029) verwendet (Stichtag 01.01.) und durch Projekte aus dem **TYNDP³ 2024** bzw. der **TYNDP 2026-Projektliste** ergänzt
- An den deutschen Grenzen werden daneben auch Informationen aus dem **Systembetrieb** berücksichtigt
 - Die Systemführung liefert Informationen zur Abhängigkeit der NTCs DE-CH und DE-DKW von der stündlichen Windeinspeisung (siehe Folgefolien). 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) wird für die o.g. deutschen Ländergrenzen analog zum Jahreslauf die C-Funktion/TenneT Commitment angewendet.
- Die NTCs dienen als initiale Abschätzung der Handelskapazitäten für die NTC-Marktsimulation der Jahresläufe und Grenzsituationen.
- Der Handel an den Grenzen der Capacity Calculation Region⁴ wird in der nachgelagerten FBMC⁵-Marktsimulation neu bestimmt

- 1 NTC = Net Transfer Capacity
- 2 ERAA = European Resource Adequacy Assessment
- 3 TYNDP = Ten-Year Network Development Plan
- 4 Die Annahmen der modellierten Grenzen finden sich in den FBMC Arbeitshypothesen
- 5 FBMC = Flow-based market coupling

NTC

Marktsimulation - Berechnung mittels C-Funktion

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

Parametrierung:

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

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

NTC

Marktsimulation - Kapazitätsermittlung an der Grenze DE-DKW

Modellierung einer **windabhängigen Handelskapazität an der Grenze DE-DKW** auf Basis folgender Randbedingungen:

Angaben in [MW]		2026/2027 (t+1)		2028/2029 (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	3500	3500	3500	3500
5000	6000	3500	3000	3500	3000
6000	7000	3500	2900	3500	2900
7000	8000	3500	2800	3500	2800
8000	9000	3500	2700	3500	2700
9000	10000	3500	2625	3500	2625
10000	99999	3500	2625	3500	2625

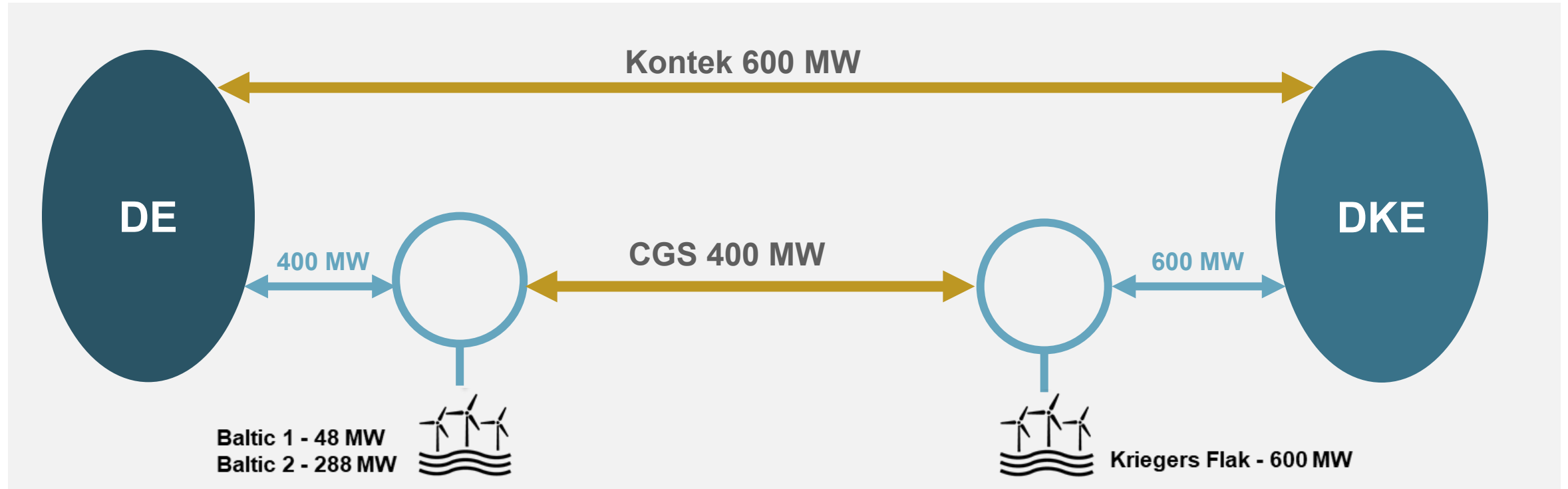
Die Westküstenleitung inkl. dänischem Teil geht 2026 in Betrieb

Dem entsprechend gilt ab 2026 ein **Mindest-Import-NTC** von 2625 MW basierend auf TenneT's Commitment¹

NTC

Marktsimulation - Abbildung Combined Grid Solution (CGS)

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



NTC

Marktsimulation - NTC Annahmen in Jahreslauf und Grenzsituation SW/SL

Grenze	Standard NTC		
	BA26 (t+1): NTC JL / GS SW/JL	BA26 (t+3): JL / GS SW/JL	Bemerkung (JL / GS SW/SL)
AT-DE	3400	4800	NTC
DE-AT	3400	4800	NTC
CH-DE	4200	4200	Windabhängig
DE-CH	3200	3200	Windabhängig
CZ-DE	3000	3000	NTC
DE-CZ	3000	3000	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	1000	HVDC
DKE-DE	1000	1000	Windabhängig
GB-DE	0	1400	HVDC
NOS0-DE	1400	1400	HVDC
SE04-DE	615	615	HVDC

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

NTC

Europa

Kostenkomponenten

Europa

Marktsimulation - Installierte Leistung und Höchstlasten im Ausland

Mantelzahlen:

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland entspricht den von den europäischen TSOs gemeldeten Werten im Rahmen der Datenabfrage für den **European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2025)**.
- Last-, Zufluss-Informationen, installierte Leistungen (PEMMDB-Daten) und die PECD-Daten werden basierend auf der Zieljahrunterscheidung im ERAA 2025 wie folgt den BA-Zieljahren zugeordnet
 - BA26 (t+1) → ERAA 2028
 - BA26 (t+3) → ERAA 2030
- Die **Lastzeitreihen** (Jahreslauf) für das Ausland werden ohne weitere Anpassung der Datenbasis von ENTSO-E übernommen. Es werden die Lastzeitreihen des projizierten Wetterjahres MEHR 2031 (des MPI-ESM1-2-HR Wettermodells) verwendet, die im Rahmen des ERAA 2025 von den TSO geliefert oder geprüft wurden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage der angepassten Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.

Europa

Marktsimulation - Installierte Leistungen (t+1) (2026/27)

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Biogas	0	0,4	0,1	0	1,2	1,2	0	0,3	0	0	0,6	0	0	0,2
Braunkohle	0	0	0	2,8	0	0	0	0,2	0	0	0	6,5	0,8	0
Erdgas	3,7	5,5	0	1,7	0,3	1,4	7,2	2,3	45,3	0	13,1	6,6	0,6	0,7
Kernenergie	0	2,1	3	4,1	0	0	63	1,9	0	0	0,5	0	0,7	2,8
Mineralölprodukte	0,1	0,1	0	0	0,6	0,2	1,3	0,5	0,1	0	0	0	0	0,1
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0	3,4	10,1	0,1	0,3
Sonstige NEE	0,5	1	0,2	1,4	0	0	3,4	1,1	1,8	0	4	3,5	0,2	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe konv. Kapazität	4,3	9,1	3,3	10	2,1	2,8	74,9	6,3	47,5	0	21,6	26,7	2,4	4,2
Laufwasser	5	0,1	4,2	0,4	0	0	13,6	0,1	6,9	0	0	0,5	0,1	1,4
Speicherwasser	2,5	0	8,4	0,6	0	0	9,7	0	8,5	0	0	0,4	0	0
Schwellwasser	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2
Pumpspeicher	4,3	1,3	4,2	1,1	0	0	3,8	0	7,7	1,3	0	1,4	0	0,9
Summe Wasserkraft	13	1,4	16,8	2,1	0	0	27,1	0,1	23,1	1,3¹	0	2,3	1,1	2,5
PV	16,3	13,9	14,2	8	4,1	9,4	33,2	11,2	64,3	0,7	45,4	25,3	2,2	1,2
Wind Onshore	6,7	4,7	0,3	1,1	0,7	4,9	27,7	0,3	19,2	0,4	7,7	16,3	0,1	0,4
Wind Offshore	0	2,3	0	0	1	2,6	3	0	0	0	6,3	3	0	0
Sonstige EE	0,5	0,4	0,1	0,7	0	0	1	0,1	2,5	0,1	0,9	0,9	0,1	0,2
Summe EE	23,5	21,2	14,6	9,8	5,8	16,9	64,9	11,7	86	1,2	60,3	45,5	2,4	1,9
Summe	40,8	31,7	34,7	21,9	7,9	19,7	166,9	18,1	156,6	2,5	81,9	74,5	5,9	8,6

Europa

Marktsimulation - Installierte Leistungen (t+3) (2028/29)

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Biogas	0	0,4	0,1	0	1,2	1,1	0	0,2	0	0	2,2	0	0	0,2
Braunkohle	0	0	0	0,3	0	0	0	0	0	0	0	6,5	0,5	0
Erdgas	3,3	4,8	0	2,1	0,3	0,9	7,2	3,7	45,3	0	9,6	6,7	0,7	0,7
Kernenergie	0	2,1	3	4,1	0	0	63	1,9	0	0	0,5	0	0,7	2,8
Mineralölprodukte	0,1	0,1	0	0	0,6	0,1	1,3	0,5	0,1	0	0	0	0	0,1
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,7	0,1	0,3
Sonstige NEE	0,5	1	0,2	1,3	0	0	3,2	1,1	1,8	0	3,7	3,8	0,2	0
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	0	0	0
Summe konv. Kapazität	3,9	8,4	3,3	7,8	2,1	2,2	74,7	7,4	47,2	0	16,9	25,7	2,2	4,2
Laufwasser	5,2	0,1	4,2	0,4	0	0	13,6	0,1	6,9	0	0	0,5	0,1	1,4
Speicherwasser	2,6	0	8,5	0,5	0	0	9,8	0	8,5	0	0	0,4	0	0
Schwellwasser	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2
Pumpspeicher	6,1	1,3	4,4	1,2	0	0	3,8	0	7,7	1,3	0	1,4	0	1
Summe Wasserkraft	15,1	1,4	17,1	2,1	0	0	27,2	0,1	23,1	1,3	0	2,3	1,1	2,6
PV	21	15,6	17,2	10	5,7	15,2	41,2	13,3	79,3	0,9	53,5	29	2,8	1,4
Wind Onshore	8,4	5,6	0,3	1,5	0,9	5,6	30,5	1,1	26	0,5	8,1	19	0,1	0,8
Wind Offshore	0	2,3	0	0	1,3	2,9	3	0	2,1	0	12,2	5,9	0	0
Sonstige EE	0,5	0,4	0,1	0,8	0	0	1,1	0,1	2,3	0,1	1	1	0,1	0,2
Summe EE	29,9	23,9	17,6	12,3	7,9	23,7	75,8	14,5	109,7	1,5	74,8	54,9	3	2,4
Summe	48,9	33,7	37,9	22,2	10	25,9	177,7	22	180	2,8	91,7	82,9	6,3	9,2

Europa

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 2026 und 2027 (BA26 (t+1)) eine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken von **350–370 TWh** an¹ ohne Einschränkung einer **gleichzeitig maximal verfügbaren Leistung**
 - Für 2028 (BA26 (t+3)) liegt keine Erzeugungsprognose vor. In Studien des Netzbetreibers RTE bzw. im Entwurf der Energiestrategie² wird für den Zeitraum bis 2035 eine Spanne zwischen 360 TWh im Basisszenario und einer Absichtserklärung seitens EdF 400 TWh zu übertreffen angenommen. Eine Erzeugungsprognose von 380 TWh bildet diese Unsicherheitspanne ab.
 - Daten der ETP-Plattform bilden diese Besonderheiten nicht ab, sodass die Energiemenge nach unten skaliert wird



Europa

Marktsimulation - Höchstlasten (t+1) (2026/27) und (t+3) (2028/29)

Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:

- Als Grundlage dienen die Lastzeitreihen, die von den europäischen TSO im Rahmen des ERAA 2025¹ geliefert und geprüft wurden.
- Äquivalent zu den Systemanalysen 2025 wird die Lastzeitreihe in der GS SWSL auf das Maximum der Wintermonate (Nov–Feb) skaliert.
- Die Höchstlasten ergeben sich somit im Rahmen der Modellierung und unterscheiden sich für die beiden Zeithorizonte (t+1) und (t+3).

Marktgebiet	Höchstlast (t+1) [GW]	Höchstlast (t+3) [GW]
AT	14,5	15,7
BE	15,5	16,6
CH	10,9	10,6
CZ	11,2	11,6
DK-E	3,5	4
DK-W	5,5	6,4
ES	47,7	52,3
FI	15	16,4
FR	100	102,6
GB	60,4	64,1
HU	7,8	8,7
IE	6,7	6,9
IT	56,2	59,5
LU	1,4	1,6
NI	1,9	2
NL	23,3	26,3
NO	29,4	32
PL	26,6	28,1
PT	12,4	14,1
SE	30,1	31,3
SI	2,8	2,9
SK	5,2	5,4

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

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

4. Eingangsparmeter und Methodik – Marktsimulation

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Stromverbrauch/Höchstlasten DE

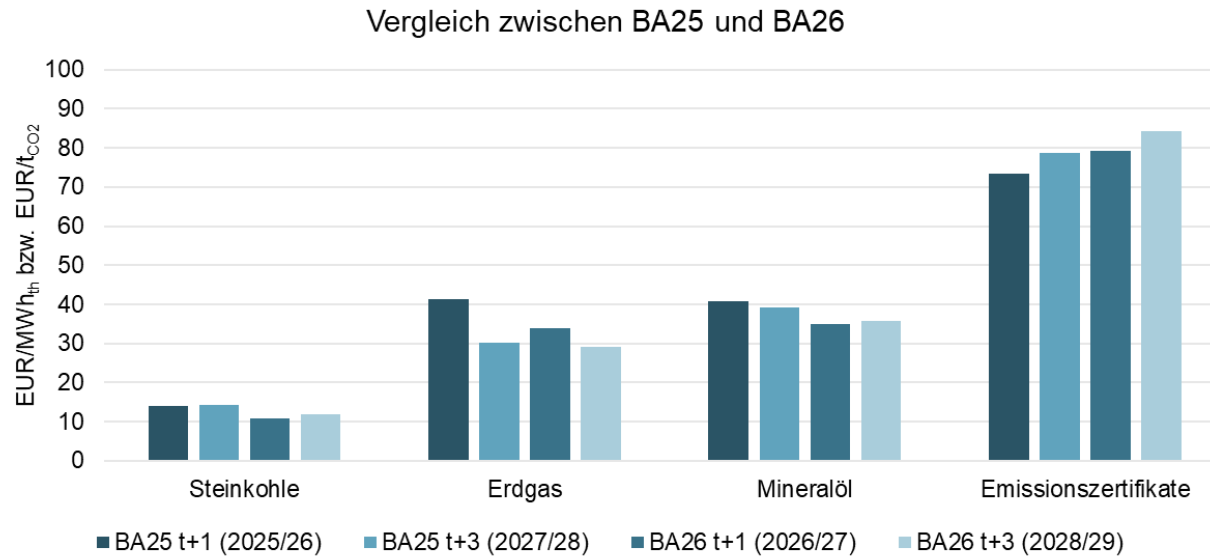
NTC

Europa

Kostenkomponenten

Kostenkomponenten

Marktsimulation - Preisannahmen für Brennstoffe und Emissionszertifikate in (t+1) (2026/27) und (t+3) (2028/29)



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 15.9.2025).
- Da Kernbrennstoff (für KWs in Europa) und Braunkohle nicht an Märkten gehandelt werden, wurden hierfür eigene Annahmen getroffen (unverändert ggü. der BA25).

Zeithorizont	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	10,72	34,02	35,03	79,33
(t+3)	1,36	3,00	11,97	29,23	35,71	84,25

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. Fazit

- Anhang*

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

5. Eingangsparemeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

FB-Region und CNECs

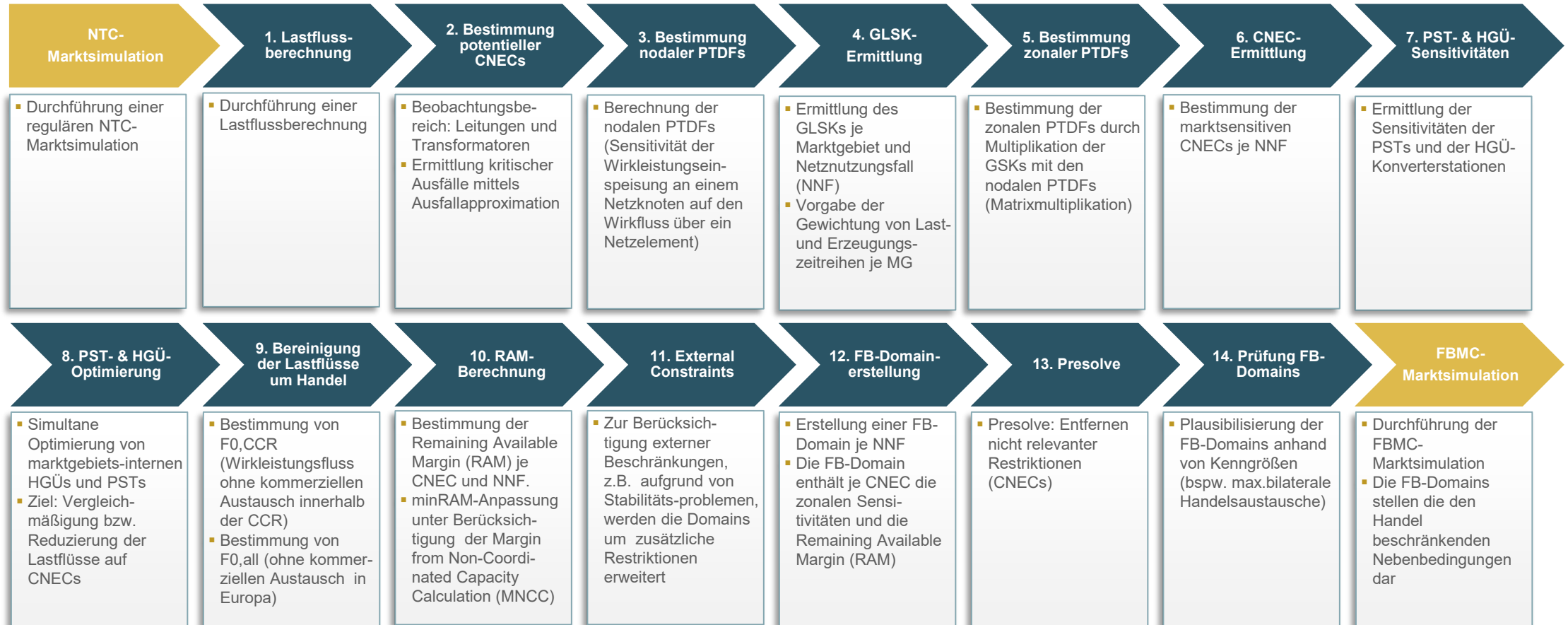
Generation and Load Shift Keys (GLSK)

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. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

Prozesskette

Parametrierung und Arbeitshypothesen

*FB-Region und CNECs**

*Generation and Load Shift Keys (GLSK)**

*PSTs und HGÜs**

*Flow-Based Handelskapazitäten**

* Informationen dazu befinden sich im Anhang

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

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für (t+1) (04/2026 – 03/2027)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Advanced Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	Core-Fokusregion (FBMC): AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK, HR, RO AHC-Marktgebiete: BG, LT, SE, DKE, DKW, NO	<ul style="list-style-type: none"> – AHC: Go-live-Datum geplant für Q1/Q2 2026 – DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞) – LU: Abbildung über NTCs
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU-Mitgliedsstaaten: ES, GR, IT, PT, IE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, RS	<ul style="list-style-type: none"> – Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> – Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK, HR, RO) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. – Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen
1.5	minRAM-Faktoren	CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> – Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{all} = RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{CCR} = RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	
1.7	MNCC	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	<ul style="list-style-type: none"> – Abbildung über Fuaf-Methodik

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

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+1 (04/2026 – 03/2027)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.8	FRM	Pauschal 10% von F_{\max}	
1.9	GSK-Strategie	Abbildung des „Country-GLSK“ innerhalb der CCR	<ul style="list-style-type: none"> – Go-live Q4 2025 in DE, gute Qualität auch für andere Marktgebiete, Harmonisierung innerhalb der CCR angestrebt – Berücksichtigung aller Last- und Erzeugerknoten
1.10	PSTs	Die verwendeten PSTs und die entsprechenden Stellbereiche sind analog zur Kapazitätsberechnung im Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> – „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	<ul style="list-style-type: none"> – Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden – Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt sowohl im Jahreslauf als auch in den Grenzsituationen „Import“ und „SWSL“. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“. 	
1.12	External Constraints	entfallen	
1.13	LTAs	entfallen ¹	<ul style="list-style-type: none"> – Ab 2027 sollen LTAs reines Finanzprodukt sein

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

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+3 (04/2028 – 03/2029)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.1	EM-Methode	Advanced Hybrid Coupling	
1.2	FB-Region (CCR)	CE-Fokusregion (FBMC): AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK, HR, RO, CH, ITN1 AHC-Marktgebiete: BG, LT, SE, DKE, DKW, NO, IE	<ul style="list-style-type: none"> – Geplantes Go-live-Datum von Central Europe (CE): Anfang 2028 – DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞) – LU: Abbildung über NTCs – IE wird aufgrund fehlender Netzdaten rein über die HGÜ und mit AHC abgebildet
1.3	non-CCR-Marktgebiete	EU-Mitgliedsstaaten: ES, GR, IT, PT Drittstaaten: AL, BA, GB, ME, MK, RS	<ul style="list-style-type: none"> – Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	CNECs	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	<ul style="list-style-type: none"> – Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK, HR, RO) wird ausschließlich die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt. – Bei der Auswahl von internen Netzelementen wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen
1.5	minRAM-Faktoren	CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$, $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> – Bereitstellung von mind. 70% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.
1.6	minRAM-Anpassung (AMR)	I) $RAM_{all} = RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{CCR} = RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	

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

Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+3 (04/2028 – 03/2029)

	Parameter	Beschreibung	Anmerkungen
1.7	MNCC	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	– Abbildung über Fuaf-Methodik
1.8	FRM	Pauschal 10% von F_{max}	
1.9	GSK-Strategie	Abbildung des „Country-GLSK“ innerhalb der CCR	<ul style="list-style-type: none"> – Go-live Q4 2025 in DE, gute Qualität auch für andere Marktgebiete, Harmonisierung innerhalb der CCR angestrebt – Berücksichtigung aller Last- und Erzeugerknoten
1.10	PSTs	Die verwendeten PSTs und die entsprechenden Stellbereiche sind analog zur Kapazitätsberechnung im Netzbetrieb	– „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs
1.11	HGÜs	<ul style="list-style-type: none"> – Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: DC02 (Ultranet) (Verfügbarkeit von 100% im Jahreslauf in den Sommermonaten, 0% in den Grenzsituationen und den Wintermonaten des Jahreslaufs). Die Abbildung erfolgt innerhalb der nRAO. – Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO und Stromverbund FR-ITN1 „Piemonte Savoia“): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt sowohl im Jahreslauf als auch in den Grenzsituationen „Import“ und „SWSL“. Die Abbildung erfolgt mittels „Evolved Flow-Based“. 	– Im Winter 2028/29 wird aufgrund der geplanten Inbetriebnahme von A-Nord und der damit verbundenen Anbindung an Ultranet zur Multiterminal-Anlage eine dreimonatige Nichtverfügbarkeit von Ultranet unterstellt.
1.12	External Constraints	entfallen	
1.13	LTAs	Entfallen	– Ab 2027 sollen LTAs reines Finanzprodukt sein

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. **Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse**

7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. Fazit

- Anhang*

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

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

Umgang mit restriktionsbehafteten Netzreservekraftwerken

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

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

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

Liste der berücksichtigten Netzreservekraftwerke

Netzreserve-Kraftwerke	Berücksichtigt				Energieträger	P _{max} [MW]	langfristig ausgewiesen	bekannte Restriktionen	Strafkosten (t+1) [€/MWh]	Strafkosten (t+3) [€/MWh]	Kommentar
	(t+1) Basis	(t+1) Sensi	(t+3) Basis	(t+3) Sensi							
Altbach HKW 1	X	X			Steinkohle	433	X	(t+3)	967	-	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Altbach HKW 2 DT	Markt	Markt	X	X	Steinkohle/Erdgas	323	X		-	962	Umrüstung auf Erdgas zwischen (t+1) und (t+3)
Altbach HKW GT E	Markt	Markt	X	X	Erdgas	65	X		-	867	
Basell	Markt	Markt	X	X	Erdgas	51,9			-	884	
Bergkamen A	X	X	X	X	Steinkohle	717			933	971	
Bexbach A	X	X	X	X	Steinkohle	726	X		958	997	
Darmstadt GTKW	X	X	X	X	Erdgas	94,6			817	849	
RDK 4 (GT & DT)	X	X	X	X	Erdgas	342	X		975	1014	Aggregiert
RDK 7	X	X	X	X	Steinkohle	505	X		967	1005	
GKM 7 (7 & 7M)	X	X	X	X	Steinkohle	425	X		1008	1049	Aggregiert (213 MW + 212 MW)
GKM 8 (G19 & G18 & GN)	X	X	X	X	Steinkohle	435	X		942	979	Aggregiert (197 MW + 75 MW + 163 MW)
Heilbronn 5	X				Steinkohle	125	X	(t+1)	1047	-	Restriktionen für (t+1) bekannt; in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Heilbronn 6	X				Steinkohle	125	X	(t+1)	1037	-	Restriktionen für (t+1) bekannt; in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Heilbronn 7	X	X			Steinkohle	778	X	(t+3)	958	-	in Abstimmung mit BNetzA Nichtberücksichtigung in (t+3)
Herne 4	X	X	X	X	Steinkohle	435	X		1025	1066	
Ingolstadt 3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	355	X		880	915	
Ingolstadt 4	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	365	X		870	905	
KMW 2	X	X	X	X	Erdgas	250	X		1075	1118	
Marbach GT3	X	X	X	X	Mineraloelprodukte	85	X		867	901	
Plattling (GT & DT)	X	X	X	X	Erdgas	104			942	979	
Scholven B	X	X	X	X	Steinkohle	325	X		1025	1066	
Scholven C	X		X	X	Steinkohle	345	X	(t+1)	1042	1083	Restriktionen in (t+1) bekannt
Staudinger 4	X	X	X	X	Erdgas	580	X		913	950	
Staudinger 5	X	X	X	X	Steinkohle	510	X		903	940	
UPM Schongau	X	X	X	X	Erdgas	64			1075	1118	In (t+1) nur 40 MW
Voelklingen MKV	X		X	X	Steinkohle	179	X	(t+1)	1030	1066	Restriktionen für (t+1) bekannt
Voelklingen HKV	X		X	X	Steinkohle	211	X	(t+1)	1020	1066	Restriktionen für (t+1) bekannt
Weiherr C	X	X	X	X	Steinkohle	655,6	X		950	988	
Zolling Block 5	X	X	X	X	Steinkohle	450	X		950	988	

Liste der Kapazitätsreserve & bnBm

Kapazitätsreserve

Kapazitätsreserve- Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	P _{max} ¹ [MW]	Strafkosten (t+1) [€/MWh]	Strafkosten (t+3) [€/MWh]	Kommentar
	(t+1)	(t+3)					
Ahrensfelde A/B	X	X	Erdgas	60	1255	1305	Aufgrund der begrenzter Betriebsstundenanzahl nach BImSch-Gesetz, werden diese KWs mit höheren Strafkosten berücksichtigt.
Ahrensfelde C/D	X	X	Erdgas	60	1245	1295	
Thyrow A/B	X	X	Erdgas	60	1255	1305	
Thyrow C/D/E	X	X	Erdgas	90	1245	1295	
Landesbergen Gas	X	X	Erdgas	56	908	945	
Emden Gas	X	X	Biogas	50	908	945	
Gersteinwerk F1/F2	X	X	Erdgas	370	930/913	967/950	
Gersteinwerk G1/G2	X	X	Erdgas	355	920/903	967/950	
Gersteinwerk K1	X	X	Erdgas	95	958	997	

besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)

bnBm-Kraftwerke	Berücksichtigt		Energieträger	P _{max} [MW]	Strafkosten (t+1) [€/MWh]	Strafkosten (t+3) [€/MWh]
	(t+1)	(t+3)				
Leipheim	X	X	Erdgas	300	9000	9360
Marbach	X	X	Mineralöl	300	9000	9360
Irsching 6	X	X	Erdgas	300	9000	9360
Biblis	X	X	Erdgas	300	9000	9360

Nichtverfügbarkeiten von Netzreservekraftwerken

Methodik - Jahreslauf und Grenzsituation

Jahreslauf

- Pro-rata-Reduktion der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken basierend auf historischen Auswertungen der Kraftwerks Einsatz Planung (KWEP) der vergangenen 2 Jahre
- Es wird zwischen einer Sommer- und einer Winter-Nichtverfügbarkeit unterschieden, da insb. im Sommer aufgrund von Revisionen höhere Nichtverfügbarkeiten vorliegen
 - Winter-Nichtverfügbarkeit in der BA26 (01.10. – 31.03.): **28,6 %**
 - Sommer-Nichtverfügbarkeit in der BA26 (01.04. – 30.09.): **46,8 %**

Grenzsituation

- Zur Bestimmung des kritischen Netznutzungsfalls innerhalb der synthetischen Wochen wird mit einer pro-rata-Reduktion der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken (entsprechend der Winter-Nichtverfügbarkeit aus dem Jahreslauf) gerechnet.
 - Nichtverfügbarkeit in der Grenzsituation: **28,6 %**



Ergänzender Hinweis: Die Werte gelten für bestehende, sowie für potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserven

Berücksichtigte RD-Potentiale

Kraftwerkstyp	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potential	Bemerkungen
Konventionelle Anlagen > 10 MW	X (gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)		Ggfs. Wärmekopplung	Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potentiale
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 und PV am ÜNB	X			Gegeben	100%	Nutzung des vollständigen Potentials
WKA am VNB		X		Gegeben über VNB-Cluster	0 ... 100%	Potential wird in Abhängigkeit der gemeldeten Steuerbarkeit des VNB angenommen
PV am VNB		X		Gegeben über VNB-Cluster	0...100% (Freiflächenanlagen) 0...100% (Dachanlagen)	Potential wird in Abhängigkeit der gemeldeten Steuerbarkeit je Leistungsklasse und VNB angenommen
Pumpspeicher	X			Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Pumpspeicher werden nur in den synthetischen Wochen als redispatchfähig im Sinne einer Pump- bzw. Einspeisereduzierung berücksichtigt. Im Jahreslauf kein RD-Potential.
Großbatteriespeicher >10 MW	X			Gegeben	100% (siehe Bemerkungen)	Großbatteriespeicher werden nur in den synthetischen Wochen als redispatchfähig im Sinne einer Lade- bzw. Einspeisereduzierung berücksichtigt. Im Jahreslauf kein RD-Potential.

Berücksichtigte RD-Potentiale

Kraftwerkstyp	Planwertmodell	Prognosemodell	Technische Restriktionen	Prozessuale Erreichbarkeit	Geschätztes RD-Potential	Bemerkungen
Biomasse > 10 MW	X (> 10 MW gemäß Abstimmung BNetzA/BDEW)			Gegeben	Status Quo gemäß KWEP	Keine Kenntnis über zusätzliche Potentiale
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 Potentiale
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 Potentiale; Prognose-/ Datenqualität der VNB unsicher
RD-Potential im Ausland					(t+1): 0 / 1,5 GW in AT (in der sogenannte „AT-Sensi“) (t+3): 0	<ul style="list-style-type: none"> Zeithorizont (t+1): die Verfügbarkeit der Reservekraftwerkskapazität im Österreich ist zur Zeit der Start der Analyse unklar, deshalb erfolgen zwei Analysen: ohne und mit RD-Potential in AT i. H. v. 1,5 GW Zeithorizont (t+3): keine Reservekraftwerkskapazitäten im Ausland berücksichtigt

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparemeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Allgemeines

Auswahl Zeithorizonte

Betrachtet werden zwei Zeithorizonte:

- (t+1) – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2026**
- (t+3) – Stichtag der Inbetriebnahme ist der **30.09.2028**

Hinweise

- Es sind alle Netzausbaumaßnahmen aufgeführt, welche nach heutigem Kenntnisstand bis spätestens in Q3/2028 (teil-)realisiert sind.
- Es handelt sich bei den für die BA26 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

- 1 Im Winter 2028/29 wird aufgrund der geplanten Inbetriebnahme von A-Nord und der damit verbundenen Anbindung an Ultranet zur Multiterminal-Anlage eine dreimonatige Nichtverfügbarkeit (November bis Januar) von Ultranet unterstellt.

DC-Streckenmaßnahmen

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

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen TenneT

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
P25	M45	Klixbüll - Bundesgrenze (DK)	BBPIG 08	TenneT	X	X
P21	M51	Conneforde – Beverbruch	BBPIG 06	TenneT	X	X
P21	M51	Beverbruch – Garrel	BBPIG 06	TenneT	X	X
P21	M51	Garrel – Cappeln	BBPIG 06	TenneT	X	X
P46	M56	Leitungsabschnitt B: Etzenricht – Mechlenreuth	BBPIG 18	TenneT		X
P228	M800	Abschnitt B: Liedingen - Bleckenstedt/Süd	BBPIG 59	TenneT		X
P72	M50	Ulzburg - Lübeck West	BBPIG 42	TenneT		X
P175	M385	Sengwarden – Fedderwarden	BBPIG 73	TenneT		X
TTG-007		Dörpen West – Punkt Meppen	EnLAG 05	TenneT		X
P24	M72	Sottrum – Mehringen	BBPIG 07	TenneT		X
P24	M73	Mehringen – Landesbergen	BBPIG 07	TenneT		X
P67	M103a	Altheim – Adlkofen	BBPIG 32	TenneT		X
P67	M103b	Adlkofen – Matzenhof	BBPIG 32	TenneT		X
P67	M102	Simbach – Landesgrenze (AT)	BBPIG 32	TenneT		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen 50Hertz

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
50HzT-P39	M29a	Röhrsdorf - Weida (Abschnitt Ost)	BBPIG 14	50Hertz	X	X
50HzT-P39	M29b	Weida - Remptendorf (Abschnitt West)	BBPIG 14	50Hertz	X	X
50HzT-P34	M22c	Güstrow - Parchim/Süd	BBPIG 39	50Hertz		X
50HzT-P38	M27a	Pulgar - Geußnitz (Abschnitt Ost)	BBPIG 13	50Hertz	X	X
50HzT-P38	M27b	Geußnitz - Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	BBPIG 13	50Hertz	X	X
50HzT-P38	M27c	Bad Sulza - Vieselbach (Abschnitt West)	BBPIG 13	50Hertz	X	X
P124	M209a	Wolmirstedt - Klostermansfeld	BBPIG 60	50Hertz		X ¹
P124	M209b	Klostermansfeld - Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen - Lauchstädt	BBPIG 60	50Hertz		X ¹

Streckenmaßnahmen TransnetBW

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
TNG-P70	M106	Birkenfeld - Mast 115A (Ötisheim)	BBPIG 35	TransnetBW	X	X
TNG-P48	M39	Kupferzell - Großgartach	BBPIG 20	TransnetBW		X
P420	M630	Pkt. Reicheneck - Pkt. Rommelsbach	Netzoptimierung	TransnetBW		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Streckenmaßnahmen Amprion

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
AMP-P014		Mühlenberg – Punkt Selm	EnLAG 14	Amprion	X	X
AMP-P014	M014d	Osterath – Gohrpunkt	EnLAG 15	Amprion	X	X
AMP-P021		Cloppenburg – Merzen (Anbindung Merzen)	BBPIG 6	Amprion	X	X
AMP-P41	M57	Punkt Metternich – Wengerohr	BBPIG 15	Amprion	X	X
AMP-P464		Punkt Fraulautern – Prims (1. Stromkreis)	BBPIG 98	Amprion	X	X
AMP-P47		Pfungstadt – Weinheim (1. Stromkreis)	BBPIG 19	Amprion		X
AMP-P324		Witten – Hattingen	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P309		HTLS Bürstadt - Rheinau	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P009	M009	Punkt Meppen – Niederrhein	EnLAG 5	Amprion		X
AMP-P010		Lüstringen - Gütersloh (1. Stromkreis)	EnLAG 16	Amprion		X
P203	M429	Umstrukturierung Punkt Walstedde	Netzoptimierung	Amprion		X
AMP-P310		HTLS Lamsheim – Maximiliansau (1. Stromkreis)	Netzoptimierung	Amprion		X
P505	M754	Bauler – Bundesgrenze (LU)	Netzoptimierung	Amprion		X

Netzausbaumaßnahmen DE

Lastflusssteuernde Maßnahmen

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmen-Nr. NEP	Standort	Bezeichnung	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
50HzT-P357	M566	Güstrow (1. - 4.)	Querregeltransformatoren		50Hertz	X	X
TNG-P47	M31TR1	Weinheim	Querregeltransformatoren	Netzoptimierung	TransnetBW		X
AMP-P347	M558	Oberzier (2.)	Querregeltransformatoren	Netzoptimierung	Amprion		X

Blindleistungskompensationsmaßnahmen – rPSA¹

Projekt-Nr. NEP	Maßnahmenart	Standort	Hintergrund der Maßnahme	ÜNB	(t+1)	(t+3)
TTG-018	rPSA	Würgassen	Netzoptimierung	TenneT	X	X
TTG-018	rPSA	Großkrotzenburg	Netzoptimierung	TenneT		X
P400	rPSA	Mehringen	Netzoptimierung	TenneT		X

Netzausbaumaßnahmen DE

- 1 Static Synchronous Compensator
- 2 STATCOM-Betrieb

Blindleistungskompensationsmaßnahmen – STATCOM¹

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

Netzausbaumaßnahmen DE

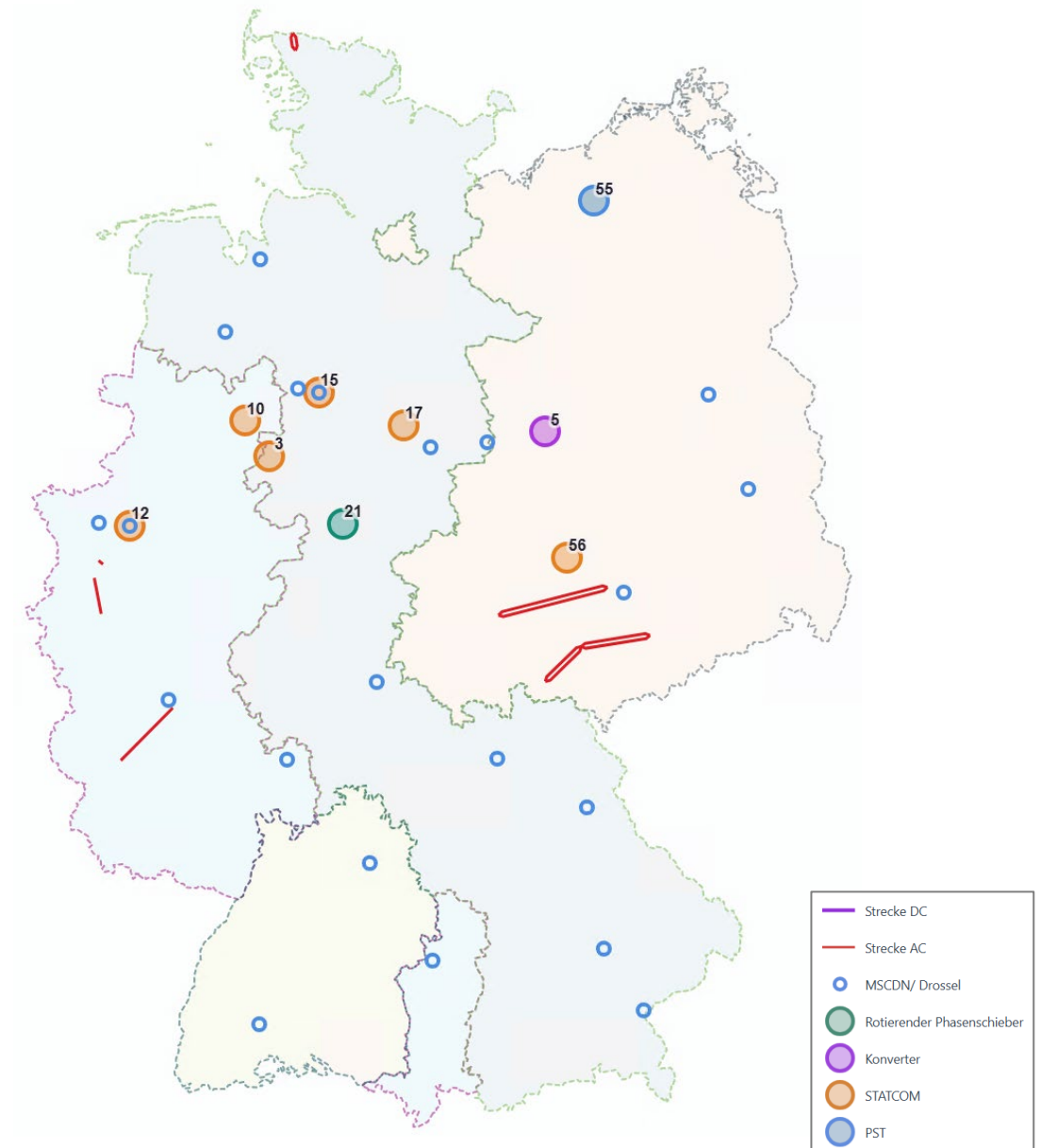
Blindleistungskompensationsmaßnahmen – Drossel/ MSCDN¹

Bezeichnung	ÜNB	(t+1)	(t+1) & (t+3)
Drossel	Amprion	8	14
	TenneT	12	27
	TransnetBW	1	3
	50Hertz	2	8
MSCDN	Amprion	1	1
	TenneT	2	4
	TransnetBW	1	3
	50Hertz	2	2

Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen in (t+1)

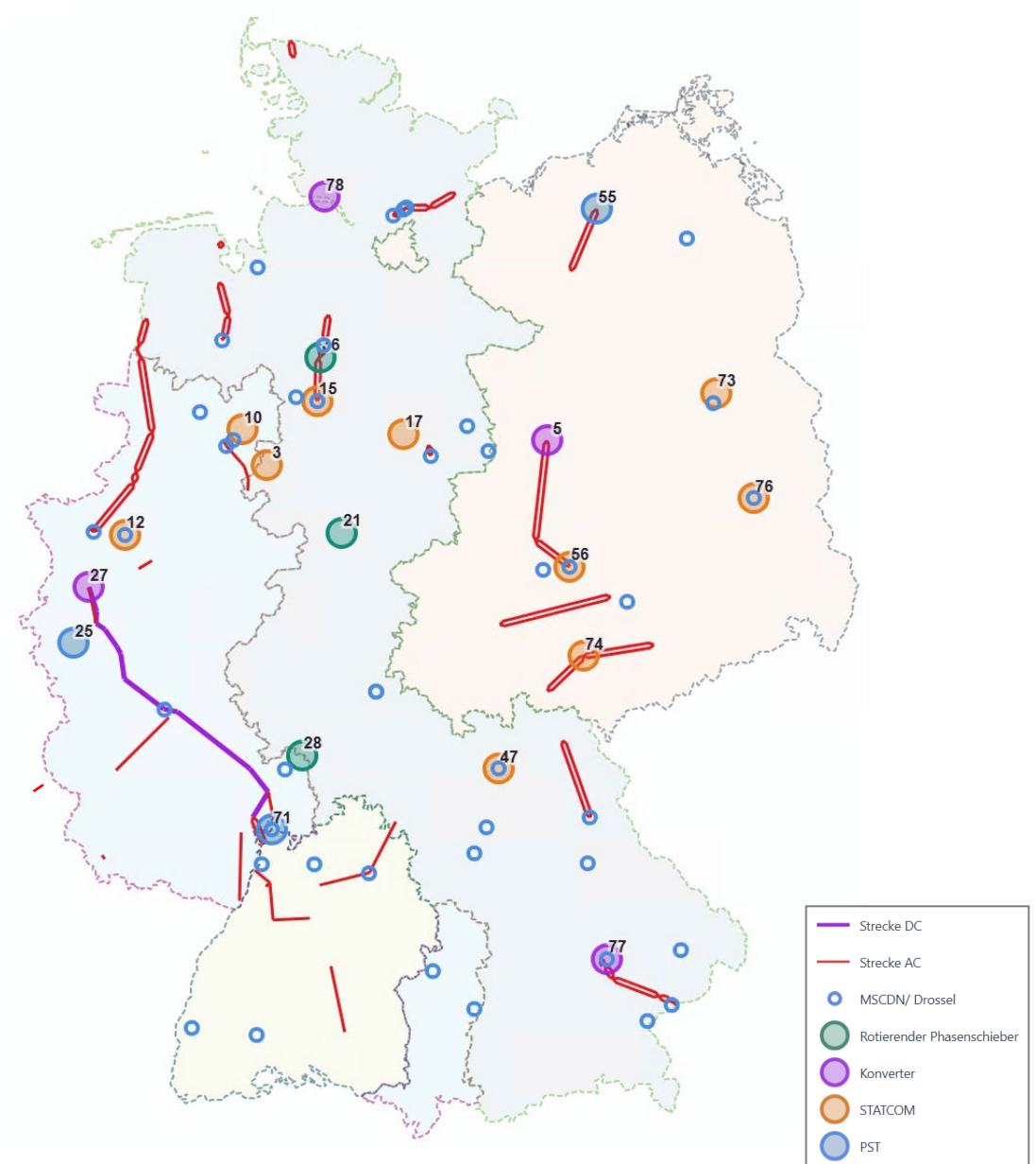
Nummer	Punktmaßnahme ¹
3	STATCOM Eickum
5	Konverter Wolmirstedt
10	STATCOM Wehrendorf
12	STATCOM Polsum
15	STATCOM Landesbergen
17	STATCOM Mehrum Nord
21	Rotierender Phasenschieber Würgassen
55	PST Güstrow (1. - 4.)
56	STATCOM Lauchstädt (1.)



Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Netzausbaumaßnahmen in (t+3)

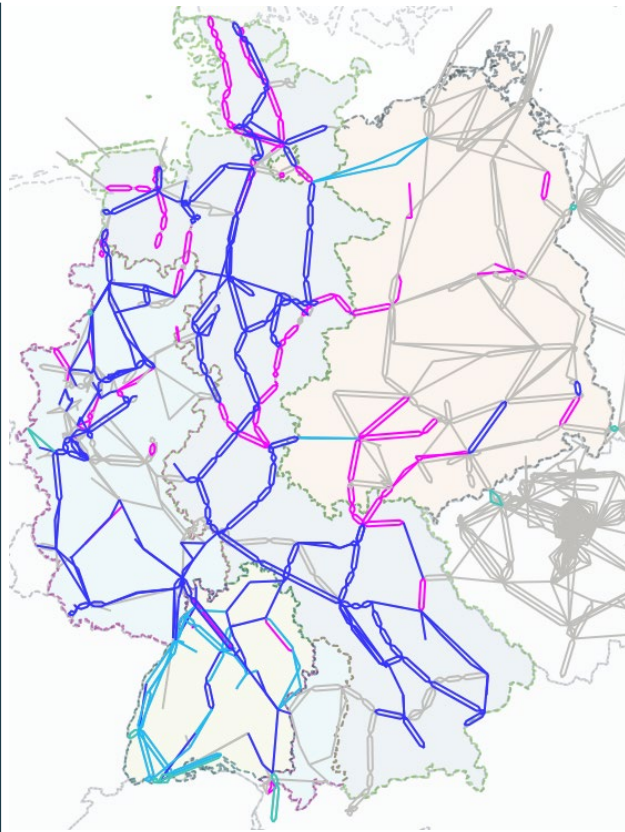
Nummer	Punktmaßnahme ¹
3	STATCOM Eickum
5	Konverter Wolmirstedt
10	STATCOM Wehrendorf
12	STATCOM Polsum
15	STATCOM Landesbergen
17	STATCOM Mehrum Nord
21	Rotierender Phasenschieber Würgassen
25	PST Oberzier
27	Konverter Osterath
28	Rotierender Phasenschieber Großkrotzenburg
36	Rotierender Phasenschieber Mehringen
47	STATCOM Würgau
55	PST Güstrow (1. - 4.)
56	STATCOM Lauchstädt (1. & 2.)
71	PST Weinheim
73	STATCOM Malchow
74	STATCOM Weida
76	STATCOM Ragow (1. & 2.)
77	Konverter Isar
78	Konverter Brunsbüttel



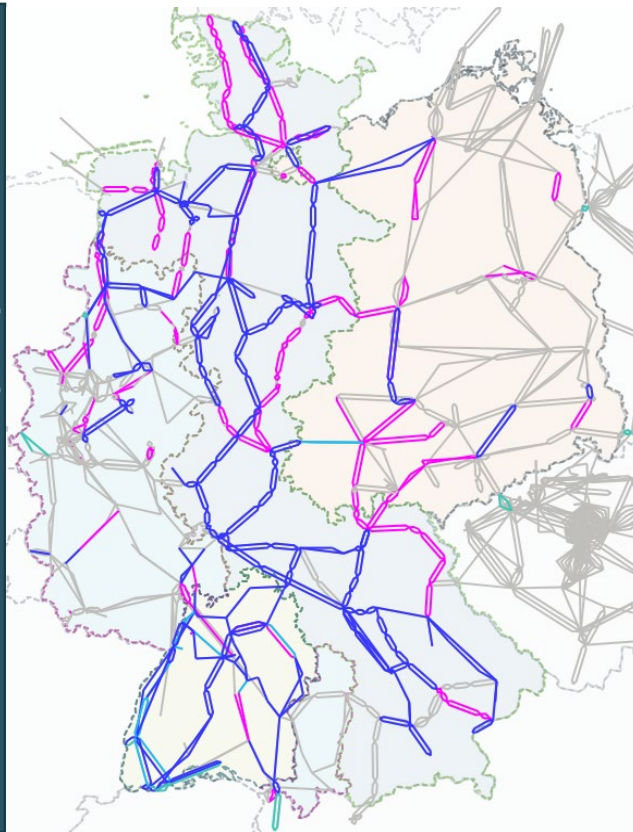
Netzausbaumaßnahmen DE

Visualisierung der Annahmen zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB)

BA26 (t+1)

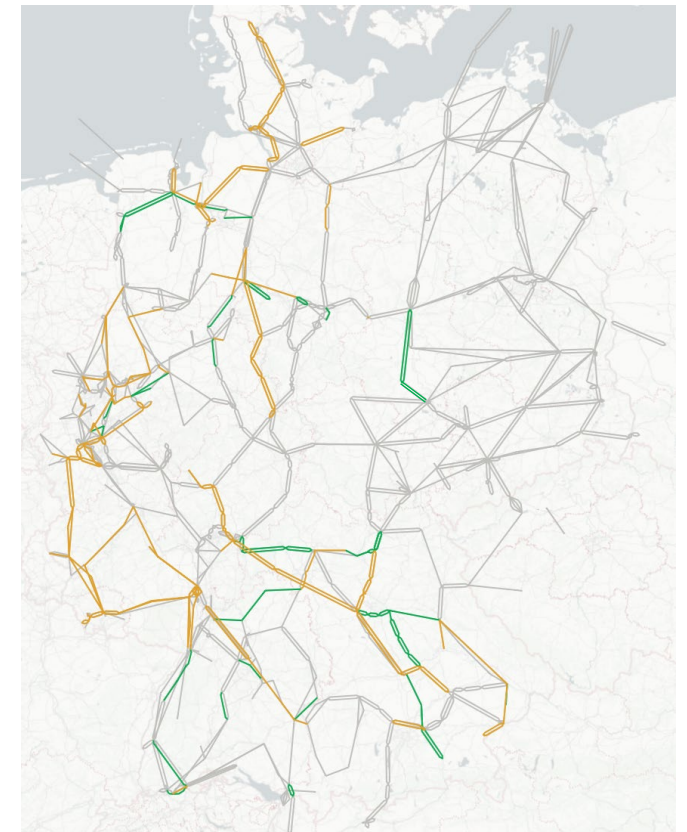


BA26 (t+3)



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

Veränderung von (t+1) nach (t+3)



Veränderung der max. Stromgrenzwerte WAFB-fähiger Stromkreise:

- = Erhöhung
- = Rückgang

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

6. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

Redispatch-Methodik

Netzausbaumaßnahmen

Freisaltplanung

Freis haltplanung*

Methodisches Vorgehen zur Berücksichtigung von Freis haltungen

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

- Anwendung einer pauschalen Abschlagslogik auf die Grenzwerte aller relevanten 380/220kV-Stromkreise
- Datenbasis für die Ermittlung des pauschalen Abschlagswertes bildet eine historische Auswertung von betrieblichen Datensätze aus dem Day Ahead Congestion Forecast (DACF) für DE im Zeitraum 01.07.2023 - 30.06.2025
 - Für die BA26 ergaben die Auswertungen eine Reduktion der Stromtragfähigkeit auf allen relevanten 380/220kV-Stromkreise auf **96,00 %** (BA25 96,30 %).
- Der für DE ermittelte pauschale Abschlagswert soll gleichermaßen auch auf die relevanten 380/220kV-Stromkreise des europäischen Auslands angewendet werden

Grenzsituation (t+1)

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

Grenzsituation (t+3)

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

*Weitere Informationen befinden sich im Anhang

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. **Marktsimulation**

8. Netzanalysen

9. Fazit

- Anhang*

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

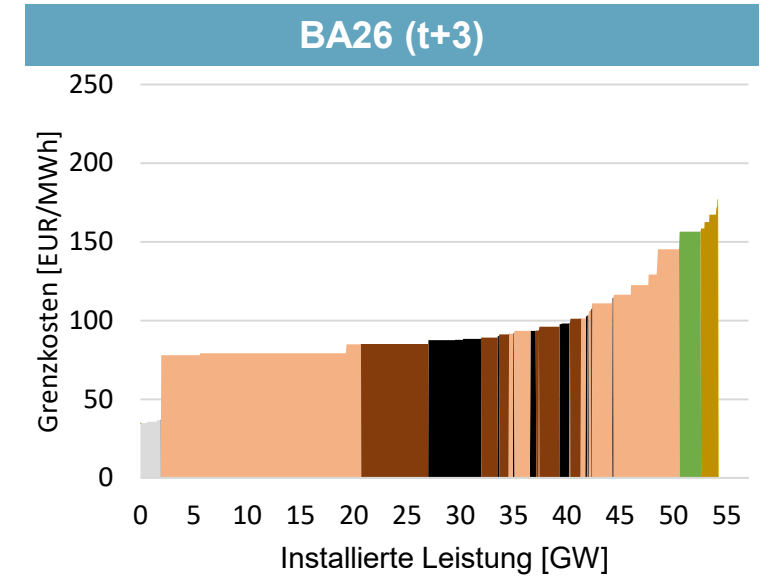
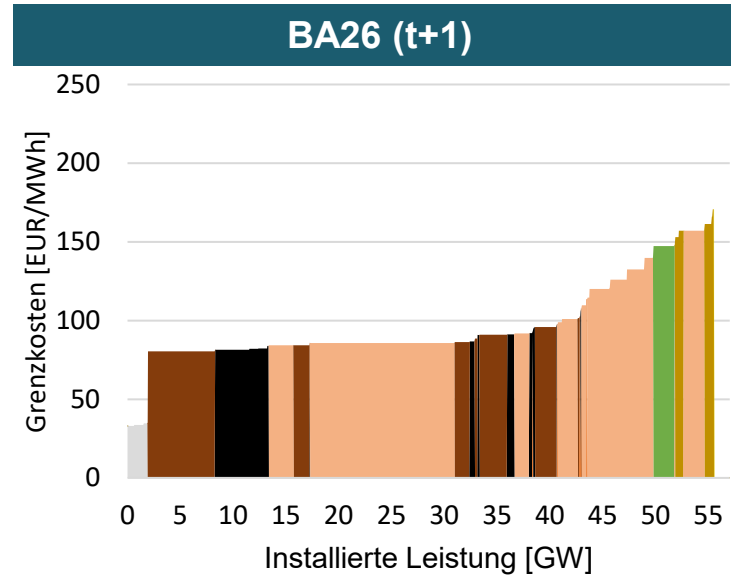
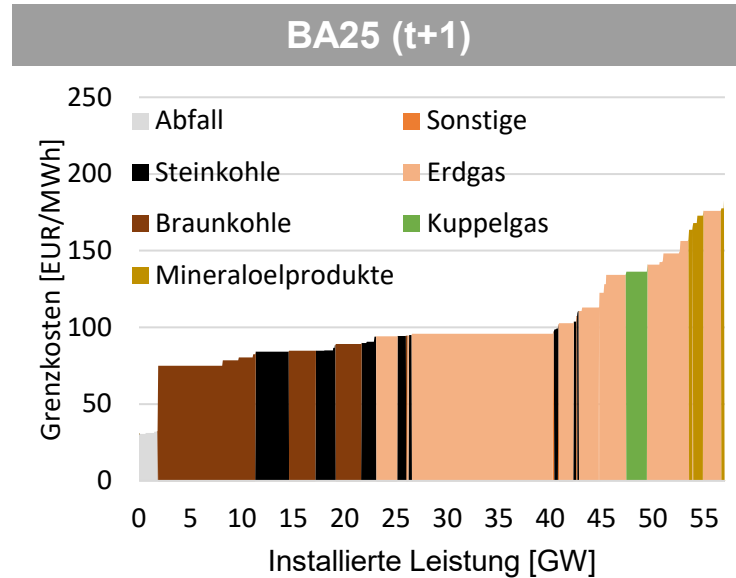
Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

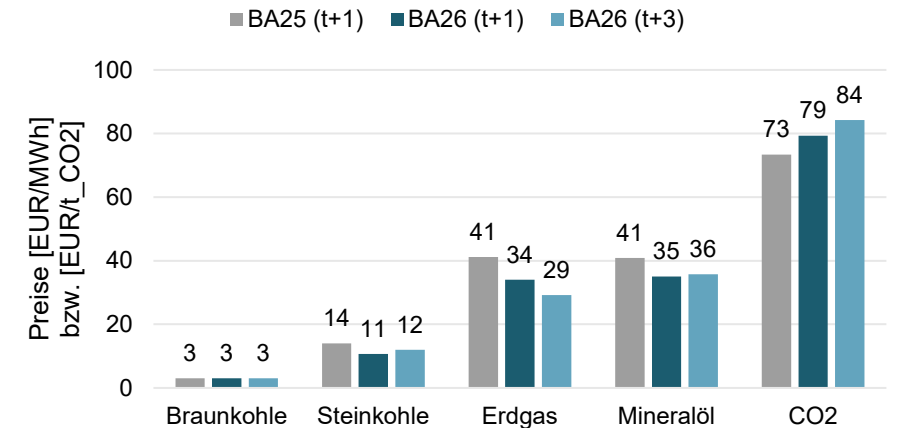
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Marktsimulation – Merit Order in Deutschland



- **Geringer Rückgang** der installierten **konventionellen** Leistung
- **Sinkende Brennstoffpreise** und **steigende Emissionszertifikatpreise** heben sich weitestgehend auf, sodass ein ähnliches Grenzkostenniveau besteht
- In (t+1) führen weiterhin Abfall, Braun- und Steinkohle die Merit-Order an
- **Zunehmender Abtausch** von Braun- und Steinkohle hin zu Erdgas erkennbar
- **Mineralölprodukte** und **Kuppelgas** rücken weiter an den **Rand der Merit-Order**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2026/27 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2025/26 (BA25 (t+1))

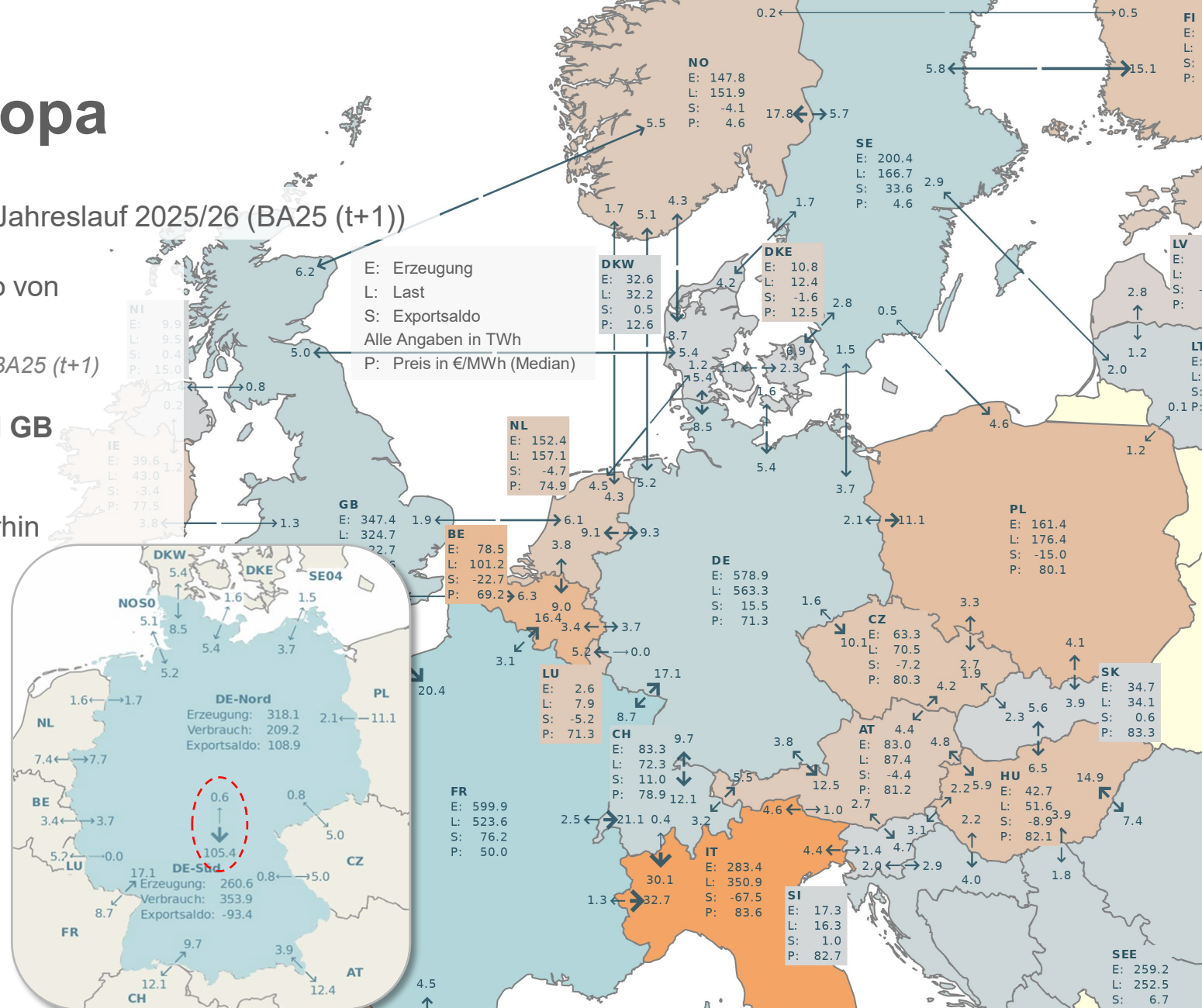
	BA26	BA25	Differenz
Energiemenge [TWh]	(t+1) (2026/27)	(t+1) (2025/26)	
Erzeugung			
Konventionell	160,52	222,83	-62,3
Abfall, Klein-KWK und Sonstige	50,58	49,31	1,3
Braunkohle	40,80	81,55	-40,8
Erdgas	54,55	61,95	-7,4
Steinkohle	14,60	30,01	-15,4
Stromspeicher	27,46	18,55	8,9
Erneuerbare	390,70	340,01	50,7
PV	119,38	103,78	15,6
Sonstige EE	63,87	66,52	-2,7
Wind Offshore	41,32	40,99	0,3
Wind Onshore	166,14	128,71	37,4
Erzeugung Gesamt	578,68	581,39	-2,7
Nachfrage			
Last Gesamt	563,15	543,48	19,9
Last unflexibel	526,13	523,11	3,0
Last flexibel	8,07	2,33	5,7
Stromspeicher	28,96	18,04	10,9
Exportsaldo	15,5	37,9	-22,4

- **Halbierung der Kohleverstromung** um insgesamt **56 TWh** im Vergleich zur BA25 (t+1)
- **Anstieg der Wind- und Solarerzeugung** um insgesamt **53 TWh** im Vergleich zur BA25 (t+1)
- Die **Erzeugung in Deutschland** setzt sich in der BA26 (t+1) aus **67 % erneuerbaren Energien, 28 % konventioneller Erzeugung** und **5 % Speichern** zusammen
EE-Anteil an der Gesamterzeugung in BA25 (t+1): 59 %
- Insgesamt leichte **Zunahme der Stromnachfrage** - Verlagerung von **konventioneller Last** hin zu **Großverbrauchern und Wärmepumpen**

Handelssituation in Europa

Jahreslauf 2026/27 (t+1): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2025/26 (BA25 (t+1))

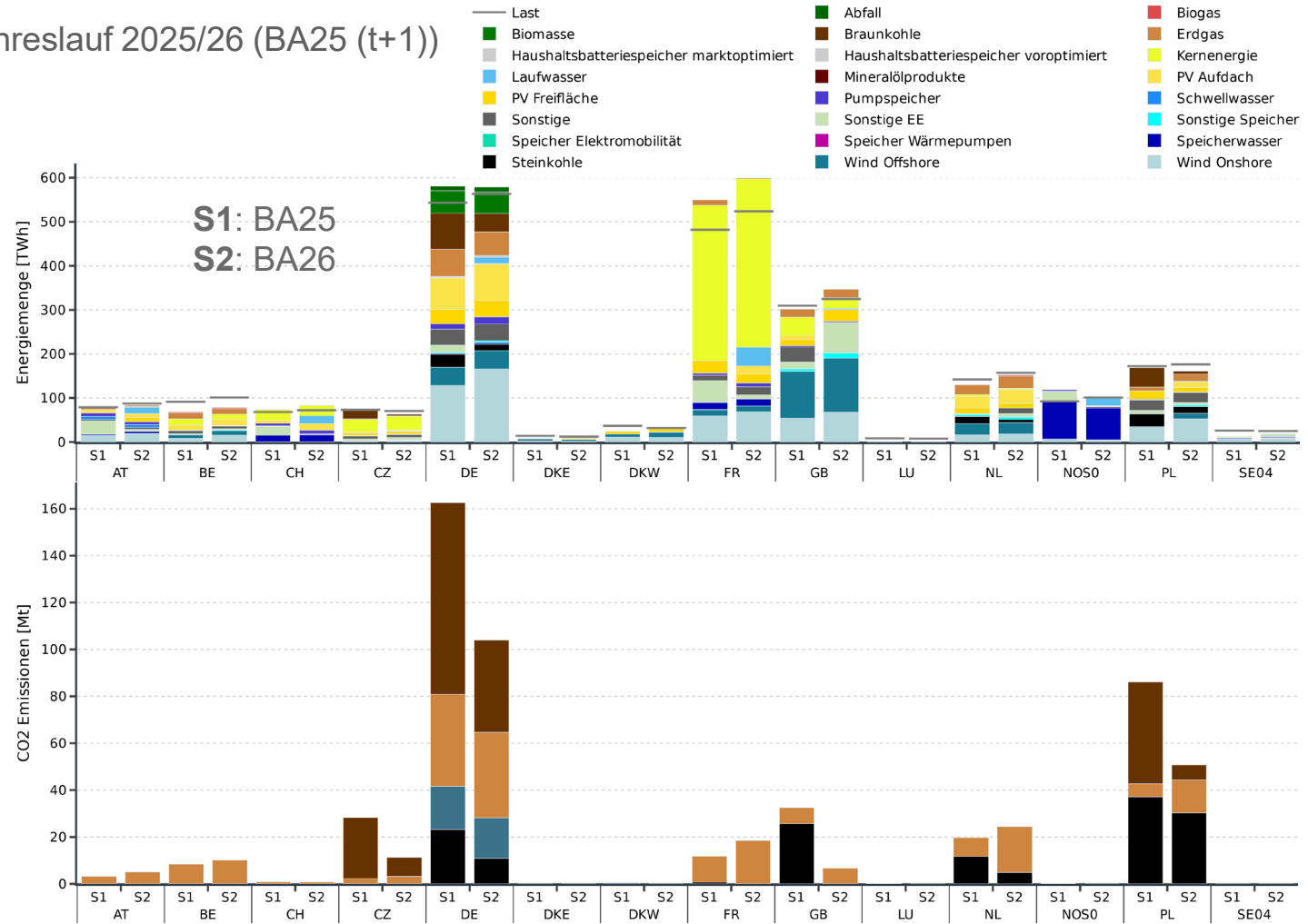
- DE ist Nettoexporteur mit einem Nettohandelssaldo von 15,5 TWh**
Reduktion des Handelssaldos DE um 22,4 TWh im Vergleich zur BA25 (t+1)
- Die größten Nettoexporteure sind FR, DE, SE und GB**
Vergleichbar zu BA25 (t+1), abgesehen von NO (zuvor Exporteur)
- IT ist mit einem Handelssaldo von - 67,6 TWh weiterhin deutlicher Nettoimporteur**
Verringerung des Handelssaldos von IT gegenüber BA25 (t+1) um 12,8 TWh
- Innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 105,4 TWh**
Reduktion um 15,7 TWh im Vergleich zur BA25 (t+1)



Erzeugung, Nachfrage und CO₂-Emissionen in Europa

Jahreslauf 2026/27 (t+1) – Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2025/26 (BA25 (t+1))

- **Französische Erzeugung** wird mit einem Anteil von etwa **64 %** weiterhin von **Kernenergie dominiert**
- In **Polen** sinkt der Anteil von Kohle an der Gesamterzeugung auf **14%** (Rückgang um 29 %-Punkte im Vergleich zur BA25 (t+1))
- **Deutschland** im direkten europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** und damit für etwa **45 %** der europäischen CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor verantwortlich; Verdrängung der Energieträger Stein- und Braunkohle durch Erdgas und erneuerbare Energien führt zur Emissionsreduktion ggü. der BA25:
 - **BA26 (t+1): EU 232 Mio. t/ DE 104 Mio. t**
 - **BA25 (t+1): EU 514 Mio. t/ DE 163 Mio. t**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

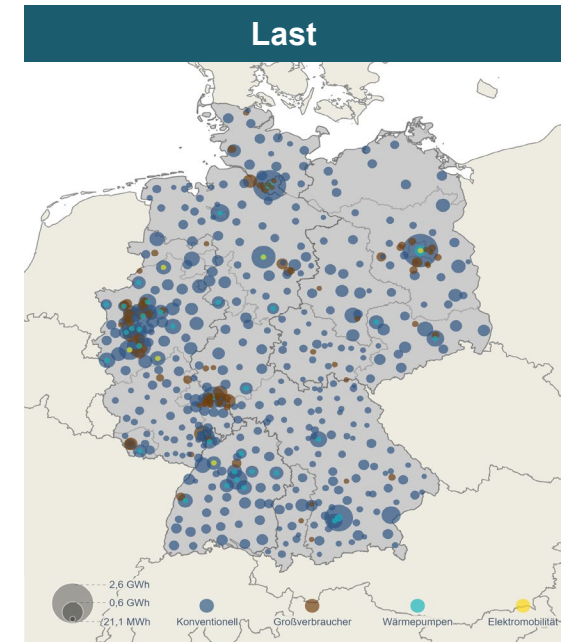
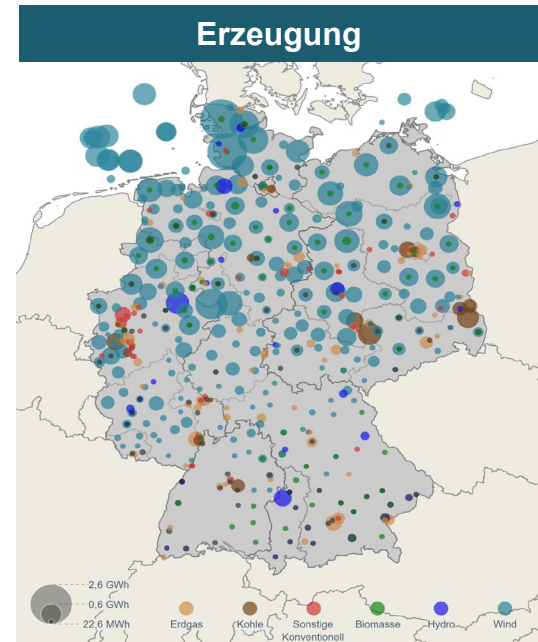
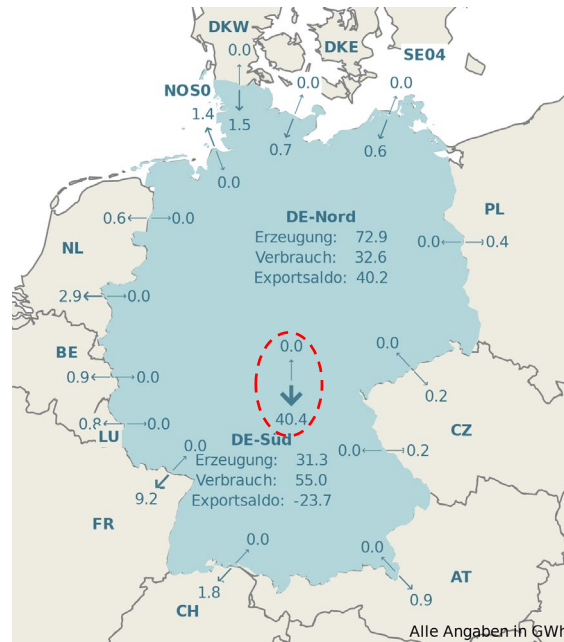
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 209 (max. Netzreserve (Sensi) und max. Ausland (Basis & Sensi))

Erzeugung	
Leistung [GW]	NNF 209
Konventionell	20,3
Abfall, Klein-KWK, Sonstige	8,0
Braunkohle	3,3
Steinkohle	1,3
Erdgas	7,6
Stromspeicher	3,8
Erneuerbare	80,1
Wind Onshore	60,7
Wind Offshore	11,1
PV	0,7
Biomasse	5,6
Hydro	1,9
Erzeugung Gesamt	104,2
Nachfrage	
Last Gesamt	86,7
Last unflexibel	83,6
Last flexibel	2,5
Stromspeicher	1,6
Exportsaldo	16,7

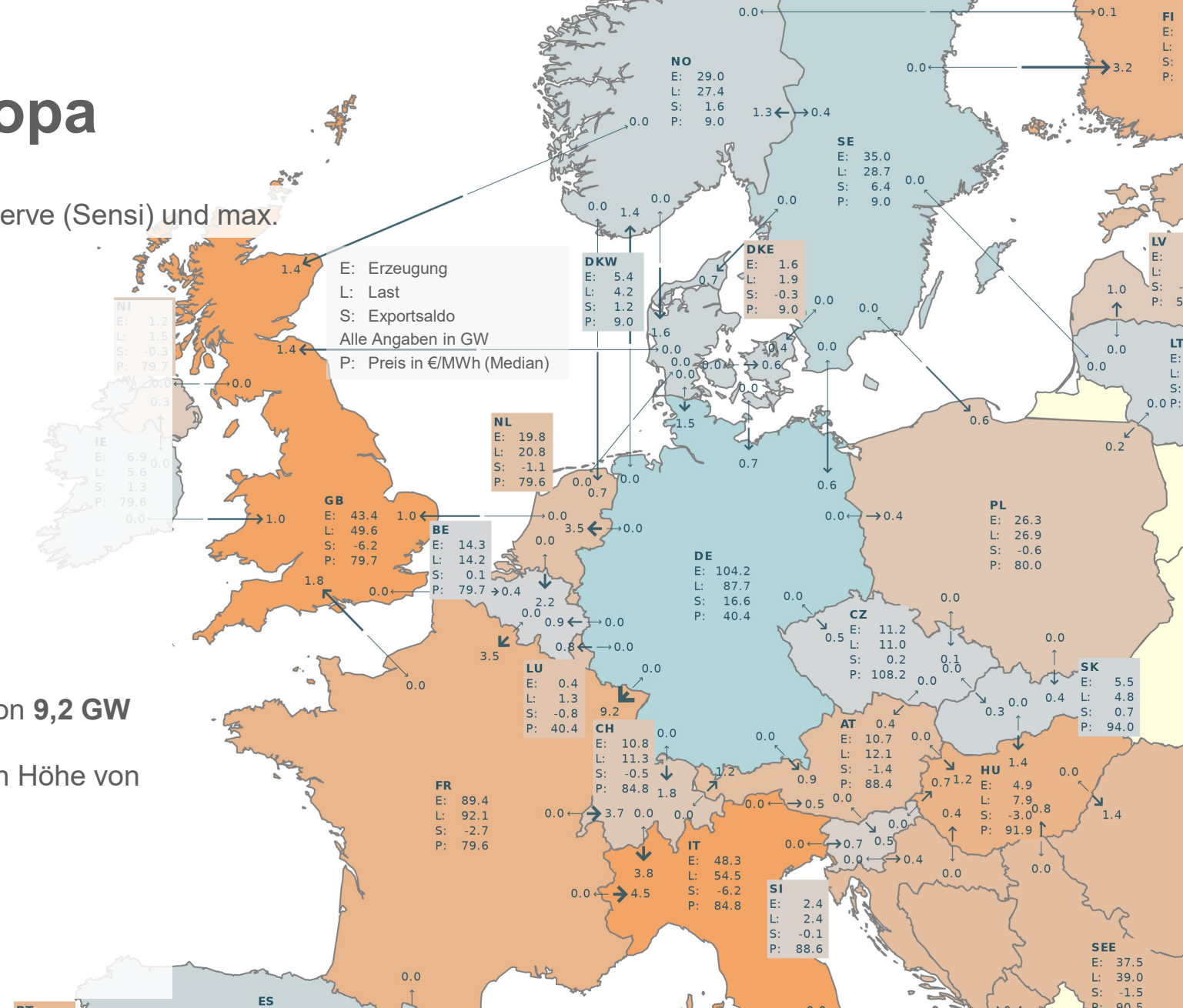


- **Nord-Süd-Transportaufgabe** in Höhe von **40,4 GW** (max. in BA25 (t+1) von 39,5 GW)
- Export in Richtung Süden, insbesondere Frankreich in Höhe von **9,2 GW**
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **80 % der 76,2 GW** installierten Onshore-Windleistung und **95 % der 11,7 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** beträgt **20,3 GW** bzw. **33 % der installierten Leistung**
- **Last** tritt schwerpunktmäßig entlang der **Süd-West Achse** auf

Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 209 (max. Netzreserve (Sensi) und max. Ausland (Basis & Sensi))

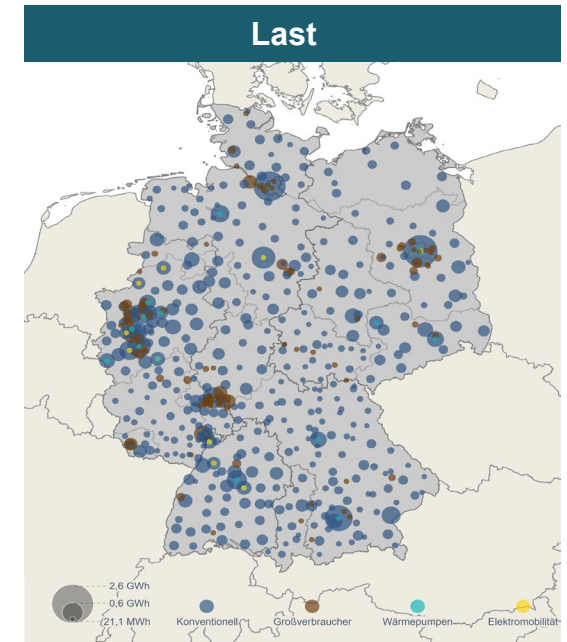
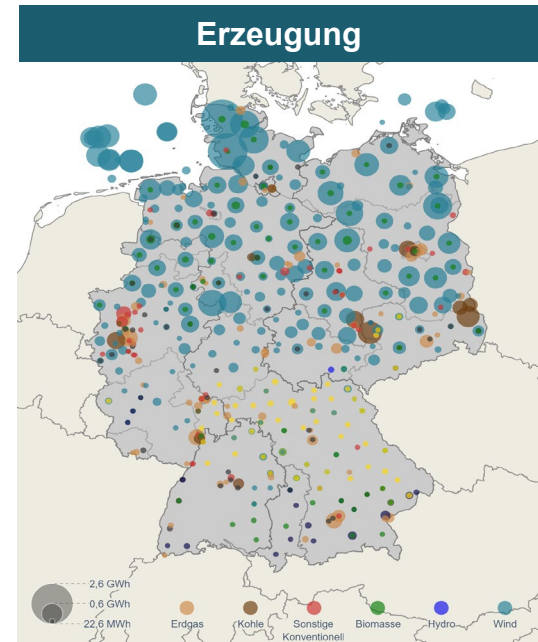
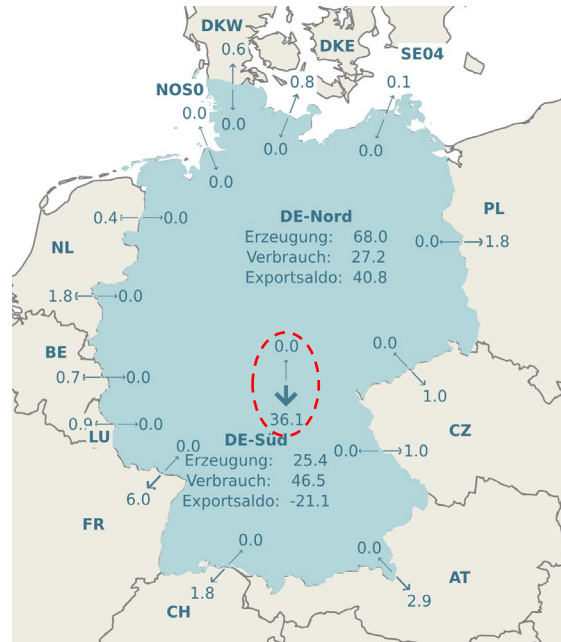
- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **16,6 GW**
- **Europäische Nachbarländer** zeigen größtenteils **ausgeglichene oder geringe Nettoimporte**
- **Handelsfluss** aus Norden über DE in Richtung West- und Süd-Europa
 - Größter Handelsfluss von **DE nach FR** in Höhe von **9,2 GW**
 - Handel von **FR** in Richtung **IT** teilweise über **CH** in Höhe von **4,5 GW** bzw. **3,8 GW**



Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 280 (max. Netzreserve (Basis) & in AT-Sensi max. Ausland (Basis & Sensi))

Erzeugung	
Leistung [GW]	NNF 280
Konventionell	19,7
Abfall, Klein-KWK, Sonstige	7,5
Braunkohle	3,2
Steinkohle	1,1
Erdgas	7,8
Stromspeicher	0,2
Erneuerbare	73,6
Wind Onshore	50,5
Wind Offshore	10,7
PV	4,9
Biomasse	5,6
Hydro	1,9
Erzeugung Gesamt	93,4
Nachfrage	
Last Gesamt	73,7
Last unflexibel	73,4
Last flexibel	-0,6
Stromspeicher	0,8
Exportsaldo	19,7

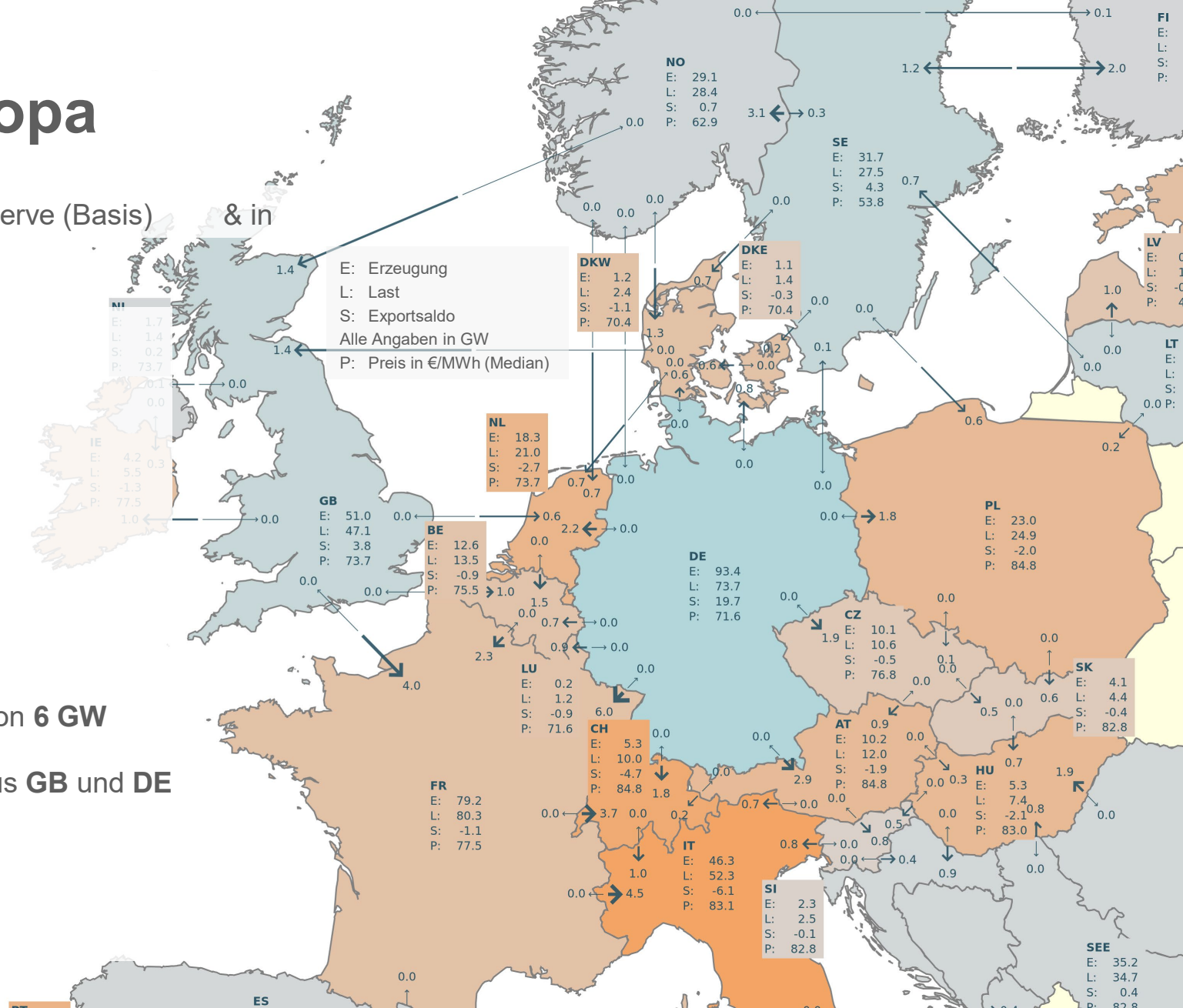


- **Nord-Süd-Transportaufgabe** in Höhe von **36,1 GW** (max. in BA25 (t+1) von 37,8 GW)
- Export in Richtung Süden, insbesondere Frankreich in Höhe von **6,0 GW**
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **66 % der 76,2 GW** installierten Onshore-Windleistung und **91 % der 11,7 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** beträgt **19,7 GW** bzw. **32 % der installierten Leistung**
- **Last** tritt schwerpunktmäßig entlang der **Süd-West Achse** auf

Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 280 (max. Netzreserve (Basis) & in AT-Sensi max. Ausland (Basis & Sensi))

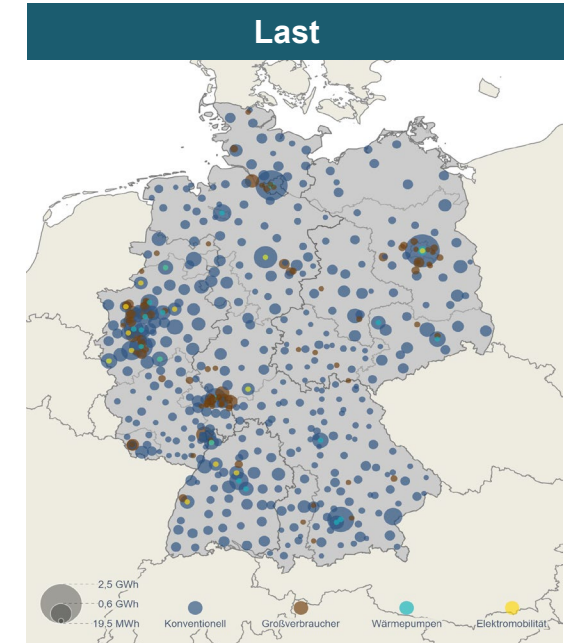
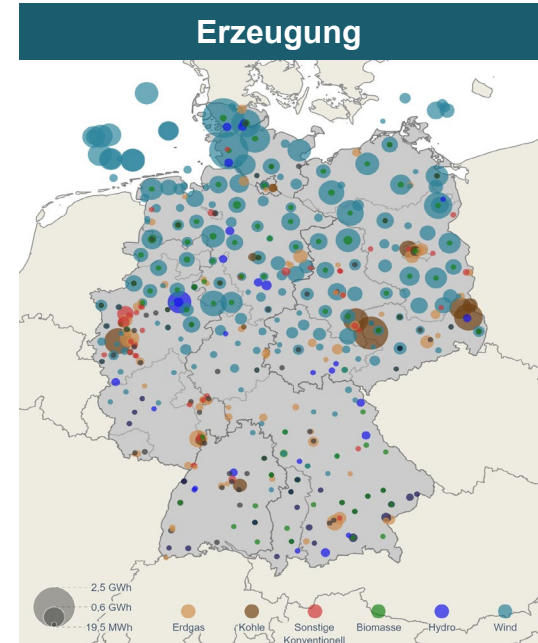
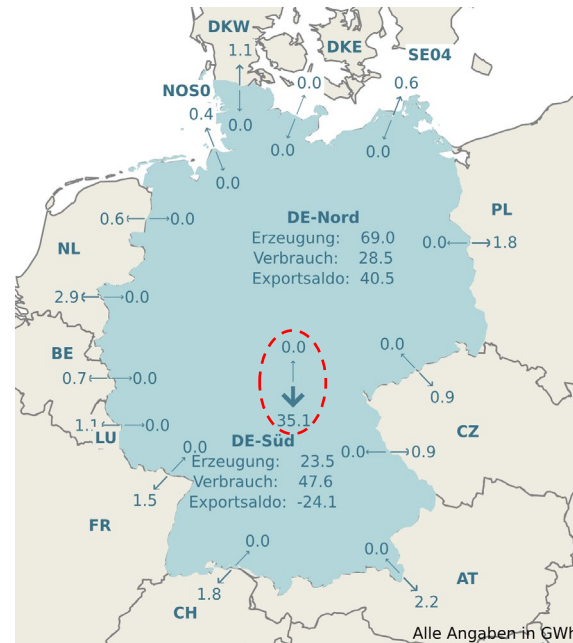
- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **19,7 GW**
- **Nachbarländer von DE** zeigen größtenteils **meist geringe Nettoimporte**
- **Handelsfluss aus Norden über DE** in Richtung **Süd-Europa**
 - Größter Handelsfluss von **DE nach FR** in Höhe von **6 GW**
 - Handel von **FR** in Richtung **IT** und **CH** in sowie aus **GB** und **DE**



Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 284 (in AT-Sensi max. Netzreserve (Basis & Sensi))

Erzeugung	
Leistung [GW]	NNF 284
Konventionell	23,6
Abfall, Klein-KWK, Sonstige	7,6
Braunkohle	6,0
Steinkohle	1,2
Erdgas	8,7
Stromspeicher	3,3
Erneuerbare	65,7
Wind Onshore	47,9
Wind Offshore	10,3
PV	0
Biomasse	5,6
Hydro	1,9
Erzeugung Gesamt	92,5
Nachfrage	
Last Gesamt	76,1
Last unflexibel	75,9
Last flexibel	0,2
Stromspeicher	0
Exportsaldo	16,4

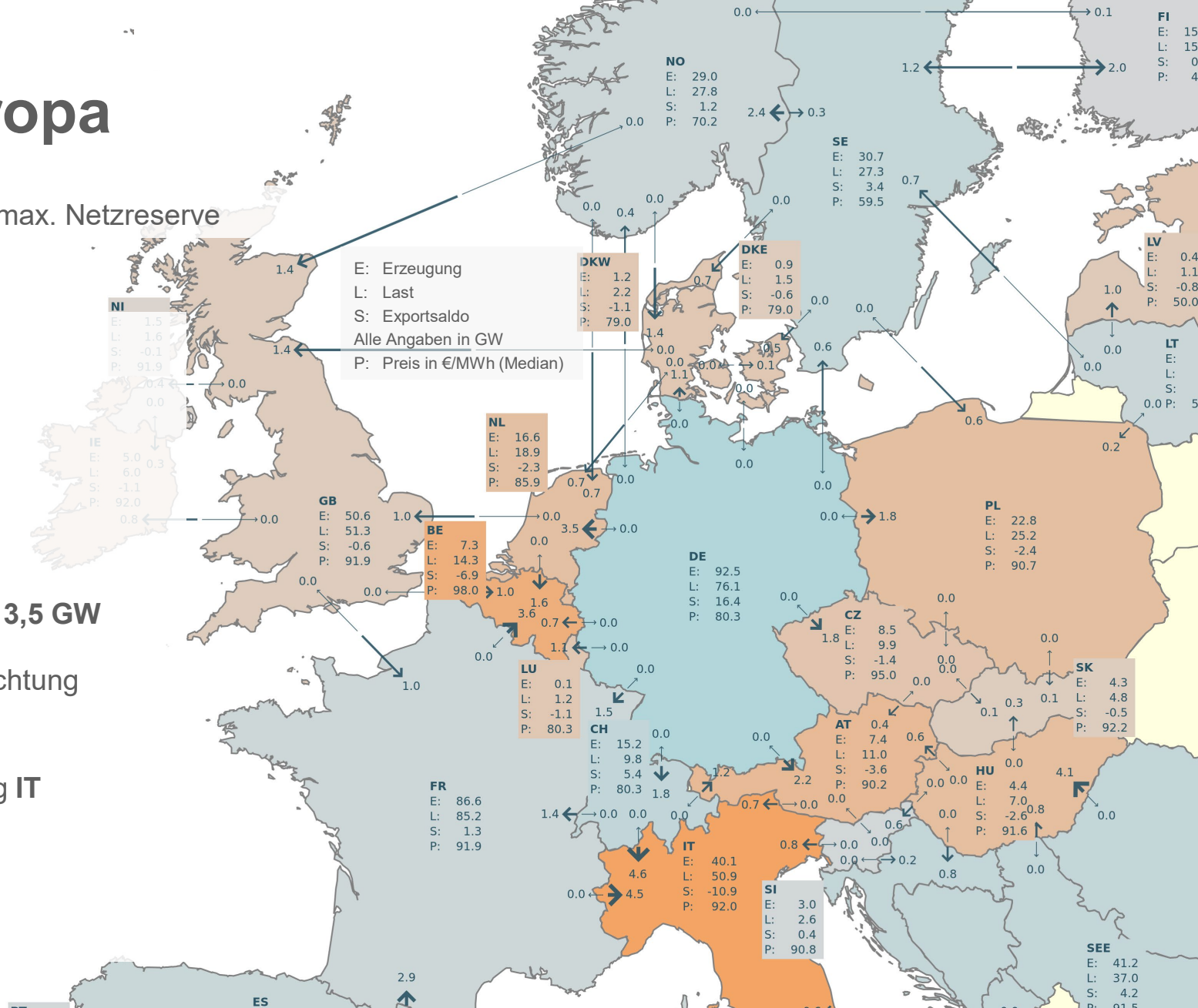


- Nord-Süd-Transportaufgabe in Höhe von 35,1 GW
- Export in Richtung Westen, insbesondere Niederlande in Höhe von 3,5 GW
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **63 % der 76,2 GW** installierten Onshore-Windleistung und **88 % der 11,7 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**
- **Export nach FR sinkt um 4,5 GW** im Vergleich zur Basis (NNF 280)
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** steigt um **3,9 GW** im Vergleich zur Basis (NNF 280)

Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2026/27 (t+1): NNF 284 (in AT-Sensi max. Netzreserve (Basis & Sensi))

- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **16,4 GW**
- **Nachbarländer von DE** zeigen größtenteils **meist geringe Nettoimporte**
- **Größter Handelsfluss von DE nach NL** in Höhe von **3,5 GW**
- **Weitere Handelsflüsse aus Norden über DE** in Richtung **Südost-Europa**
 - **Exporte** von 9,1 GW von **FR** und **CH** in Richtung **IT**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

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

	BA26	BA26	Differenz	
Energiemenge [TWh]	(t+3) (2028/29)	(t+1) (2026/27)		
Erzeugung	Konventionell	143,68	160,52	-16,8
	Abfall, Klein-KWK und Sonstige	52,5	50,58	1,9
	Braunkohle	28,05	40,80	-12,8
	Erdgas	57,32	54,55	2,8
	Steinkohle	5,8	14,60	-8,8
	Stromspeicher	39,7	27,46	12,2
	Erneuerbare	478,25	390,70	87,5
	PV	153,97	119,38	34,6
	Sonstige EE	71,7	63,87	7,8
	Wind Offshore	51,88	41,32	10,6
	Wind Onshore	200,70	166,14	34,6
	Erzeugung Gesamt	661,63	578,68	83,0
	Nachfrage	Last Gesamt	649,17	563,15
Last unflexibel		579,37	526,13	53,2
Last flexibel		27,68	8,07	19,6
Stromspeicher		42,13	28,96	13,2
Exportsaldo		12,5	15,5	-3,3

- Steigende CO₂-Zertifikatspreisen sowie der Zubau erneuerbarer Energien spiegeln sich unmittelbar in der deutschen **Erzeugung** wider:
 - Reduktion der Kohleverstromung um 21 TWh** bzw. **39 %** im Vergleich zur BA26 (t+1)
 - Die Erzeugung in Deutschland setzt sich in 2027/28 aus **72 % EE, 22 % konventionell** und **6 % Stromspeichern** zusammen.
EE-Anteil an der Gesamterzeugung in BA26 (t+1) (2025/26): 68 %
 - Die **Wind- und Solarerzeugung** steigt um **79,8 TWh** in 2028/29
- Deutlicher **Anstieg Nachfrage** um 86 TWh, insbesondere der Großverbraucher, Elektromobilität und preissensitiven Lasten
- Zunahme des **Einsatzes von Speichern** bzw. insbesondere **Großbatteriespeichern**

Handelssituation in Europa

Jahreslauf 2028/29 (t+3): Einordnung im Vergleich zu Jahreslauf 2026/27 (BA26 (t+1))

- DE bleibt Nettoexporteur mit einem Handelssaldo von 12,5 TWh

Reduktion des Handelssaldos DE um 3 TWh zur BA26 (t+1)

- FR hat ein Exportsaldo von 47,1 TWh

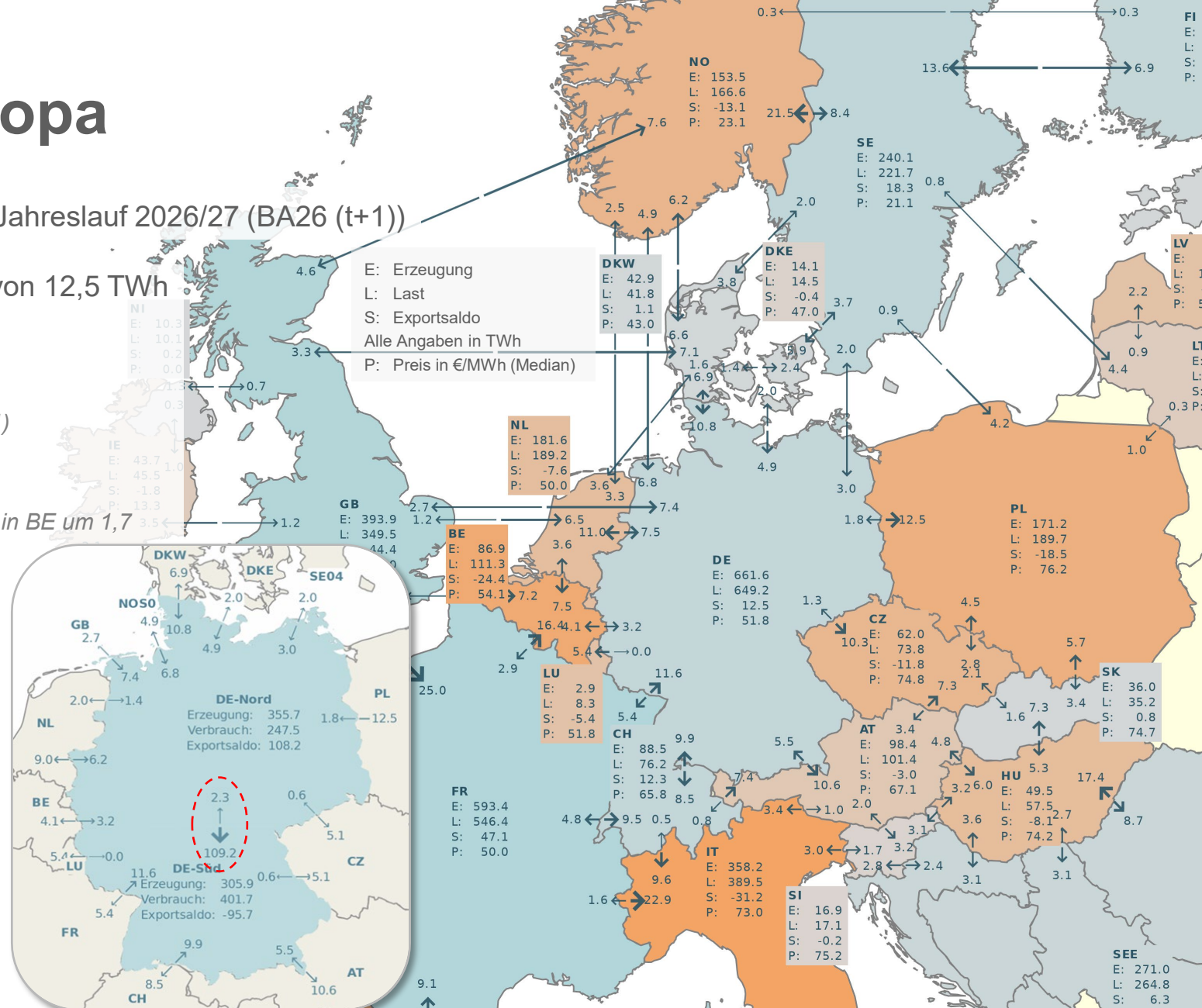
Reduktion des Handelssaldos von FR um 29,2 TWh zur BA26 (t+1)

- Die größten Nettoimporteure sind BE und IT

Reduktion des Handelssaldos von IT um 36,3 TWh und Erhöhung in BE um 1,7 TWh zur BA26 (t+1)

- Innerdeutsche Nord-Süd-Transportaufgabe steigt auf 109,2 TWh

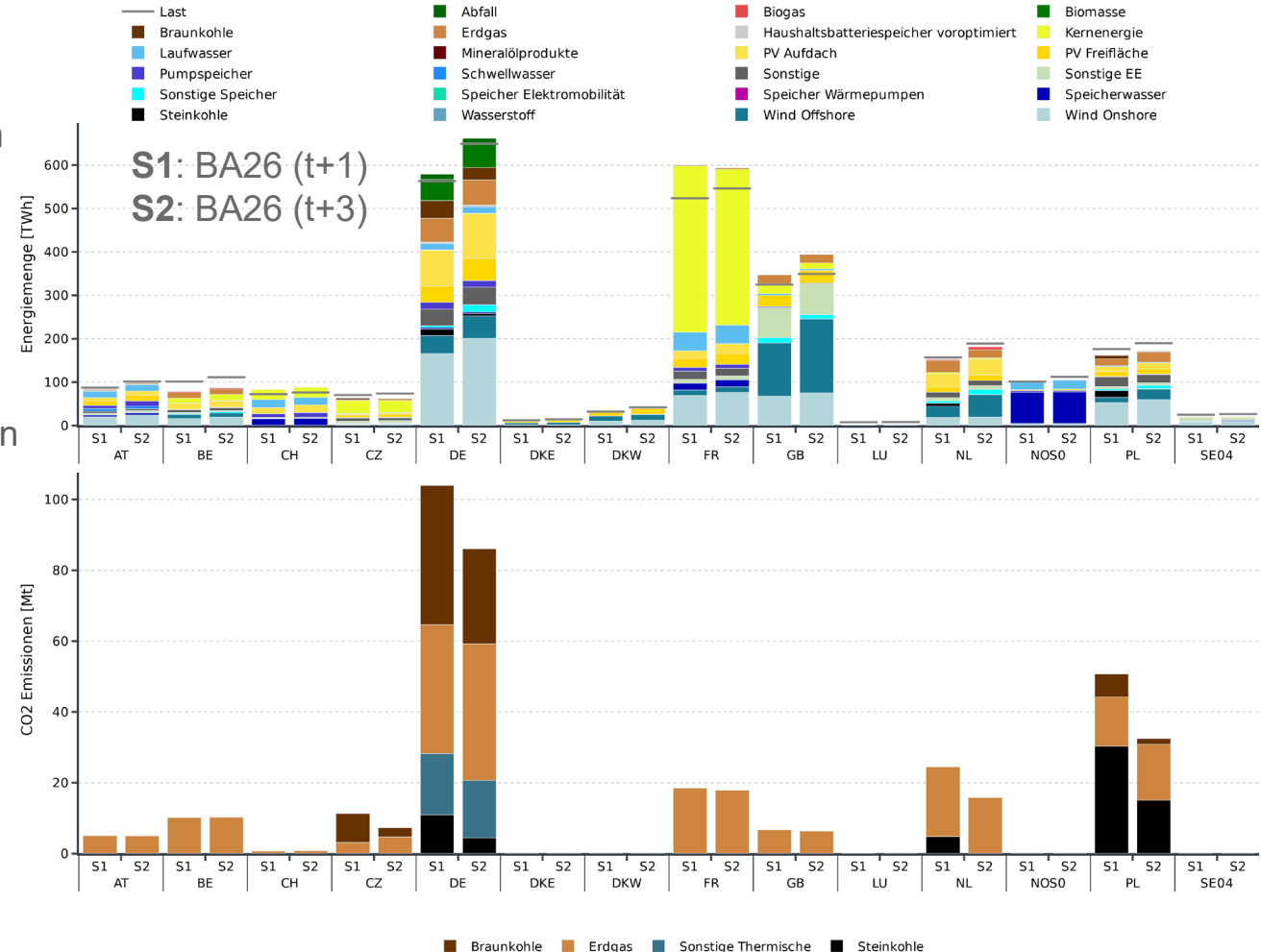
Im Vergleich zu BA26 (t+1) um 3,8 TWh höher



Erzeugung, Nachfrage und CO₂-Emissionen in Europa

Jahreslauf 2026/27 (t+1) und 2028/29 (t+3)

- Dem **Rückgang der Erzeugung aus Braun- und Steinkohle** steht der **Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energien** sowie **Erdgas** gegenüber, vornehmlich begründet durch:
 - den starken Ausbau erneuerbarer Energien
 - den Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise
 - Verschiebung der Erzeugung von Kohle zu Erdgas durch den Wechsel der Einsatzreihenfolge in der Merit-Order
- Deutschland** ist im europäischen Vergleich weiterhin **größter CO₂-Emittent im Stromsektor** – zum Vergleich:
 - BA26 (t+3) (2027/28):** EU 182 Mio. t / DE 86 Mio. t
 - BA26 (t+1) (2025/26):** EU 232 Mio. t / DE 104 Mio. t



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

7. Marktsimulation

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

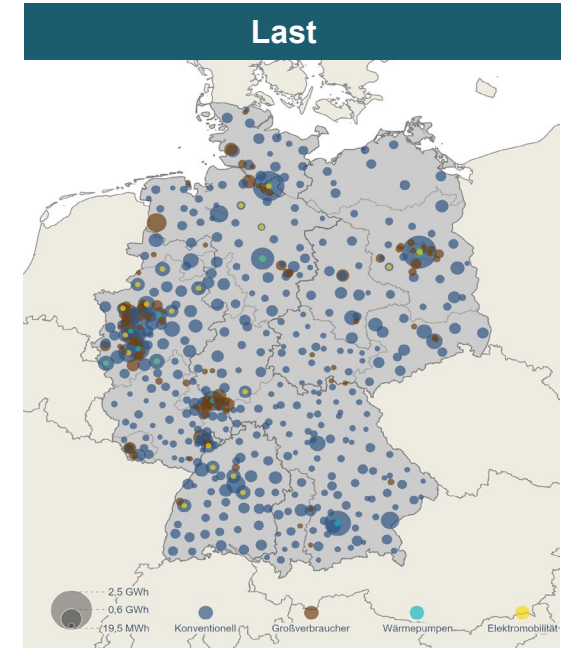
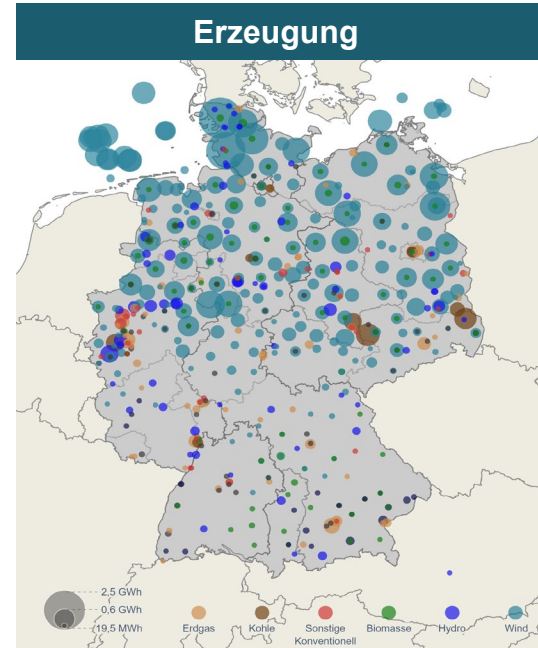
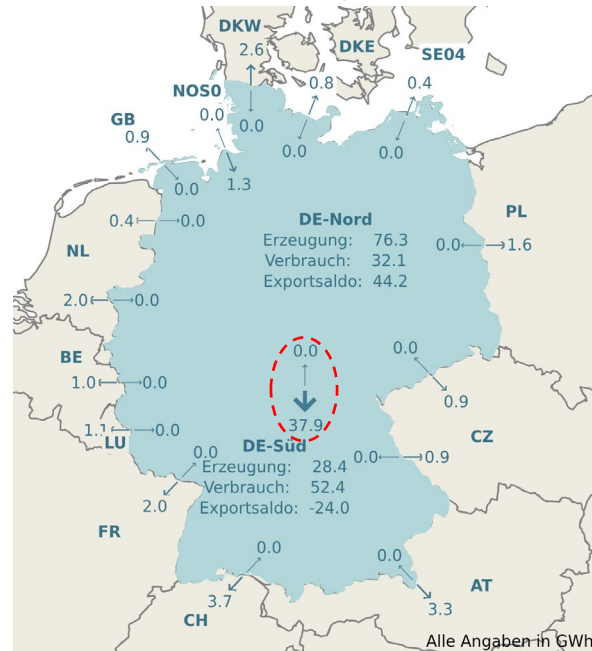
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2028/29 (t+3): NNF 284 Grenzsituation (max. Netzreserve)

Erzeugung	
Leistung [GW]	NNF 284
Konventionell	18,0
Abfall, Klein-KWK, Sonstige	7,8
Braunkohle	2,9
Steinkohle	0,5
Erdgas	6,8
Stromspeicher	7,3
Erneuerbare	79,3
Wind Onshore	57,3
Wind Offshore	13,6
PV	0,0
Biomasse	6,5
Hydro	1,9
Erzeugung Gesamt	104,6
Nachfrage	
Last Gesamt	84,5
Last unflexibel	83,7
Last flexibel	0,8
Stromspeicher	0,0
Exportsaldo	20,2

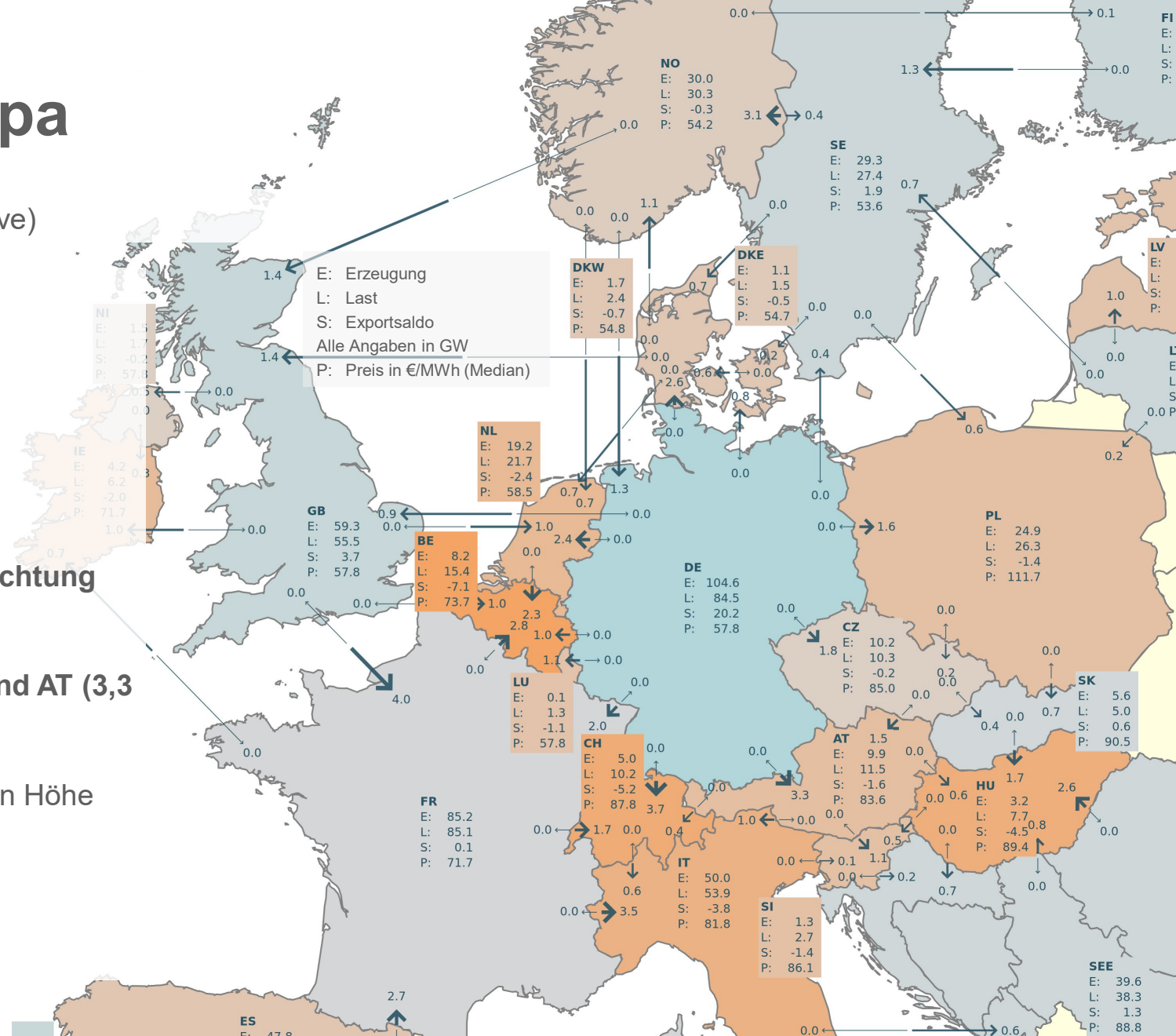


- **Nord-Süd-Transportaufgabe** in Höhe von **37,9 GW**
- Export besonders in Richtung Süd-Westen (Schweiz, Österreich, Frankreich, Benelux)
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **62 % der 92,8 GW** installierten Onshore-Windleistung und **88 % der 15,5 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** beträgt **18,0 GW** bzw. **30 % der installierten Leistung**
- **Last** tritt schwerpunktmäßig entlang der **Süd-West Achse** auf

Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2028/29 (t+3): NNF 284 (max. Netzreserve)

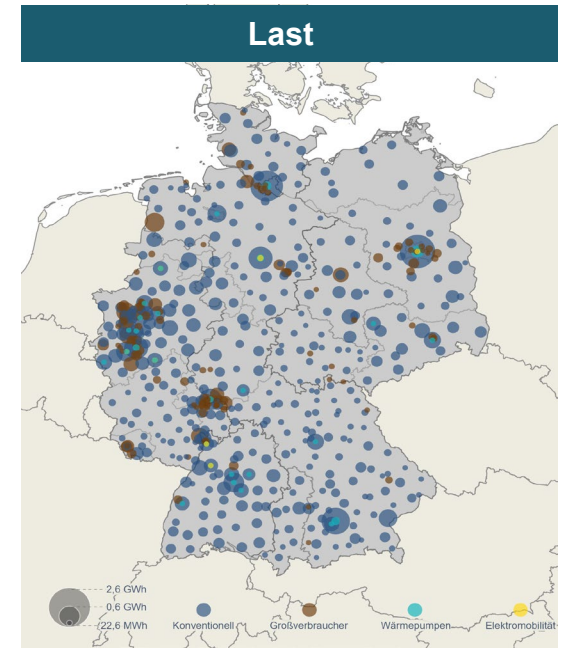
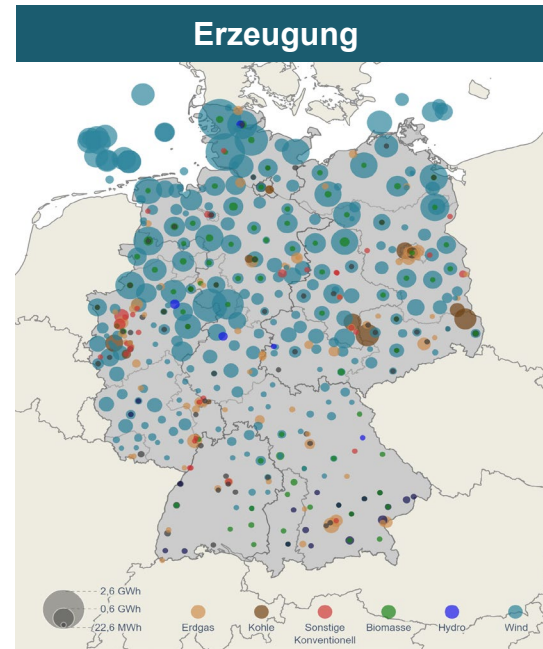
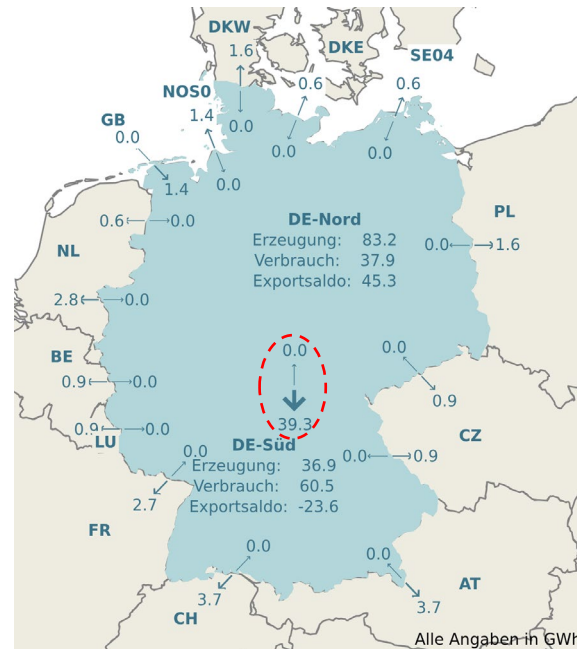
- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **20,2 GW**
- **Europäische Nachbarländer** zeigen größtenteils **ausgeglichene oder geringe Nettoimporte**
- **Handelsflüsse aus Deutschland** sind überwiegend **Richtung Süden, Westen und Osten** gerichtet
 - Größte Handelsflüsse von **DE nach CH (3,7 GW) und AT (3,3 GW)**
- Größter individueller Handelsfluss: **GB in Richtung FR** in Höhe von **4,0 GW**



Erzeugung und Nachfrage in Deutschland

Grenzsituation 2028/29 (t+3): NNF 209 Grenzsituation (max. Ausland)

Erzeugung	
Leistung [GW]	NNF 209
Konventionell	20,9
Abfall, Klein-KWK, Sonstige	8,4
Braunkohle	3,0
Steinkohle	0,8
Erdgas	8,7
Stromspeicher	1,5
Erneuerbare	97,6
Wind Onshore	73,6
Wind Offshore	14,6
PV	1,0
Biomasse	6,5
Hydro	1,9
Erzeugung Gesamt	120,0
Nachfrage	
Last Gesamt	98,4
Last unflexibel	91,9
Last flexibel	4,8
Stromspeicher	1,7
Exportsaldo	21,7

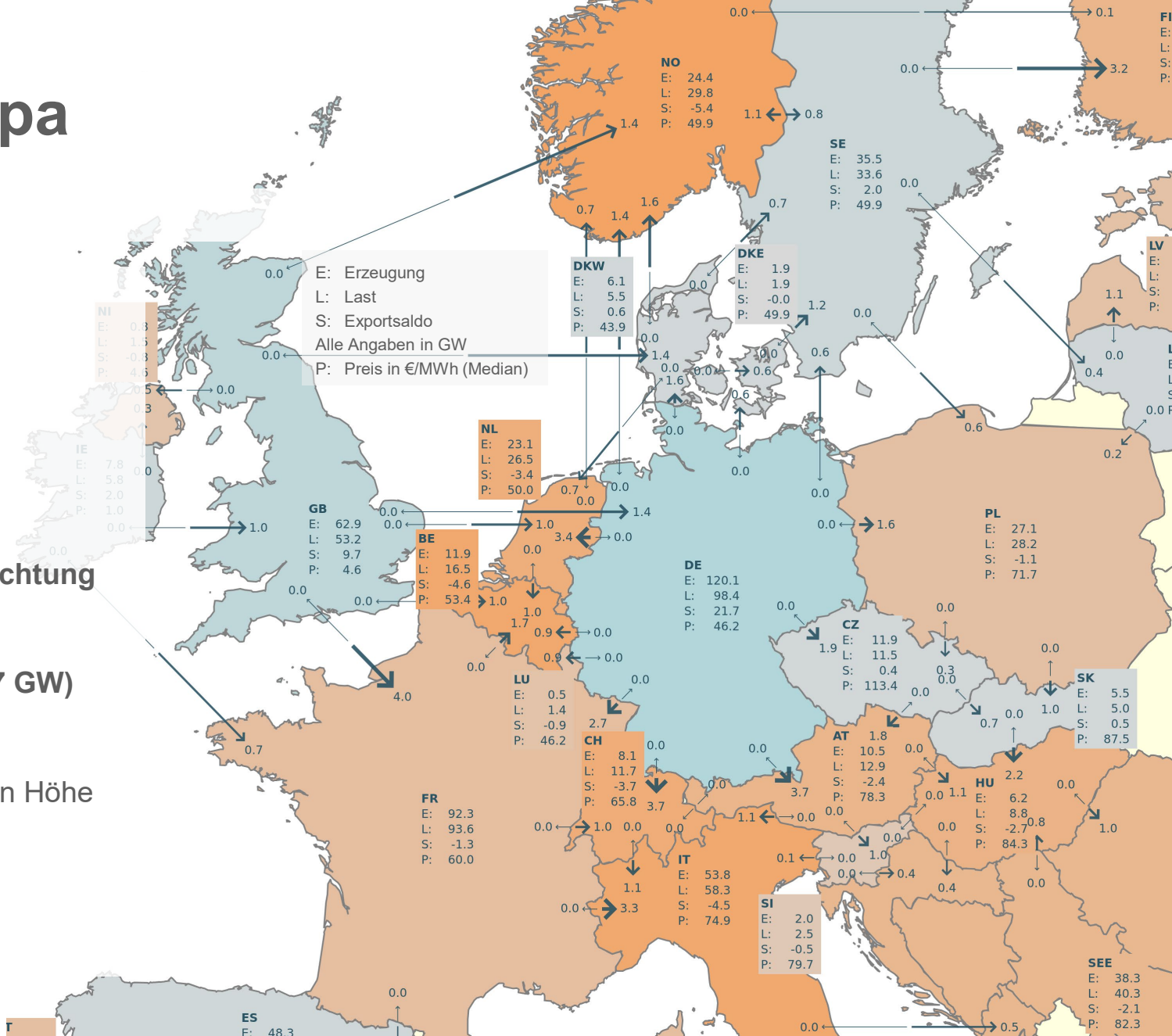


- **Nord-Süd-Transportaufgabe** in Höhe von **39,3 GW**
- Export besonders in Richtung Süd-Westen (Schweiz, Österreich, Frankreich, Benelux)
- Der NNF ist durch **starke Windeinspeisung** geprägt: **80 % der 92,8 GW** installierten Onshore-Windleistung und **94 % der 15,5 GW** installierten Offshore-Windleistung **speisen ein**
- Die **Einspeisung der konventionellen Erzeugungsanlagen** beträgt **20,9 GW** bzw. **35 % der installierten Leistung**
- **Last** tritt schwerpunktmäßig entlang der **Süd-West Achse** auf

Handelssituation in Europa

Grenzsituation 2028/29 (t+3): NNF 209 (max. Ausland)

- **Starkwindsituation** in Deutschland
- **DE ist größter Nettoexporteur** mit einem Nettohandelssaldo von **21,7 GW**
- **Europäische Nachbarländer** zeigen größtenteils **ausgeglichene oder geringe Nettoimporte**
- **Handelsflüsse aus Deutschland** sind überwiegend **Richtung Süden, Westen und Osten** gerichtet
 - Größte Handelsflüsse von **DE nach CH und AT (3,7 GW)** sowie **NL (3,4 GW)**
- Größter individueller Handelsfluss: **GB in Richtung FR** in Höhe von **4,0 GW**



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. Marktsimulation

8. **Netzanalysen**

9. Fazit

- Anhang*

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Jahreslauf BA26 (t+1) RD-Ergebnis

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA25 (t+1)	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+1)
Variante	Basis	Sensi	Basis	Sensi
Betrachtungsjahr	2025/26	2025/26	2026/27	2026/27
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,4	6,4	10,0	10,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2	4,2	7,8	7,8
Neg. RD PV-Einspeisung	0,9	0,0	3,2	3,2
Neg. RD marktbasierter KW in DE	5,4	6,3	1,9	1,9
Neg. RD im Ausland	0,0	0,1	0,1	0,1
Summe negativer RD¹	16,8	17,0	23,0	23,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	13,2	13,4	20,0	20,1
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,1	1,1	2,1	2,0
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,0	0,0	0,0	0,1
Pos. RD in AT	2,4	2,4	-	-
Pos. RD im Ausland	0,1	0,1	0,9	0,9
Summe positiver RD¹	16,8	17,0	23,0	23,1

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 BA26 (t+1) & BA25 (t+1)

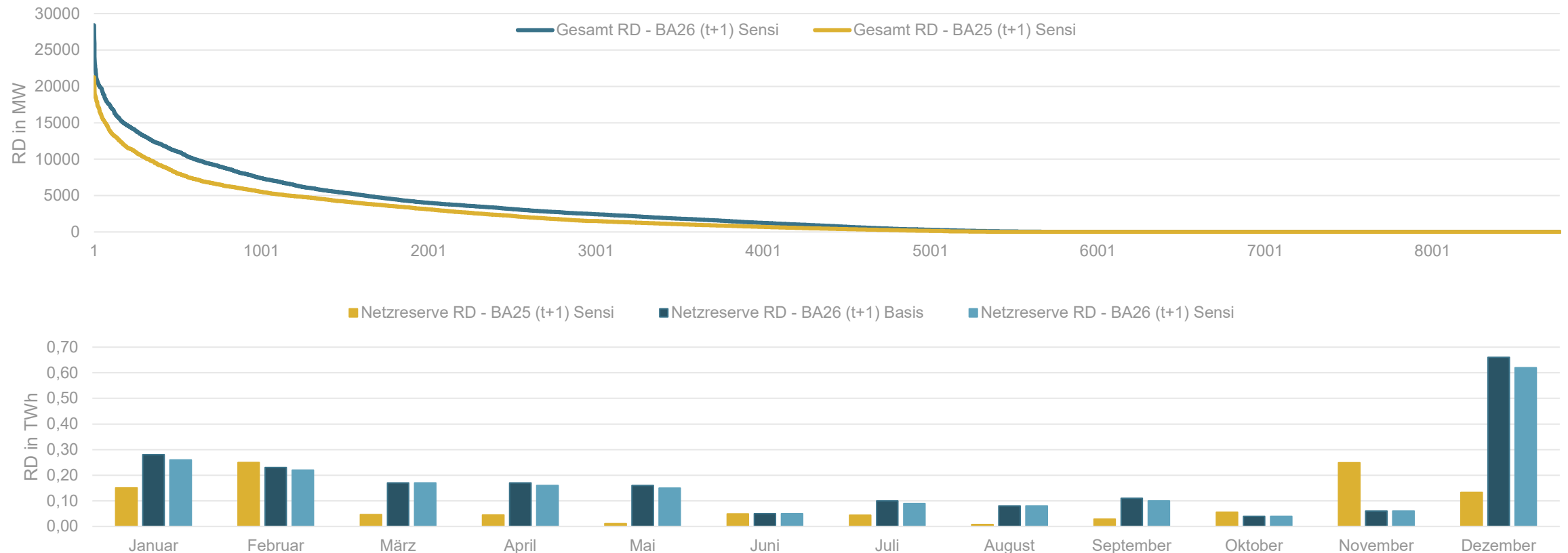
- Gesamt-Redispatchbedarf steigt und Netzreserveeinsatz verdoppelt sich nahezu
- Pos. Redispatch im Ausland steigt

Gründe / Erklärung

- Das neue Wetterjahr ist windreicher und die Nord-Süd Transportaufgabe ist, in den für den Redispatch relevanten Stunden, höher
- Nicht ausreichende Hochfahrpotentiale im Inland und ohne Berücksichtigung des 1,5 GW RD-Potentials in AT steigern den Bedarf an Redispatch im restlichen Ausland

Jahreslauf BA26 (t+1) Redispatch- & Netzreservebedarf

Vergleich des Redispatch- und Netzreservebedarfs in den Jahresläufen

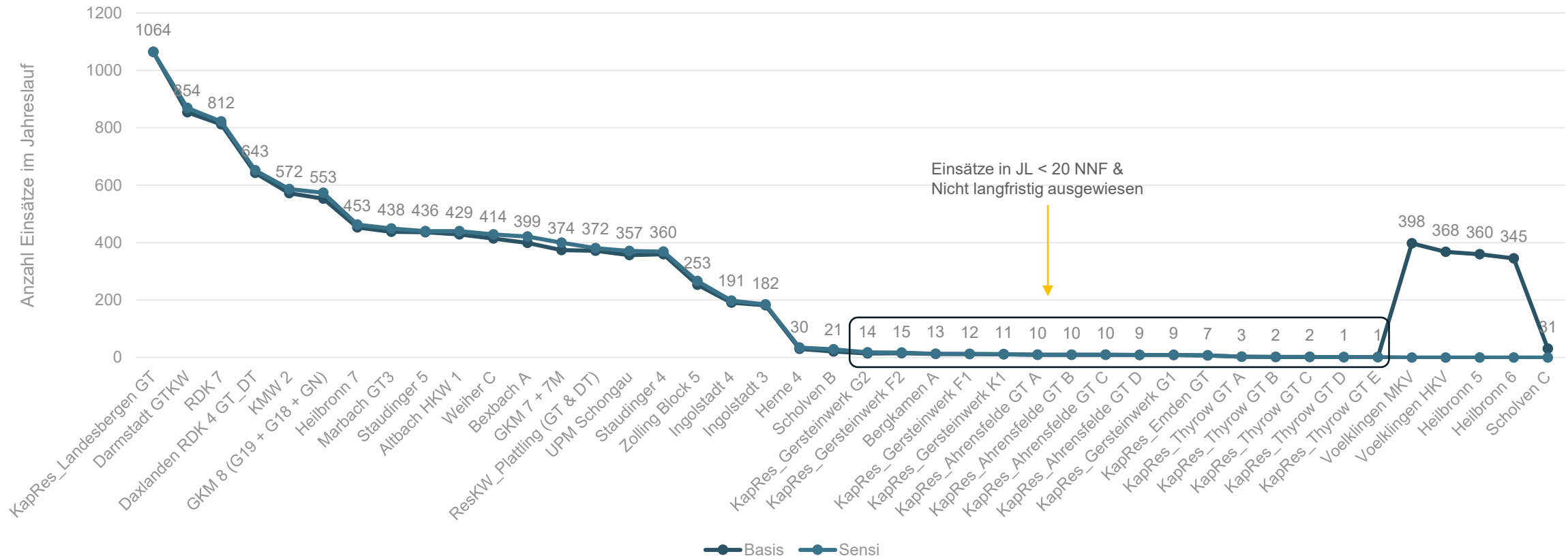


- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 1600 NNF (Basis) und 1594 NNF (Sensitivität)
- Durchschnittlicher Redispatch mit Netzreserve (wenn eingesetzt): 1310 MW (Basis) und 1253 MW (Sensitivität)

Jahreslauf BA26 (t+1) Netzreserve

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Einsatzstunden* der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Robustheitsprüfung für das Netzreservekraftwerk Bergkamen A und die Kapazitätsreserveblöcke (Ahrensfelde, Emden, Gersteinwerk, Thyrow), da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden

Jahreslauf BA26 (t+1) RD-Ergebnis (AT-Sensi)

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA25 (t+1)	BA25 (t+1)	BA26 (t+1)	BA26 (t+1) – AT-Sensi	BA26 (t+1)	BA26 (t+1) – AT-Sensi
Variante	Basis	Sensi	Basis	Basis	Sensi	Sensi
Betrachtungsjahr	2025/26	2025/26	2026/27	2026/27	2026/27	2026/27
	TWh					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,4	6,4	10,0	9,3	10,1	9,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2	4,2	7,8	7,9	7,8	7,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,9	0,0	3,2	2,8	3,2	2,8
Neg. RD marktbasierter KW in DE	5,4	6,3	1,9	1,9	1,9	1,9
Neg. RD im Ausland	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe negativer RD¹	16,8	17,0	23,0	21,9	23,1	21,9
Pos. RD marktbasierter KW in DE	13,2	13,4	20,0	18,0	20,1	18,1
Pos. RD Netzreserve in DE ³	1,1	1,1	2,1	1,6	2,0	1,5
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Pos. RD in AT	2,4	2,4	-	2,1	-	2,1
Pos. RD im Ausland	0,1	0,1	0,9	0,2	0,9	0,2
Summe positiver RD¹	16,8	17,0	23,0	21,9	23,1	21,9

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 BA26 (t+1) – AT-Sensi & BA25 (t+1)

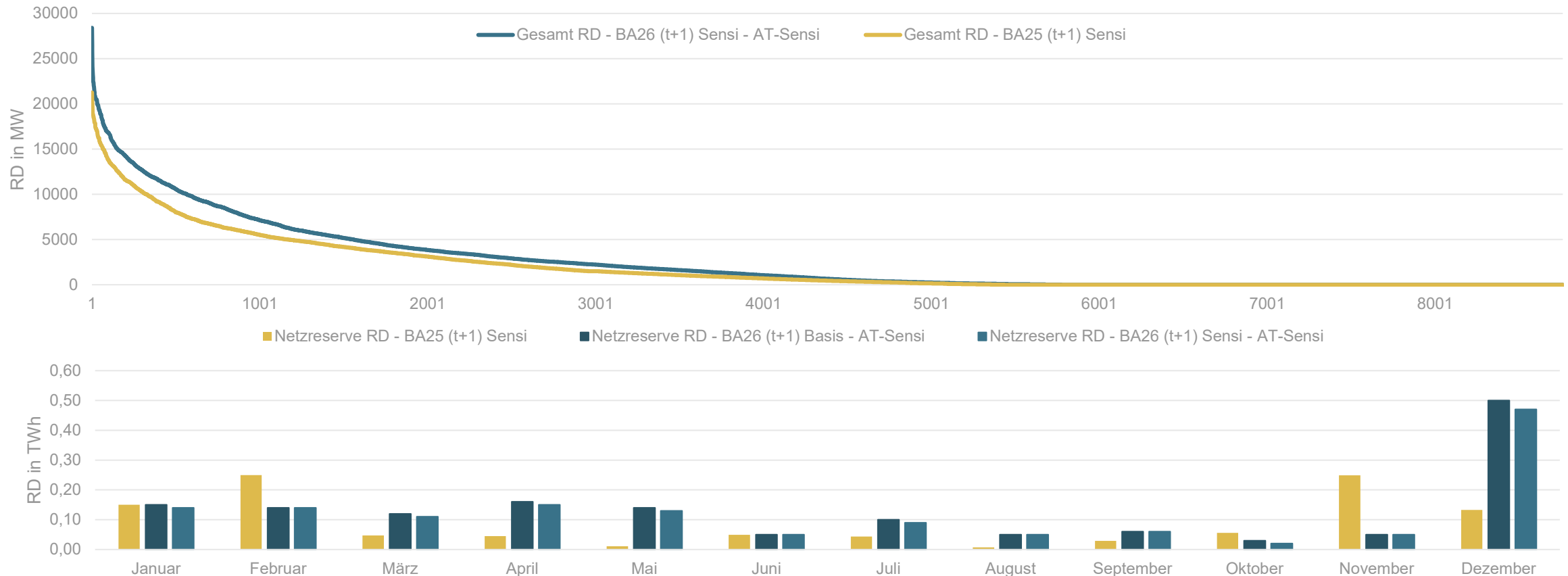
- Gesamt-Redispatchbedarf und Netzreserveeinsatz steigen
- Pos. Redispatch im Ausland steigt

Gründe / Erklärung

- Das neue Wetterjahr ist windreicher und die Nord-Süd Transportaufgabe ist, in den für den Redispatch relevanten Stunden, höher
- Nicht ausreichende Hochfahrpotentiale im Inland und, je nach Variante, der Nicht-Berücksichtigung des 1,5 GW RD-Potentials in AT steigern den Bedarf an Redispatch im restlichen Ausland

Jahreslauf BA26 (t+1) Redispatch- & Netzreservebedarf

Vergleich des Redispatch- und Netzreservebedarfs in den Jahresläufen – AT-Sensi

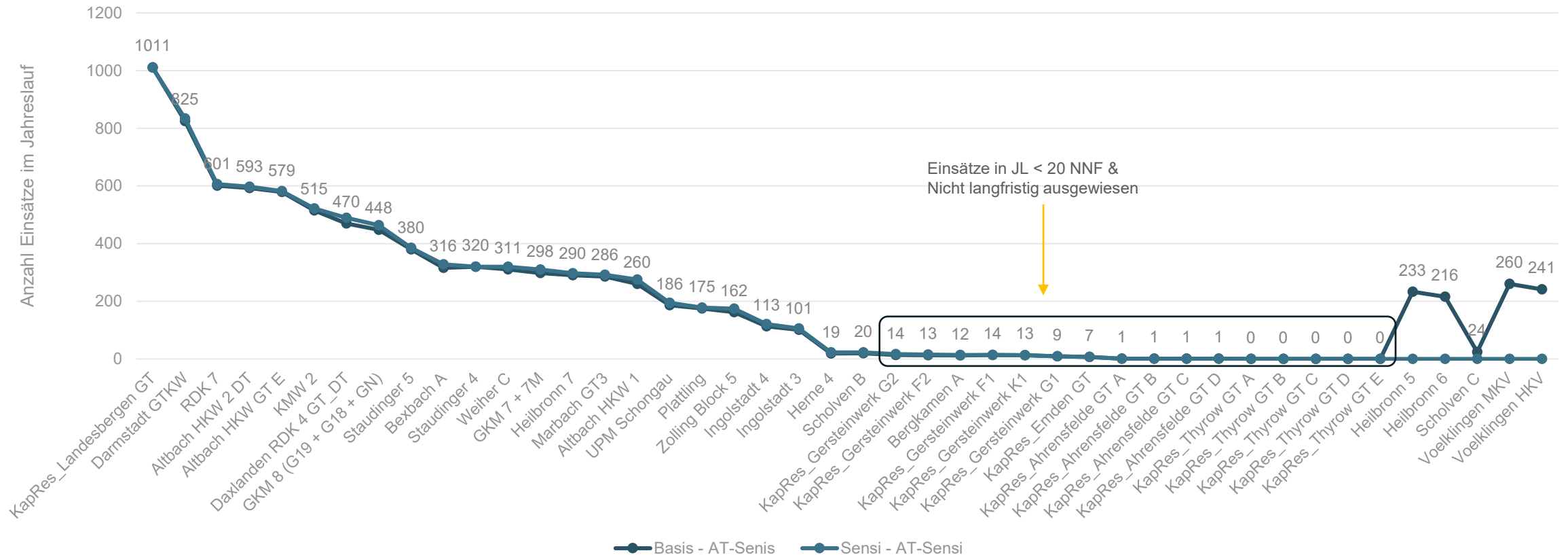


- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 1311 NNF (Basis) und 1305 NNF (Sensitivität)
- Durchschnittlicher Redispatch mit Netzreserve (wenn eingesetzt): 1174 MW (Basis) und 1129 MW (Sensitivität)

Jahreslauf BA26 (t+1) Netzreserve

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Einsatzstunden* der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf – AT-Sensi



- Robustheitsprüfung für das Netzreservekraftwerk Bergkamen A und die Kapazitätsreserveblöcke (Ahrensfelde, Emden, Gersteinwerk, Thyrow), da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

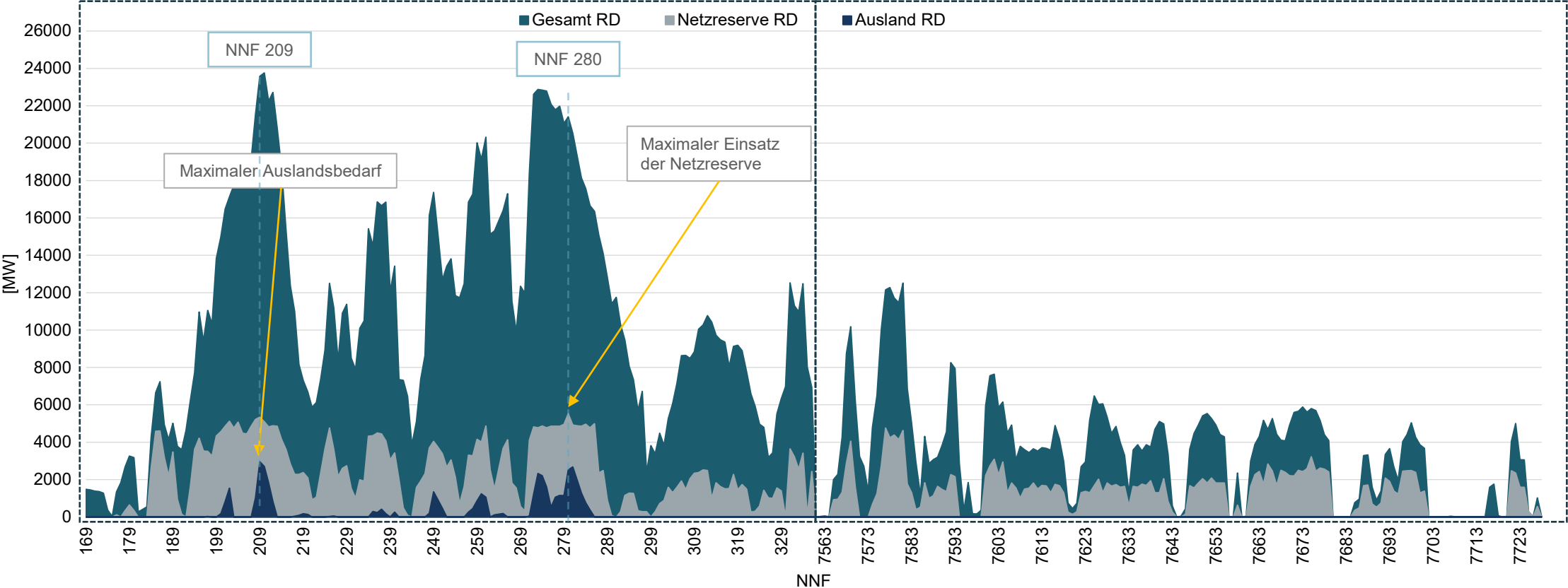
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

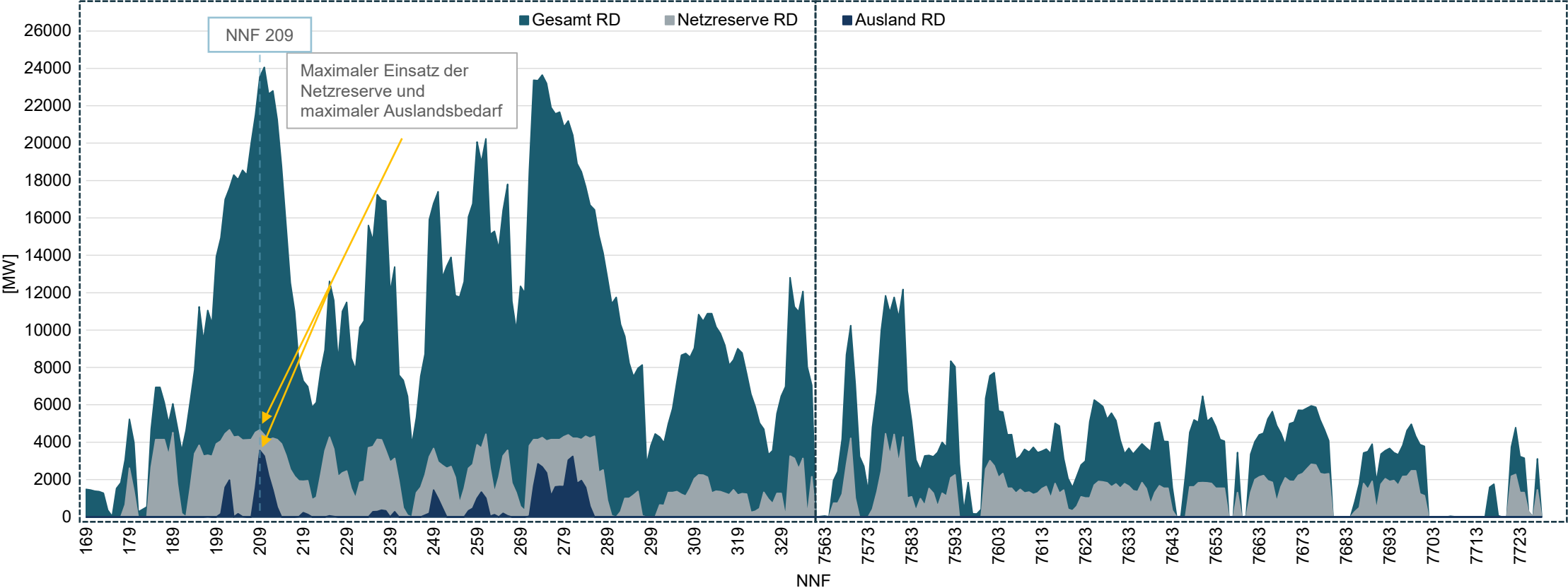
Identifikation der Grenzsituation (t+1)

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



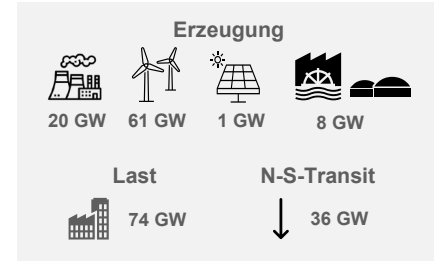
Identifikation der Grenzsituation (t+1)

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

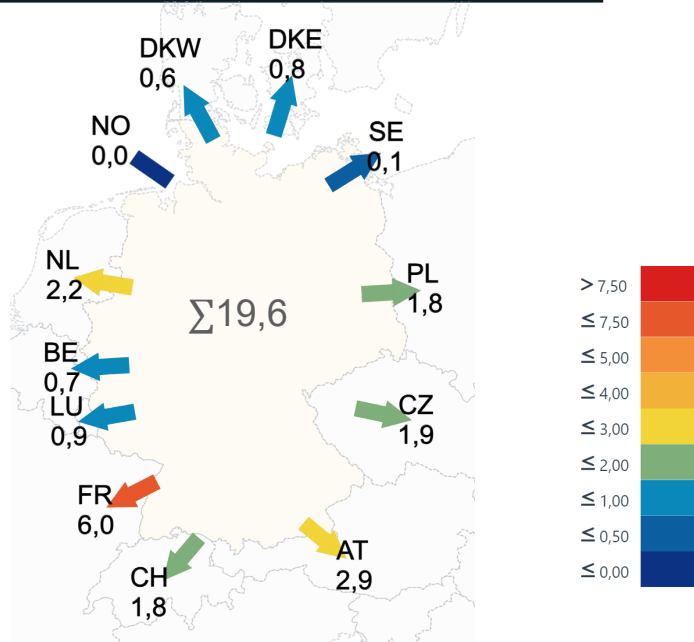


Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

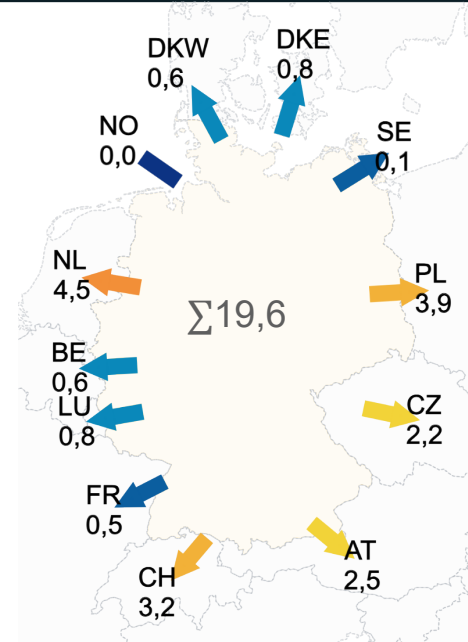
BA26 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 280 mit topologischen Maßnahmen



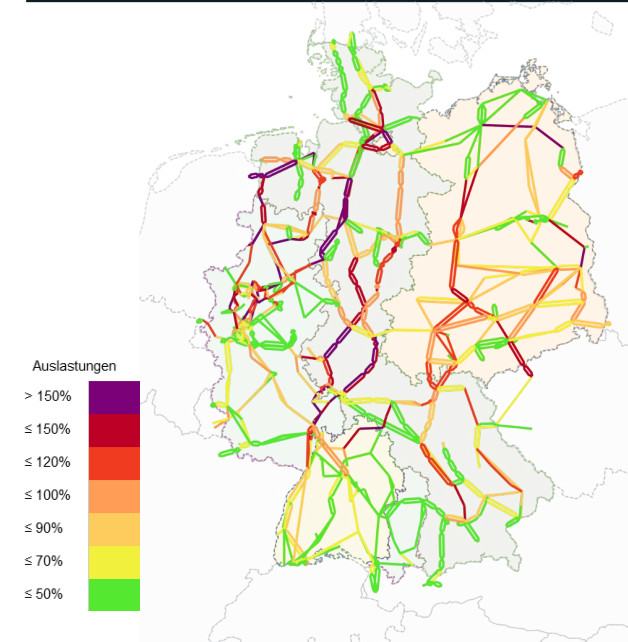
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



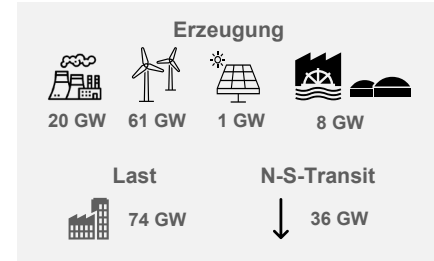
Auslastung vor RD



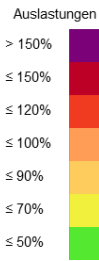
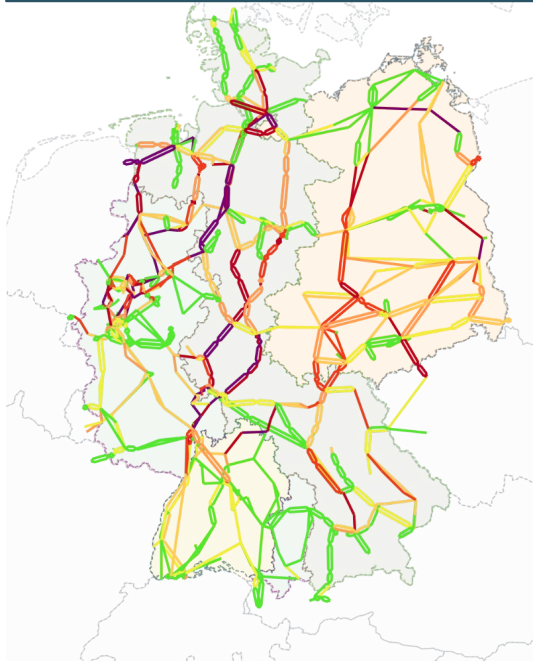
- Hoher Handelsexport an allen Grenzen außer NO (19,6 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere nach NL (4,5 GW) und östlichen Grenzen (6,1 GW)

Auslastung und Redispatch

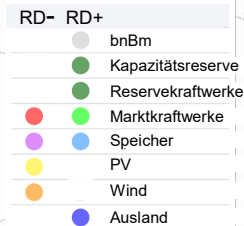
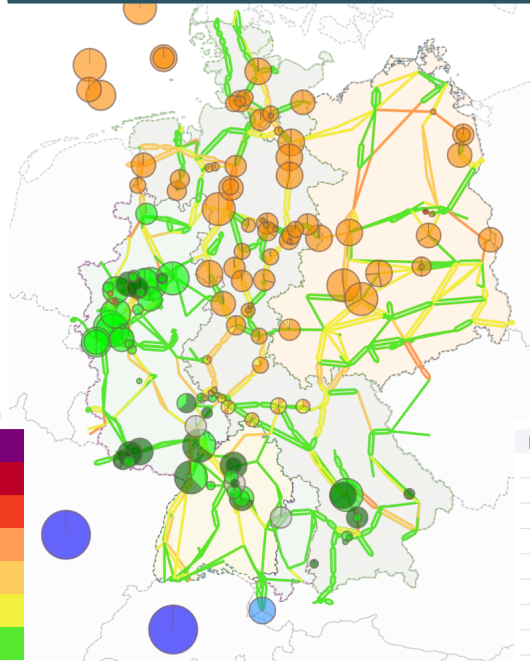
BA26 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 280 mit topologischen Maßnahmen



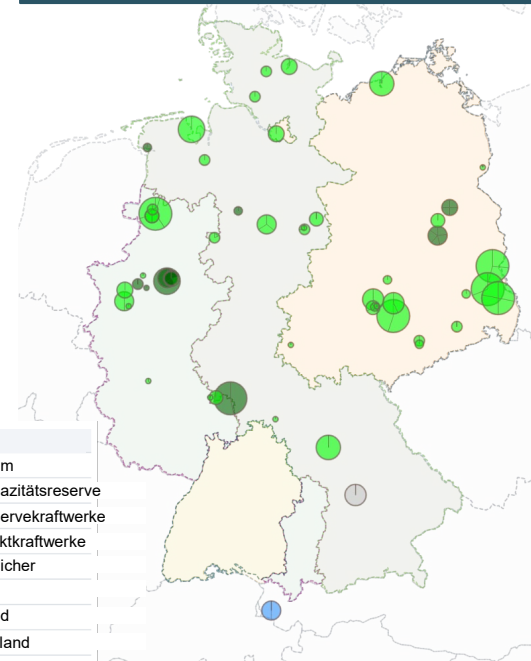
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	16,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,6
Neg. RD PV-Einspeisung	1,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,0
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	21,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	0,0
Pos. RD im Ausland**	2,5
Summe positiver RD*	21,4

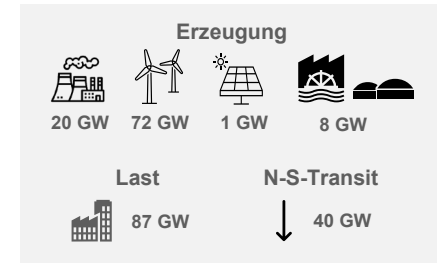
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** Davon 1,3 GW in Frankreich und 1,2 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

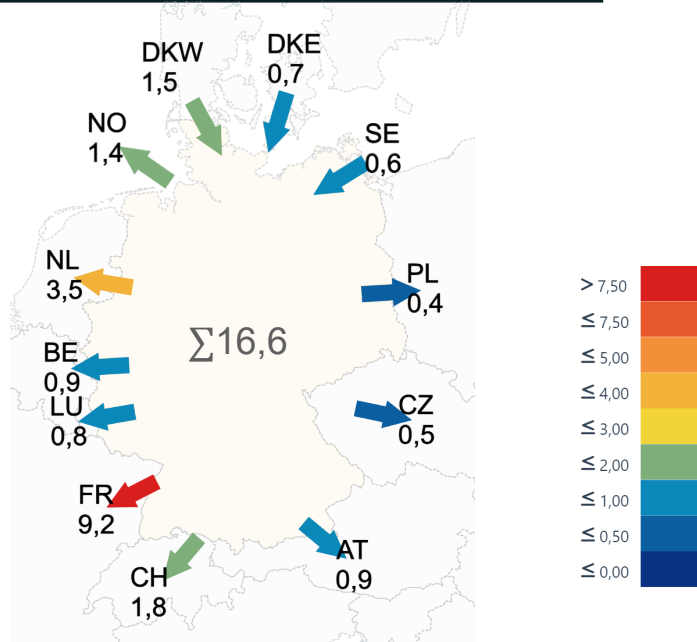
- Stunde 280 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,5 GW
 - Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,5 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

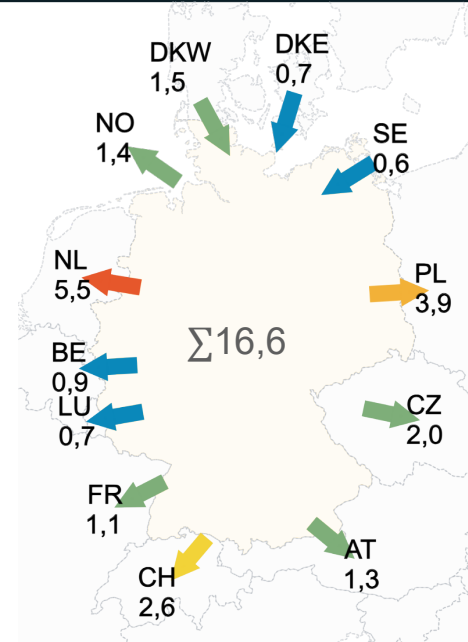
BA26 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



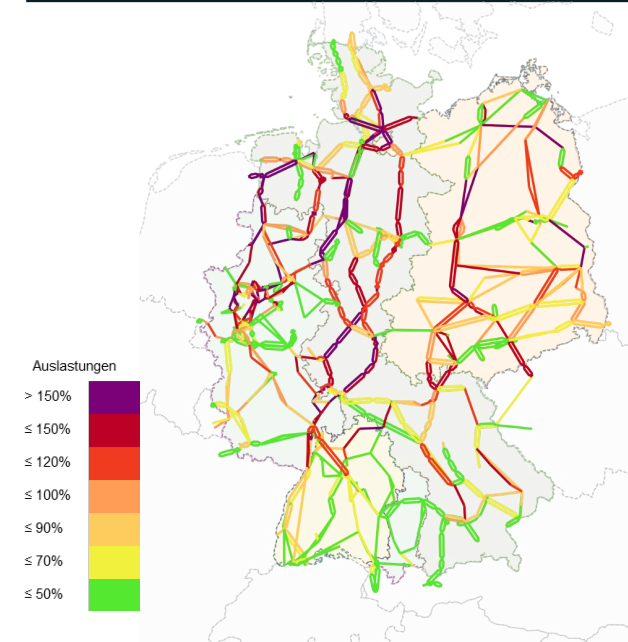
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



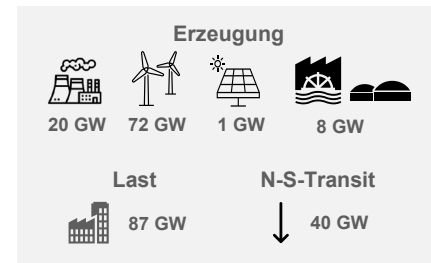
Auslastung vor RD



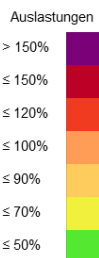
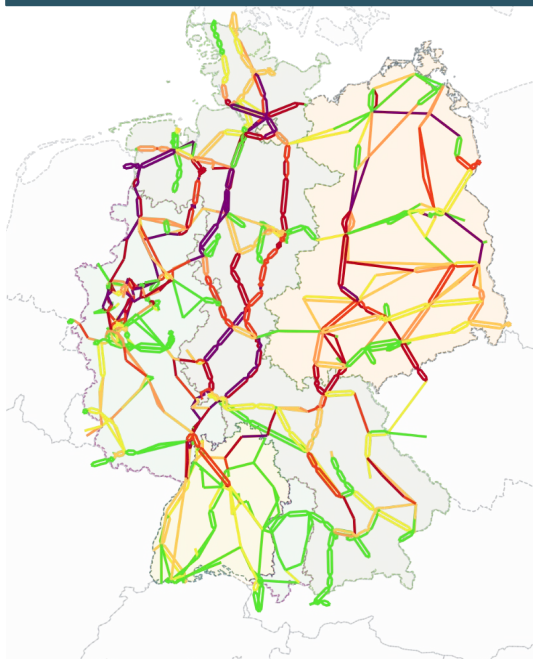
- Moderater Handelsaustausch mit Skandinavien (Netto Importe 1,4 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (18 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (10,8 GW) und östlichen Grenzen (7,2 GW)

Auslastung und Redispatch

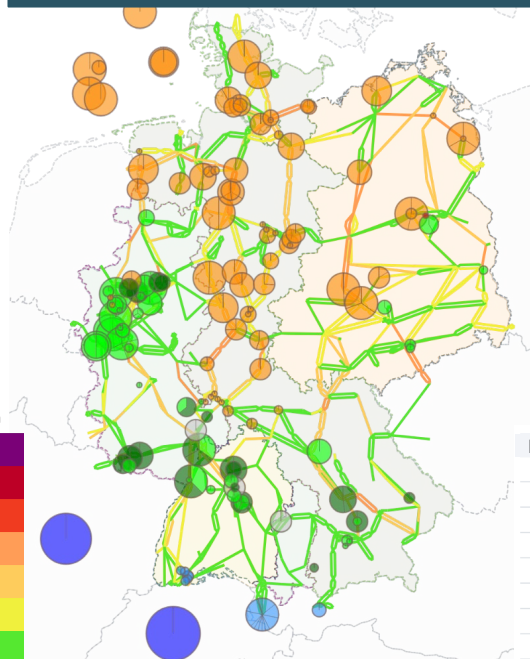
BA26 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



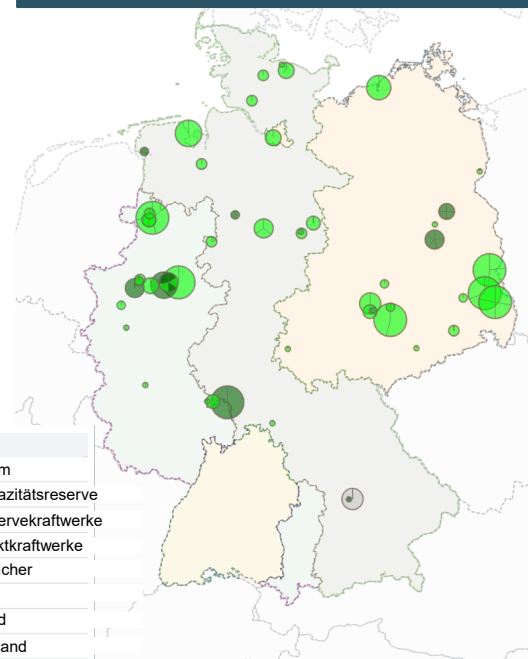
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



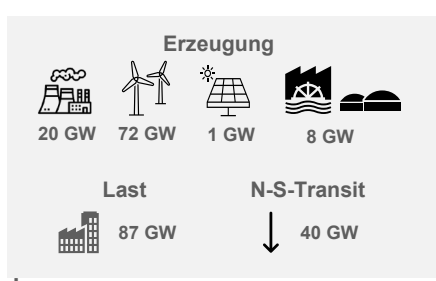
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,1
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,5
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,9
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	13,9
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,3
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	0,0
Pos. RD im Ausland**	3,0
Summe positiver RD*	23,6

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

** Davon 1,3 GW in Frankreich und 1,7 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

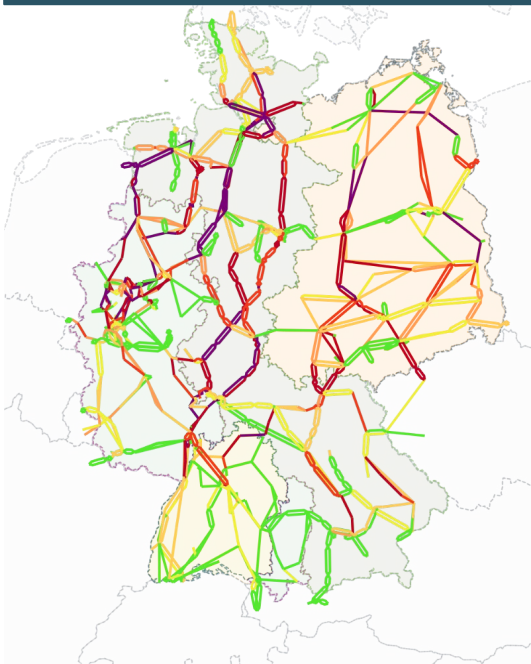
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,3 GW
 - Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 3,0 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Auslastung und Redispatch

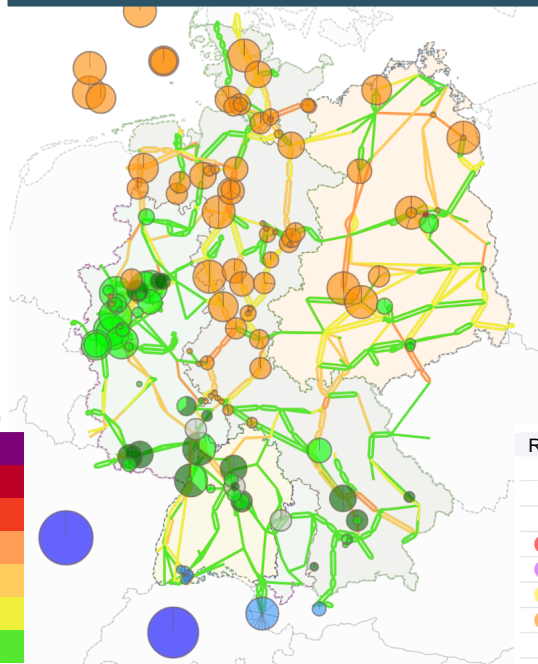


BA26 (t+1) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen

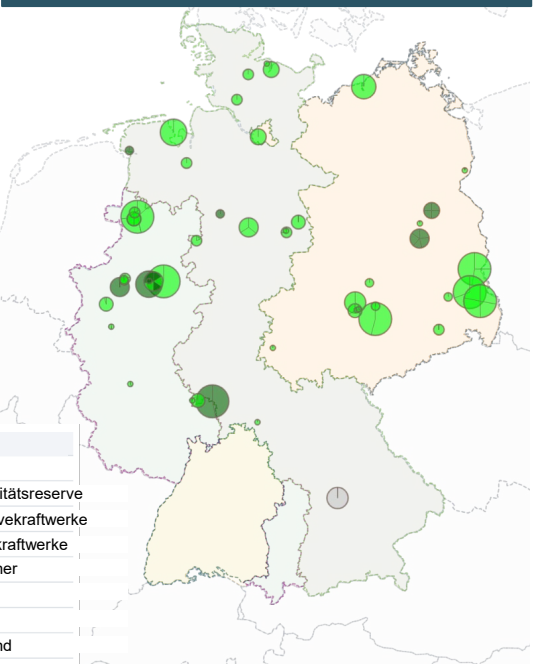
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



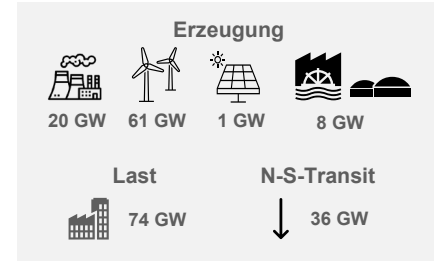
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,5
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,0
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	0,0
Pos. RD im Ausland**	3,6
Summe positiver RD*	23,5

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Davon 2,4 GW in Frankreich und 1,2 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

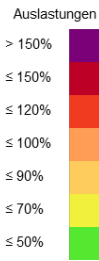
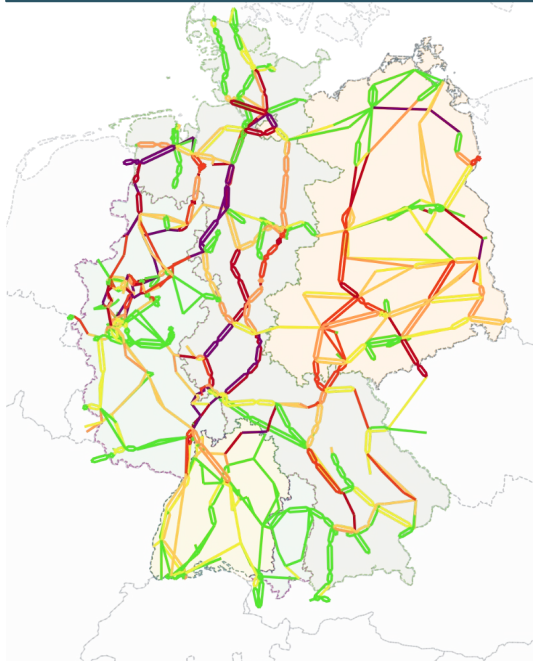
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur **4,7 GW Netzreserve eingesetzt** werden
 → **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 3,6 GW aus südwesteuropäischen Ländern****

Auslastung und Redispatch

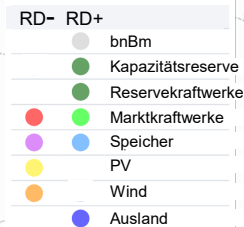
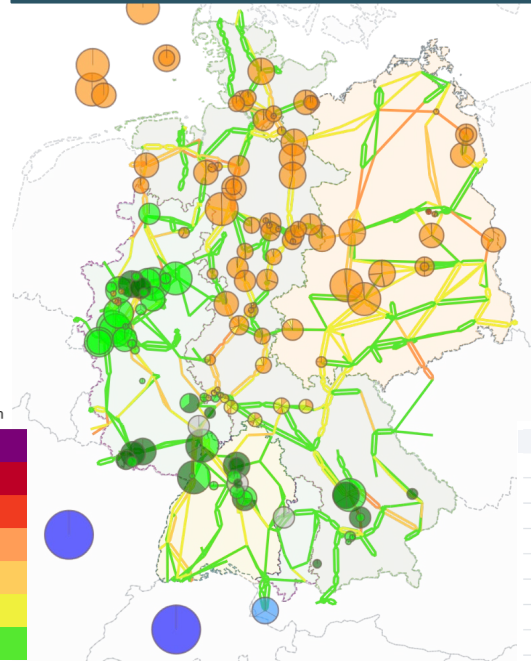
BA26 (t+1) Basis (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 280 mit topologischen Maßnahmen



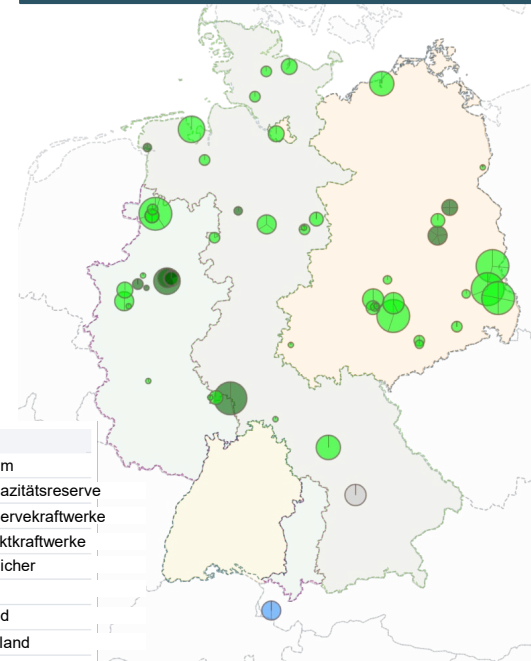
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



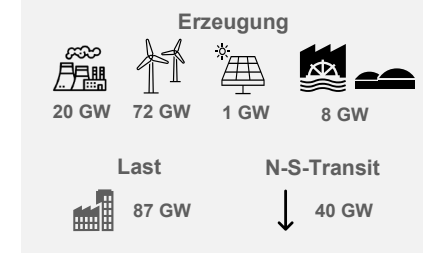
	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	16,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,6
Neg. RD PV-Einspeisung	1,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,0
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	21,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	0,0
Pos. RD im Ausland**	2,5
Summe positiver RD*	21,4

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

** Davon 1,2 GW in Frankreich und 1,3 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

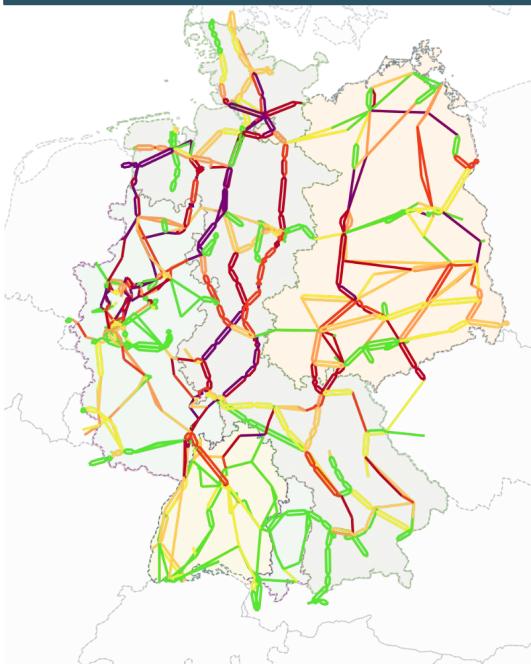
- Stunde 280 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,6 GW
 - Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,5 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Auslastung und Redispatch

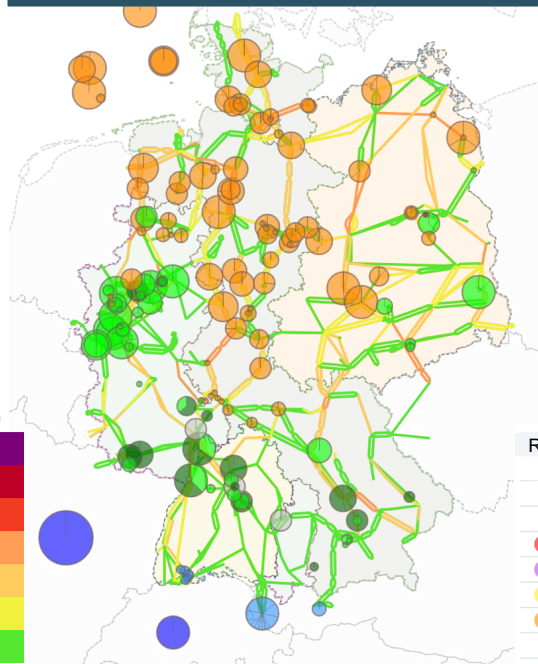


BA26 (t+1) Sensitivität (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen

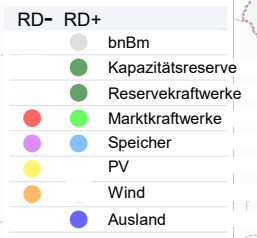
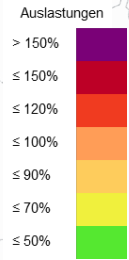
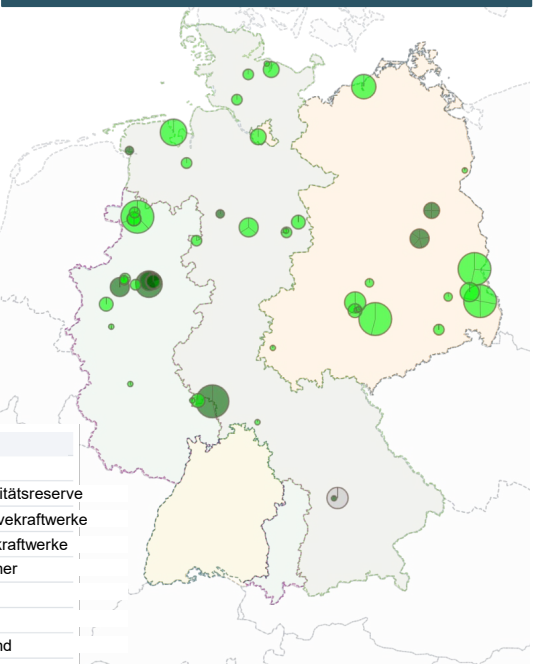
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	19,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,8
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	15,7
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	0,0
Pos. RD im Ausland**	3,5
Summe positiver RD*	24,8

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Davon 3 GW in Frankreich und 0,5 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur **4,6 GW Netzreserve eingesetzt** werden
 → **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 3,5 GW aus südwesteuropäischen Ländern****

Grenzsituationen BA26 (t+1)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA25 (t+1)				BA26 (t+1)				
	Basis initial	Basis robust	Sensi initial	Sensi robust	Basis initial	Basis robust	Basis initial	Sensi initial	Sensi robust
Netzreserveverfügbarkeit									
NNF	273				280		209	209	
Betrachtungsjahr	2025/26				2026/27				
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve & max. Ausland				max. Netzreserve		max. Ausland	max. Netzreserve & max. Ausland	
	GW								
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,3	15,0	15,5	15,1	16,8	16,8	18,1	18,5	19,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,5	6,8	6,1	6,4	3,6	3,6	4,5	4,2	4,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8	2,8	2,8	2,8	0,0	0,0	0,9	0,8	0,8
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	24,6	24,6	24,4	24,3	21,4	21,4	23,6	23,5	24,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	14,9	15,3	14,9	15,3	12,4	12,3	13,9	14,0	15,7
Pos. RD Netzreserve in DE	5,9	5,4	5,1	4,6	5,5	5,6	5,3	4,7	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6	0,6	0,6	0,6	0,1	0,0	0,4	0,4	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW) ⁴	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-	-	-	-
Pos. RD im Ausland	0,8	0,9	1,3	1,4	2,5	2,5	3,0	3,6	3,5
Summe positiver RD¹	24,6	24,6	24,4	24,3	21,4	21,4	23,6	23,5	24,8

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

⁴ Annahme: bisher vertraglich zugesichertes Redispatchpotential von 1,5 GW in AT nicht vorhanden

Vergleich BA26 (t+1) & BA25 (t+1)

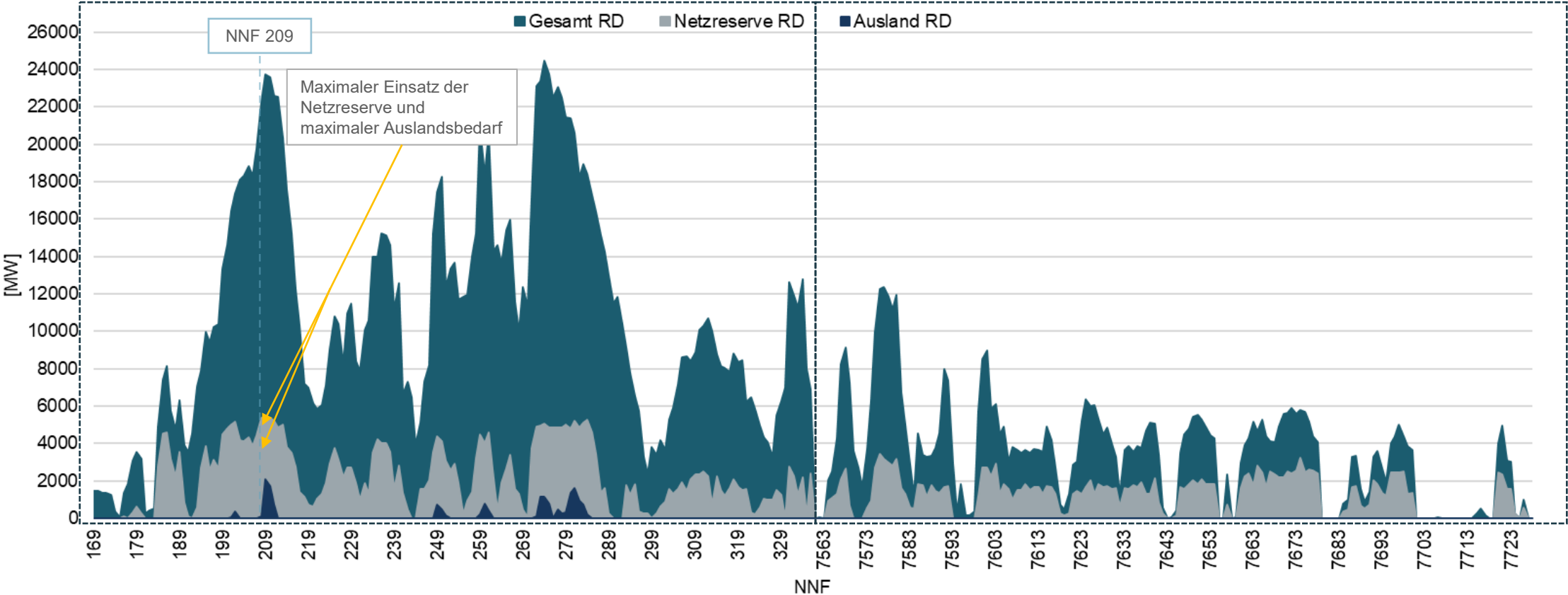
- Ähnlicher Netzreserveeinsatz in den robusten GS
- RD-Bedarf im Ausland (ohne AT) erhöht sich von 1,4 GW auf 3,5 GW

Gründe / Erklärung

- Transportaufgabe in Grenzsituation BA26 (t+1) ca. 1 GW höher
- Freischaltplanung (Potentiale im Ruhrgebiet nur teilweise nutzbar)
- Die gesicherte Netzreserve in AT entfällt in der BA26
- Die Kraftwerke Staudinger 4 & 5, Bergkamen und Scholven B können in der Grenzsituation der BA26 (t+1) aufgrund von lokalen Engpässen nicht einspeisen

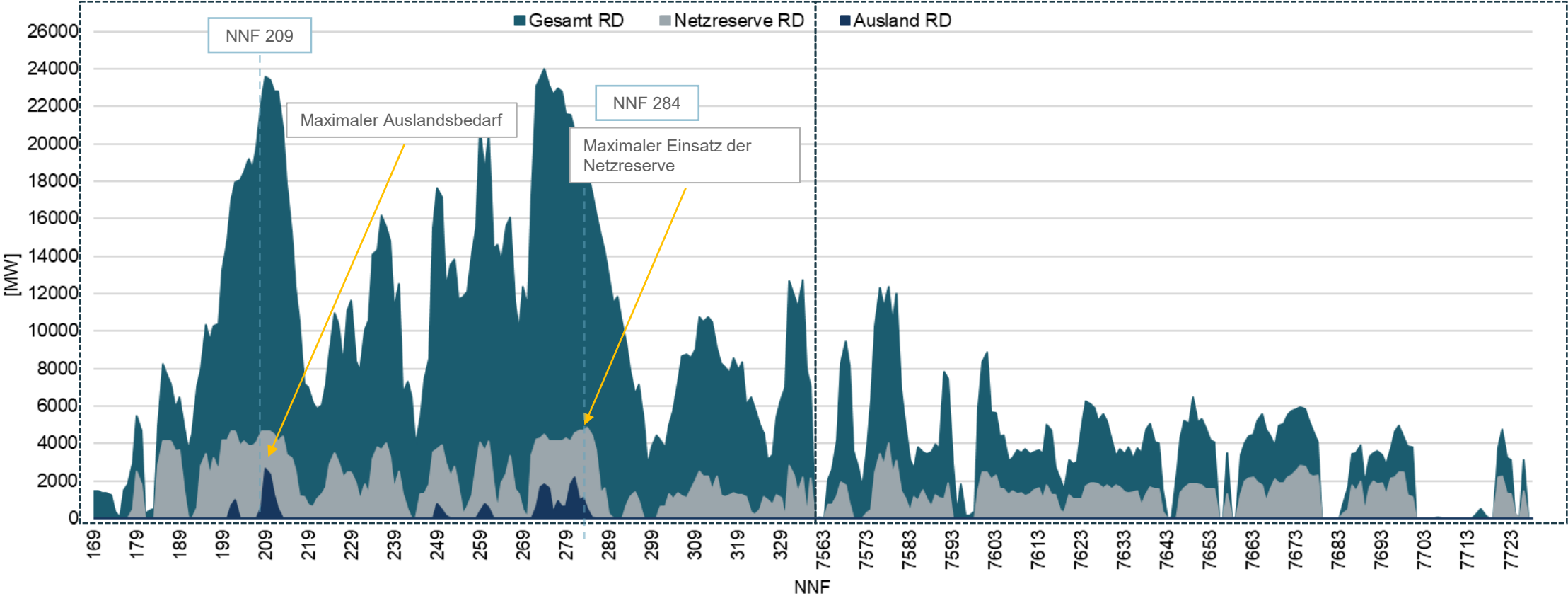
Identifikation der Grenzsituation (t+1) – AT-Sensi

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Basis) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation mit 1,5 GW RD-Potential in Österreich



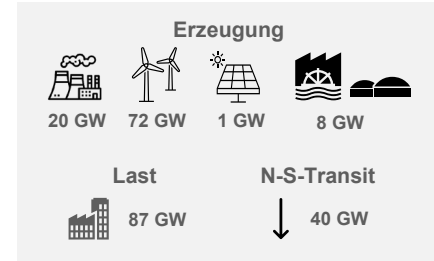
Identifikation der Grenzsituation (t+1) – AT-Sensi

RD-Ergebnisse der synthetischen Wochen (Sensitivität) mit topologischen Maßnahmen zur Identifikation der Grenzsituation mit 1,5 GW RD-Potential in Österreich

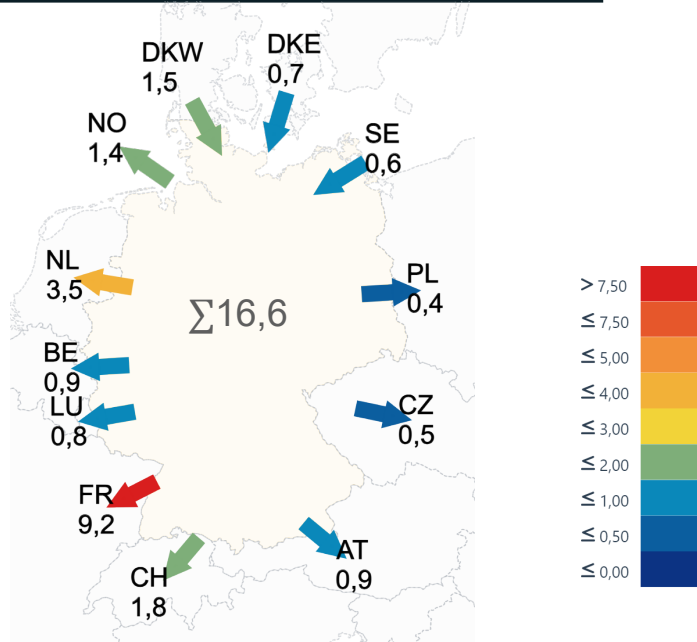


Handelsfluss und phys. Leistungsfluss (AT-Sensi)

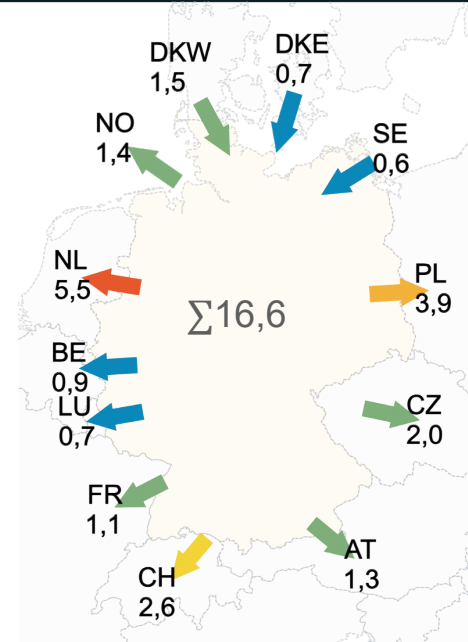
BA26 (t+1) – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



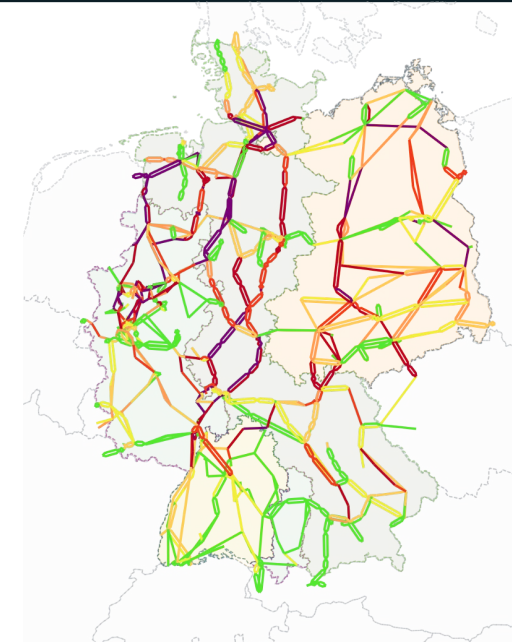
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



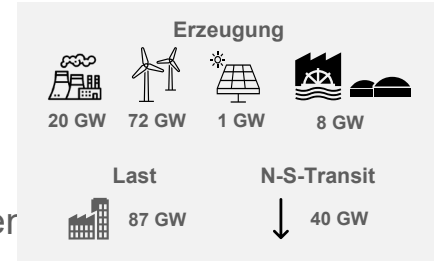
Auslastung vor RD



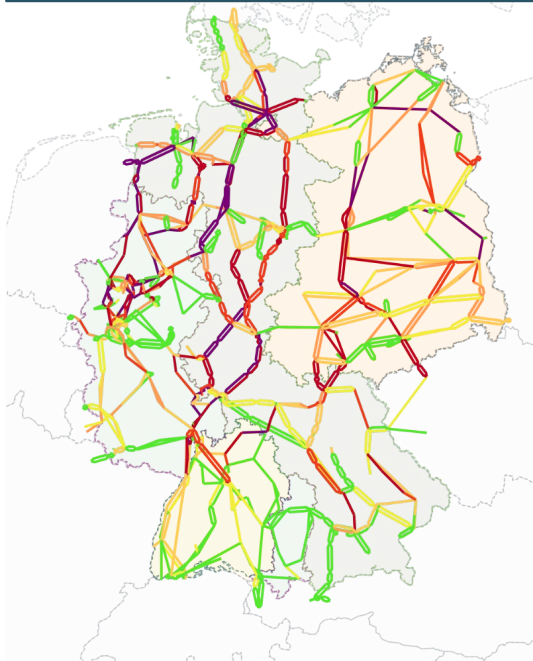
- Moderater Handelsaustausch mit Skandinavien (Netto Importe 1,4 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (18 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere an westlichen (10,8 GW) und östlichen Grenzen (7,2 GW)

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

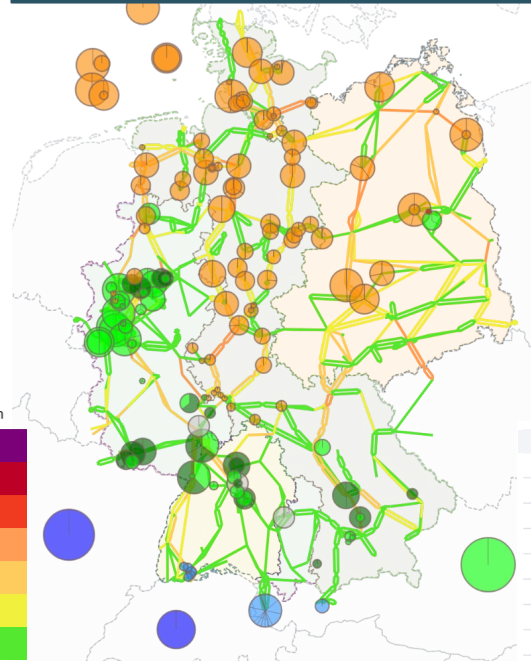
BA26 (t+1) Basis (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



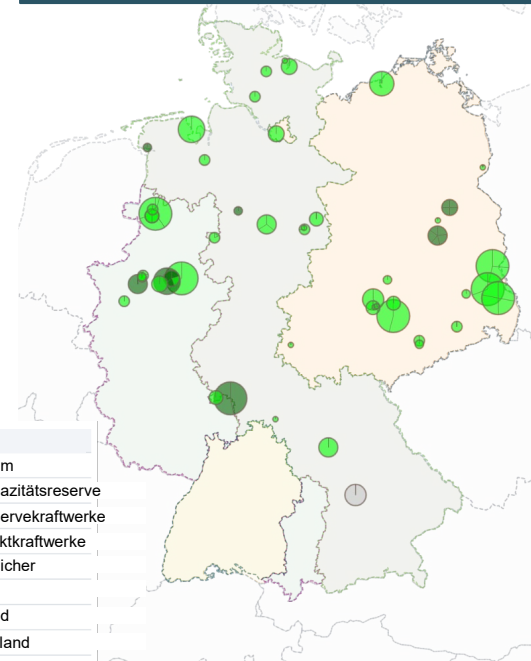
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	17,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,4
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	13,5
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,4
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland	2,1
Summe positiver RD*	23,8

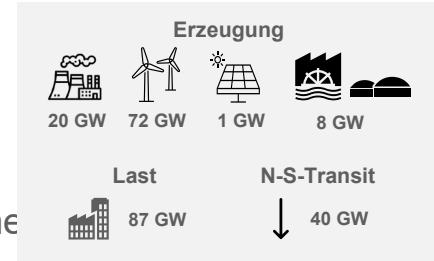
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** Davon 1,4 GW in Frankreich und 0,7 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

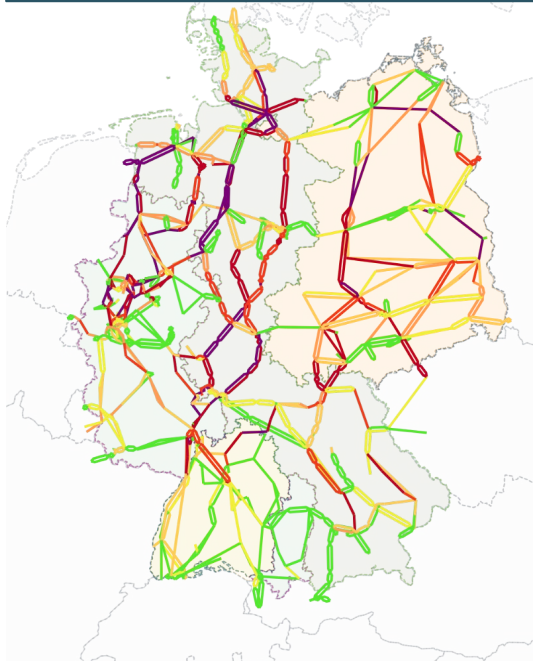
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,4 GW
- Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,1 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

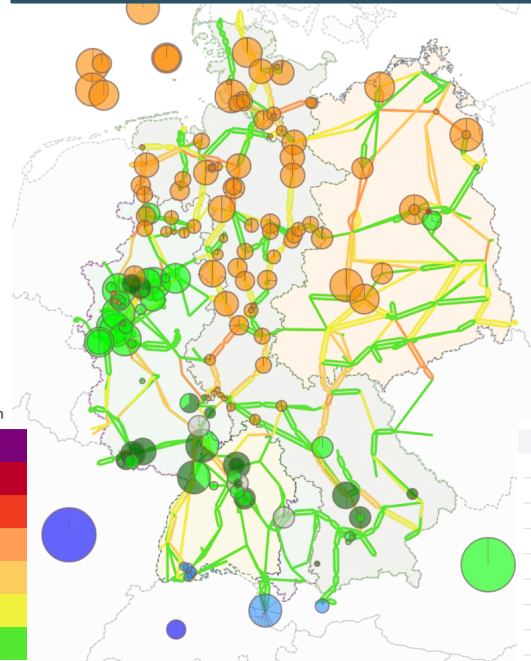
BA26 (t+1) Basis (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve & max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



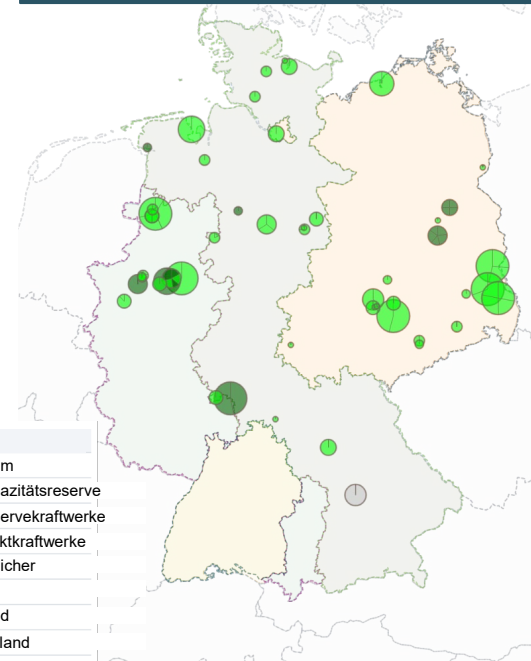
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,5
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,2
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	5,3
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland**	2,1
Summe positiver RD*	24,2

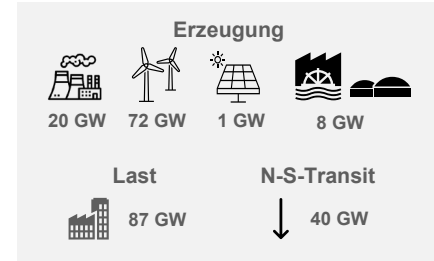
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** Davon 1,9 GW in Frankreich und 0,2 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

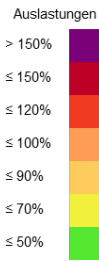
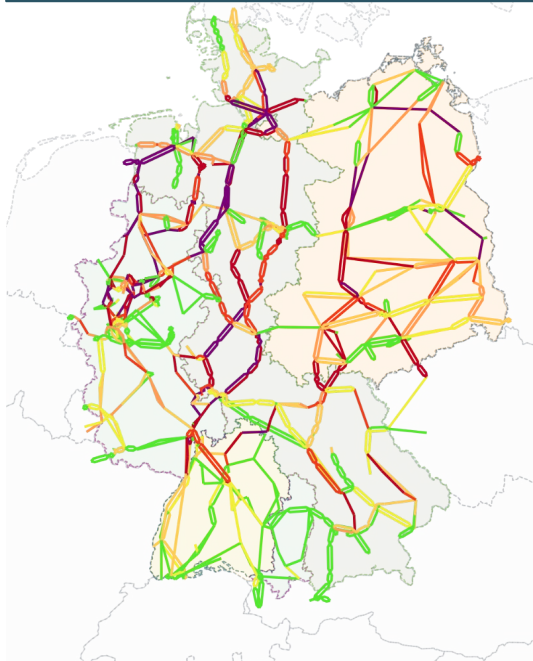
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,3 GW
- Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,1 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

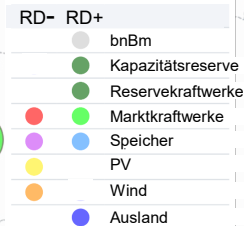
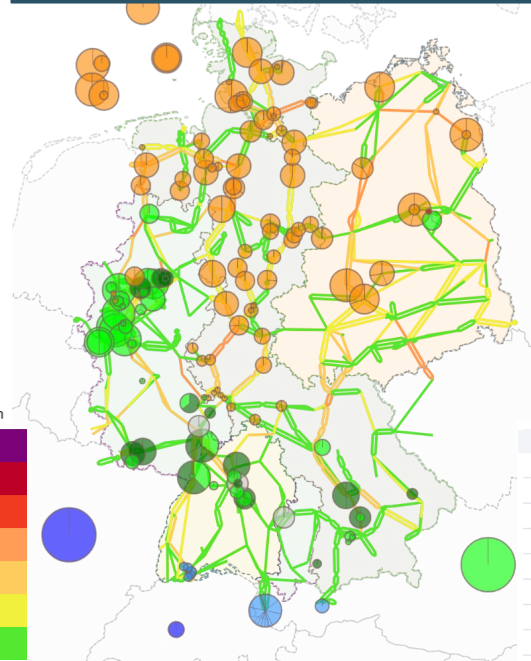
BA26 (t+1) Sensitivität – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



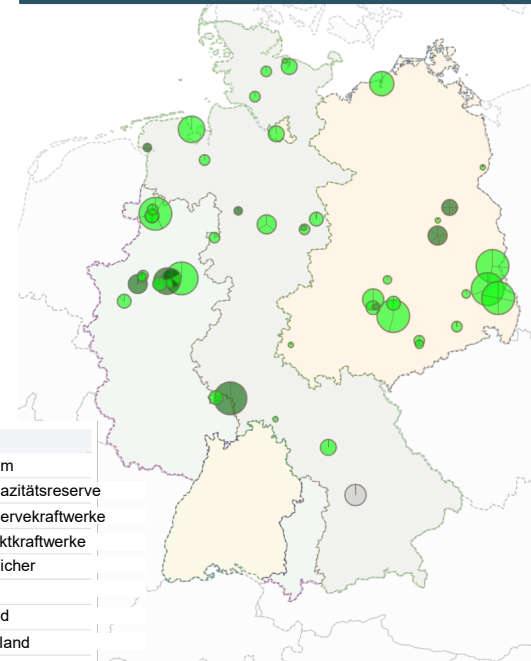
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	17,8
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	23,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	13,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,7
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,5
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland**	2,7
Summe positiver RD*	23,6

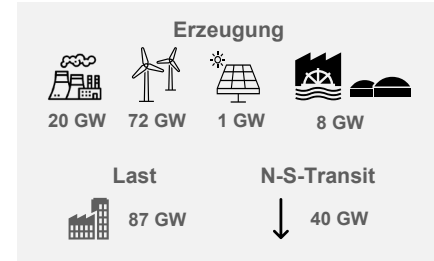
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** Davon 2,6 GW in Frankreich und 0,1 GW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

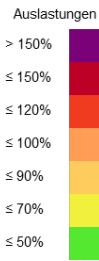
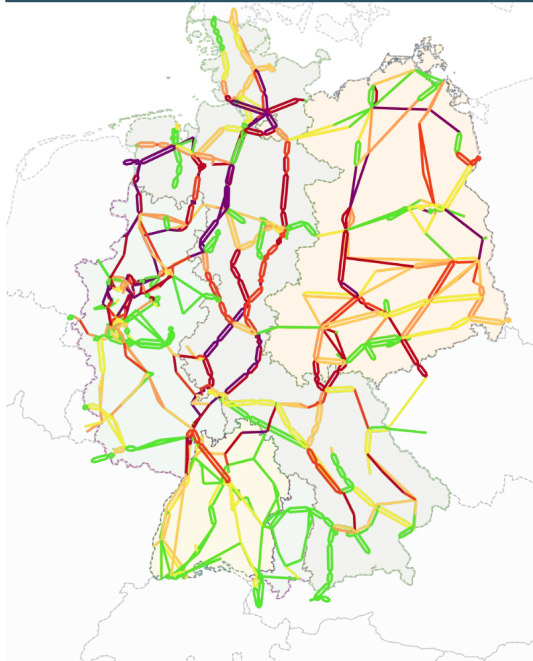
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 5,3 GW
 - Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,7 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

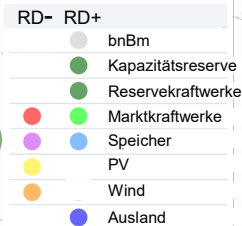
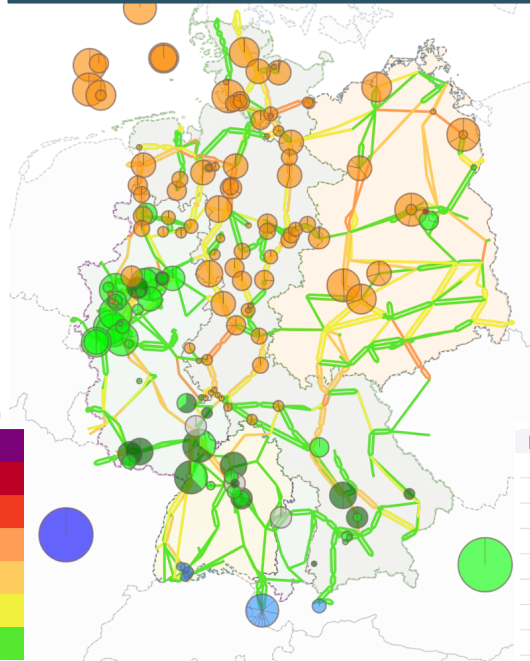
BA26 (t+1) Sensitivität robust – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



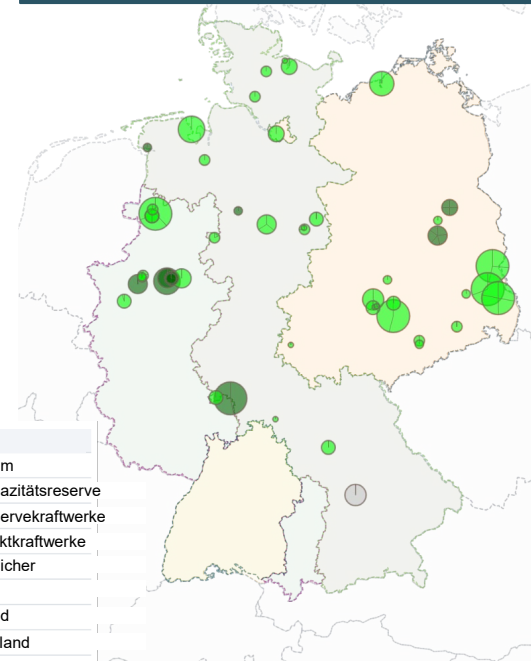
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	18,2
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,7
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	24,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	14,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland**	2,7
Summe positiver RD*	24,1

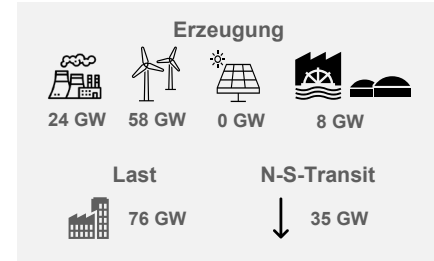
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** Davon 2,7 GW in Frankreich. Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

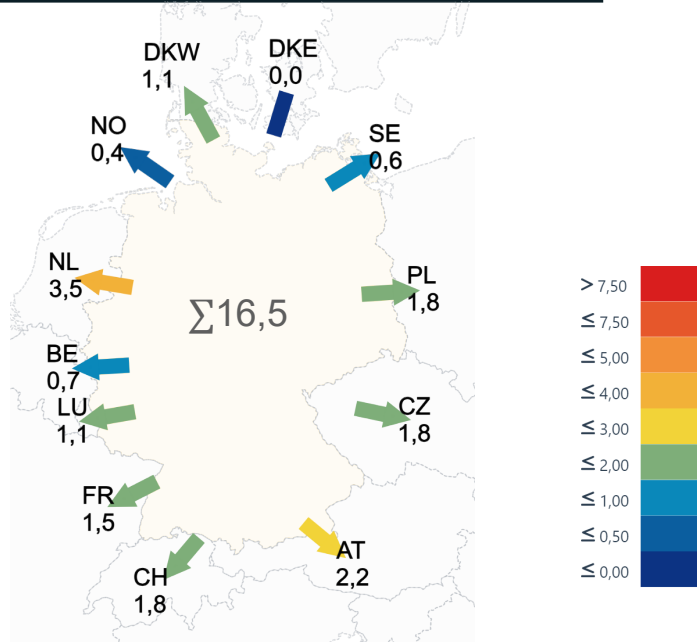
- Stunde 209 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 4,6 GW und 0,1 GW aus der Kapazitätsreserven
 - Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 2,7 GW aus südwesteuropäischen Ländern**

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss (AT-Sensi)

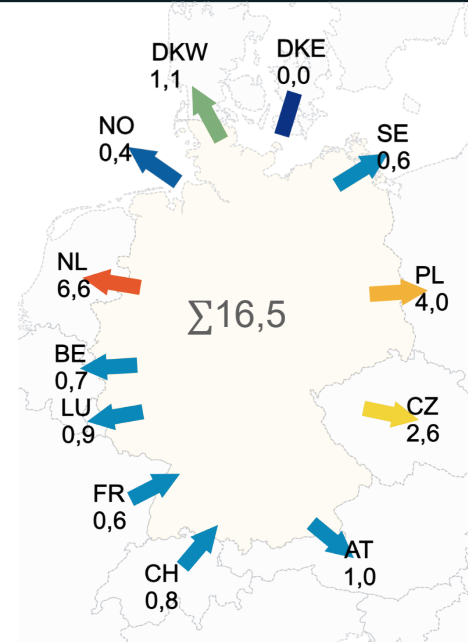
BA26 (t+1) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 284 mit topologischen Maßnahmen



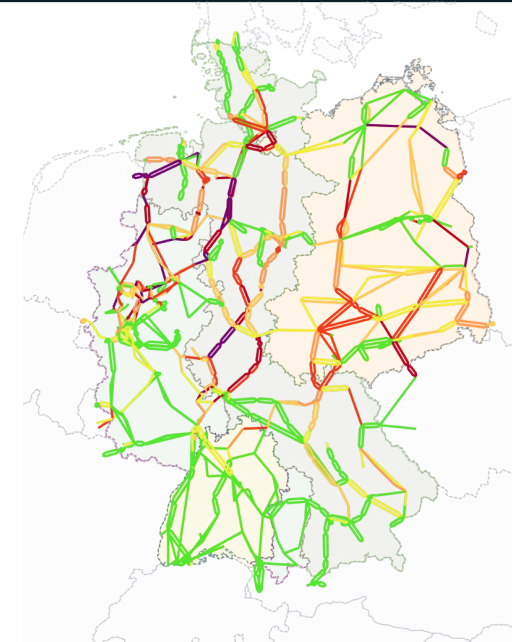
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



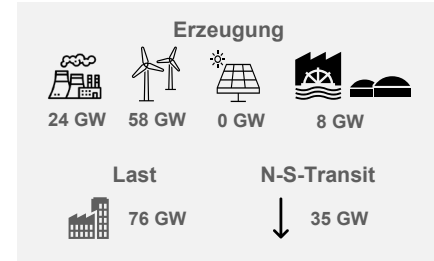
Auslastung vor RD



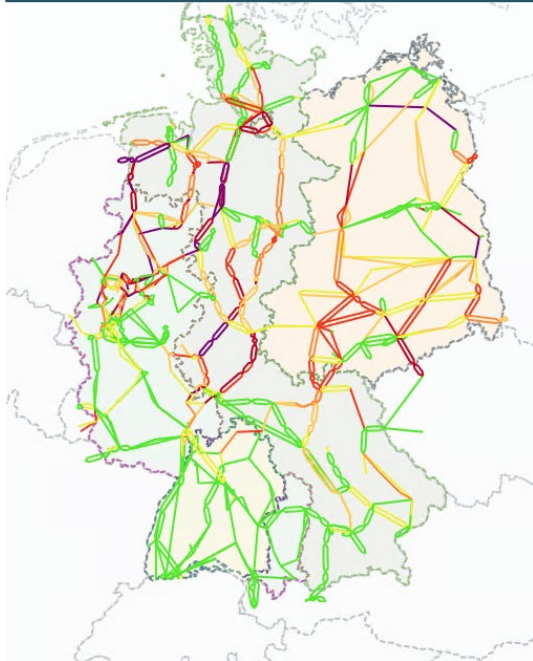
- Handelsexport nach Skandinavien (2,1 GW)
- Hoher Handelsexport an allen anderen Grenzen (14,4 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch insbesondere nach NL (6,6 GW) und östlichen Grenzen (6,6 GW)

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

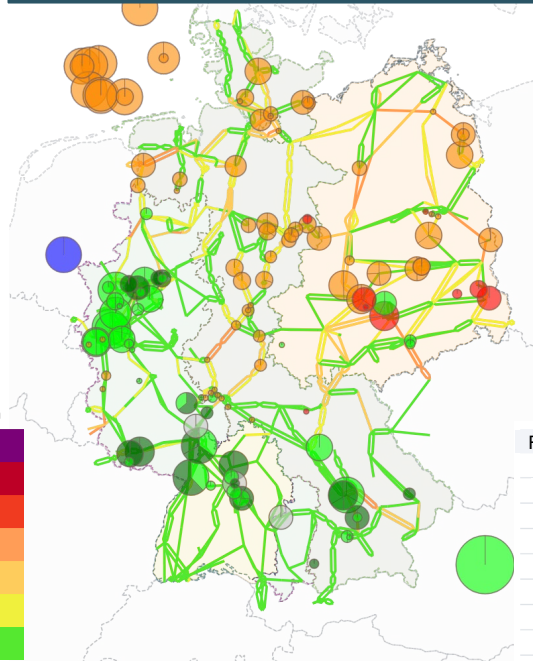
BA26 (t+1) Sensitivität (initial) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 284 mit topologischen Maßnahmen



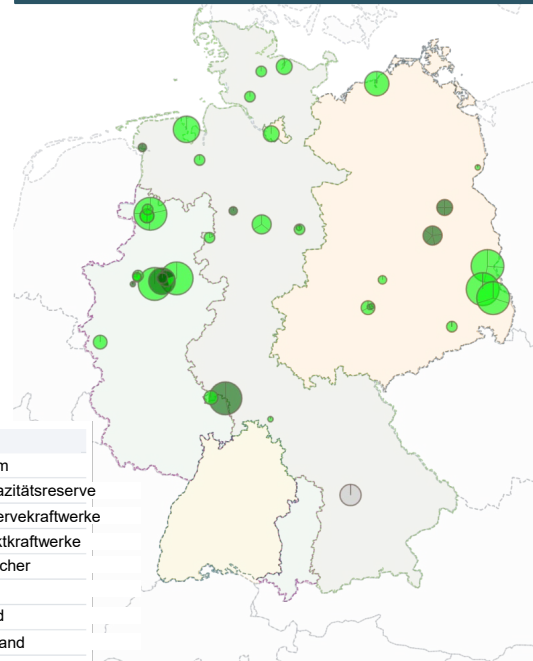
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,9
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	7,5
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,2
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	18,6
Pos. RD marktbasierter KW in DE	10,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,9
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,4
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland**	0,5
Summe positiver RD*	18,6

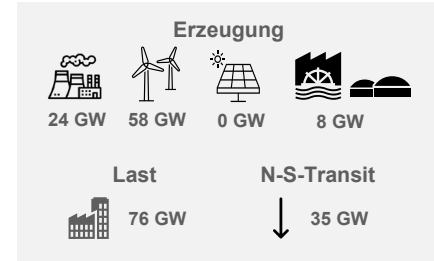
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen

** 0,5 GW in Niederlande. Die Redispatch-Leistung in südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

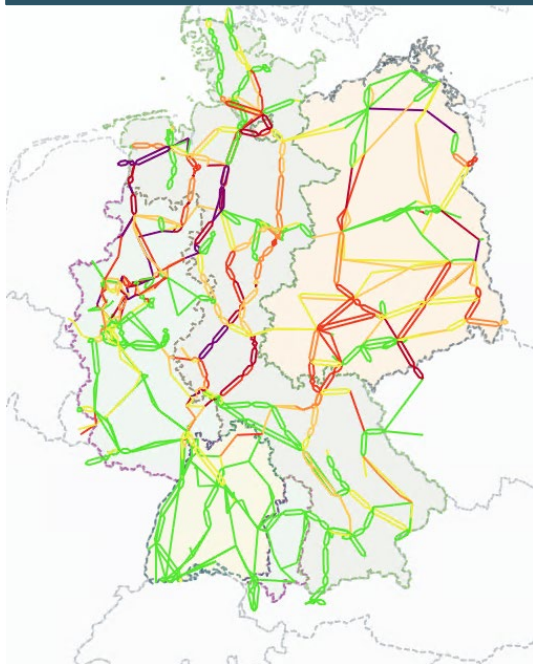
- Stunde 284 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur **4,9 GW Netzreserve eingesetzt** werden
→ **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 0,5 GW aus westeuropäischen Ländern****

Auslastung und Redispatch (AT-Sensi)

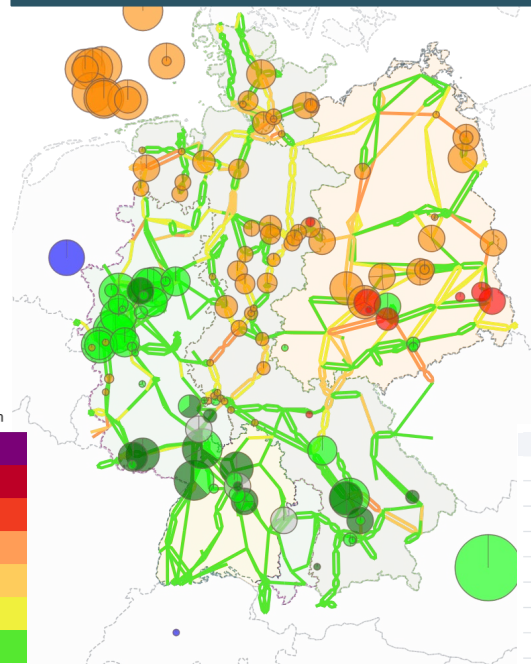
BA26 (t+1) Sensitivität (robust) – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 284 mit topologischen Maßnahmen



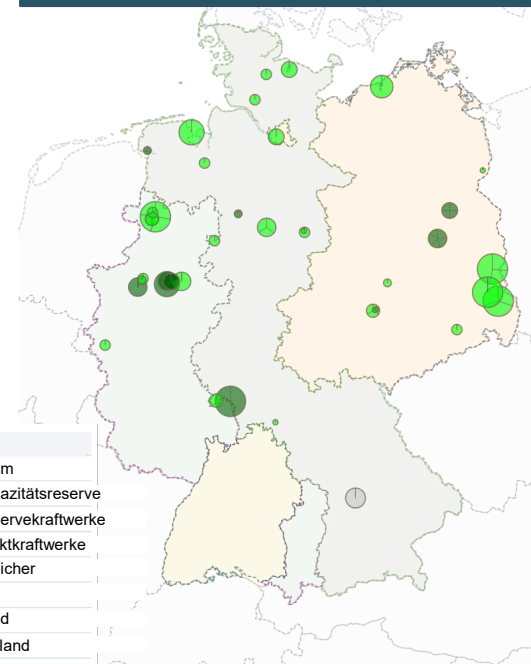
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	7,6
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,9
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	19,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	11,6
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT	1,5
Pos. RD im Ausland**	0,5
Summe positiver RD*	19,1

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

** 0,5 GW in Niederlande und 15 MW in der Schweiz. Die Redispatch-Leistung in südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

- Stunde 284 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt ist von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatch-Potential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
- Aufgrund der in der Sensitivitätsrechnung reduzierten Verfügbarkeit können nur **4,6 GW Netzreserve eingesetzt** werden
→ **Benötigtes Auslands-Redispatchpotential von 0,5 GW aus westeuropäischen Ländern****

Grenzsituationen BA26 (t+1) (AT-Sensi)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA25 (t+1)		BA26 (t+1)			BA26 AT Sensi (t+1)					
	Basis robust	Sensi robust	Basis robust	Basis	Sensi robust	Basis initial	Basis robust	Sensi initial	Sensi robust	Sensi initial	Sensi robust
NNF	273		280	209	209	209	209	284	284	209	209
Betrachtungsjahr	2025/26		2026/27			2026/27					
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve & max. Ausland		max. Netzreserve	max. Ausland	max. Netzreserve & max. Ausland	max. Netzreserve & max. Ausland	max. Netzreserve & max. Ausland	max. Netzreserve	max. Netzreserve	max. Ausland	max. Netzreserve & max. Ausland ⁴
	GW										
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,0	15,1	16,8	17,9	19,5	17,7	18,6	7,9	8,6	17,8	18,2
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	6,8	6,4	3,6	4,5	4,2	4,6	4,5	7,5	7,6	4,6	4,7
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,8	2,8	0,0	1,2	1,1	1,4	1,2	3,2	2,9	1,2	1,2
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
Summe negativer RD¹	24,6	24,3	21,4	23,6	24,8	23,8	24,2	18,6	19,1	23,6	24,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	15,3	15,3	12,3	13,9	15,7	13,5	14,4	10,4	11,6	13,4	14,3
Pos. RD Netzreserve in DE	5,4	4,6	5,6	5,3	4,6	5,4	5,3	4,9	4,6	4,7	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,6	0,6	0,0	0,4	0,1	0,4	0,0	0,4	0,0	0,5	0,1
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	1,5	1,5	-	-	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,9	1,4	2,5	3,0	3,5	2,1	2,1	0,5	0,5	2,7	2,7
Summe positiver RD¹	24,6	24,3	21,4	23,6	24,8	23,8	24,2	18,6	19,1	23,6	24,1

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 reduzierte Pumpleistung

⁴ Wenn diese Stunde robust gerechnet wird, werden auch 4,6 GW Netzreserve und zusätzlich die KapRes Gersteinwerk G2 eingesetzt

Vergleich BA26 (t+1) AT-Sensi & BA25 (t+1)

- Ähnlicher Einsatz in der robusten GS (Basis und Sensi)
- RD-Bedarf im Ausland erhöht sich von 1,4 GW auf 2,7 GW

Vergleich BA26 (t+1) AT 1,5 GW Sensi & BA26 (t+1)

- Ähnlicher Einsatz Netzreserve in der GS max Netzreserve (Basis und Sensi)
- RD-Bedarf im Ausland sinkt auf 2,7 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 BA26 (t+1)*

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensi			Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF280 initial Basis [MW]	RD in NNF280 robust Basis [MW]	Einsätze JL Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF209 initial Sensi [MW]	RD in NNF209 robust Sensi [MW]	
Altbach HKW 1	4040	433	309	X	429	309	309	440	309	309	X
Bergkamen A	7027	717	512		13	0	0	13	0	0	
Bexbach A	7040	726	518	X	399	518	518	421	518	518	X
Darmstadt GTKW	7921	95	68	X	854	68	68	869	68	68	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	244	X	643	244	244	652	244	244	X
RDK 7	4014	505	361	X	812	361	369	822	361	361	X
GKM 7 + 7M	4026	425	303	X	374	303	303	400	303	303	X
GKM 8 (G19 + G18 + GN)	4035	435	311	X	553	311	311	574	311	311	X
Heilbronn 5	4046	125	89	X	360	89	89				X
Heilbronn 6	4047	125	89	X	345	89	89				X
Heilbronn 7	4009	778	556	X	453	556	555	463	556	555	X
Herne 4	7236	435	311	X	30	305	311	35	311	311	X
Ingolstadt 3	2028	355	253	X	182	254	253	185	254	232	X
Ingolstadt 4	2029	365	261	X	191	261	261	198	261	261	X
KMW 2	7814a	250	179	X	572	179	179	587	179	179	X
Marbach GT3	4051	85	61	X	438	61	61	449	61	61	X
Plattling (GT & DT)	2014	104	74		372	74	84	381	74	74	X
Scholven B	7498	325	232	X	21	167	232	29	0	0	X
Scholven C	7494	345	246	X	31	246	246				X
Staudinger 4	2041	580	414	X	360	0	0	369	0	0	X
Staudinger 5	2042	510	364	X	436	0	0	440	0	0	X
UPM Schongau	7997	40	29	X	357	29	46	371	29	29	X
Voelklingen MKV	7162	179	128	X	398	128	128				X
Voelklingen HKV	7161	211	151	X	368	151	151				X
Weier C	7614	656	468	X	414	468	468	429	468	468	X
Zolling Block 5	2044	450	321	X	253	321	321	266	321	321	X

Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve eingesetzt					5593 MW	5596 MW		5056 MW	4705 MW	
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve installiert	11151 MW	7706 MW			8088 MW	7788 MW		7093 MW	6778 MW	9178 MW

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensi			Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF280 initial Basis [MW]	RD in NNF280 robust Basis [MW]	Einsätze JL Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF209 initial Sensi [MW]	RD in NNF209 robust Sensi [MW]	
KapRes_Ahrensfelde GT A	8333	60	21		10	0	0	10	0	0	
KapRes_Ahrensfelde GT B	8334	60	21		10	0	0	10	0	0	
KapRes_Ahrensfelde GT C	8335	60	21		10	0	0	10	0	0	
KapRes_Ahrensfelde GT D	8336	60	21		9	0	0	9	0	0	
KapRes_Emden GT	2107a	50	36		7	0	0	7	0	0	
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	39		12	0	0	13	0	0	
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	315	225		15	0	0	17	216	0	
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	39		9	0	0	9	0	0	
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	214		14	103	0	18	214	100	X
KapRes_Gersteinwerk K1	7830	95	68		11	0	0	12	0	0	
KapRes_Landesbergen GT	2037	56	40		1064	0	0	1064	0	0	
KapRes_Thyrow GT A	8348	60	21		3	0	0	3	0	0	
KapRes_Thyrow GT B	8349	60	21		2	0	0	2	0	0	
KapRes_Thyrow GT C	8350	90	21		2	0	0	2	0	0	
KapRes_Thyrow GT D	8351	90	21		1	0	0	1	0	0	
KapRes_Thyrow GT E	8344	90	21		1	0	0	1	0	0	

- Basis & Sensitivität
 - Robustheitsprüfung für die Kapazitätsreserve Gersteinwerk G2/F2, da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden
 - In den robusten Grenzsituationen (Basis & Sensitivität) wird Bergkamen A nicht verwendet
 - Für (t+1) sind alle Netzreservekraftwerke, außer Bergkamen A, (in Summe 8,9 GW) und zusätzlich das Kapazitätsreserve-Anlagen Gersteinwerk G2 im robusten Netzreserveportfolio enthalten (in Summe 9,2 GW)

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Netzreserve-Portfolio BA26 (t+1)* – AT-Sensi

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensi				Robustes Portfolio	
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF209 initial Basis [MW]	RD in NNF209 robust Basis [MW]	Einsätze JL Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF284 initial Sensi [MW]	RD in NNF284 robust Sensi [MW]	RD in NNF209 initial Sensi [MW]		RD in NNF209 robust Sensi [MW]
Altbach HKW 1	4040	433	309	X	260	309	309	275	309	309	309	309	X
Bergkamen A	7027	717	512		12	0	0	14	0	0	0	0	
Bexbach A	7040	726	518	X	316	518	518	328	518	518	518	518	X
Darmstadt GTKW	7921	95	68	X	825	68	68	834	68	68	68	68	X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	244	X	470	244	244	489	244	244	244	244	X
RDK 7	4014	505	361	X	601	361	361	606	361	361	361	361	X
GKM 7 + 7M	4026	425	303	X	298	303	303	310	303	303	303	303	X
GKM 8 (G19 + G18 + GN)	4035	435	311	X	448	311	311	464	311	311	311	311	X
Heilbronn 5	4046	125	89	X	233	89	89						X
Heilbronn 6	4047	125	89	X	216	89	89						X
Heilbronn 7	4009	778	556	X	290	556	555	297	556	555	556	555	X
Herne 4	7236	435	311	X	19	311	311	23	311	311	311	311	X
Ingolstadt 3	2028	355	253	X	101	254	253	106	254	253	254	253	X
Ingolstadt 4	2029	365	261	X	113	261	261	121	261	261	261	261	X
KMW 2	7814a	250	179	X	515	179	179	522	179	179	179	179	X
Marbach GT3	4051	85	61	X	286	61	61	292	61	61	61	61	X
Plattling (GT & DT)	2014	104	74		175	74	74	178	74	74	84	74	X
Scholven B	7498	325	232	X	20	0	0	23	218	0	0	0	X
Scholven C	7494	345	246	X	24	246	246						X
Staudinger 4	2041	580	414	X	320	0	0	320	0	0	0	0	X
Staudinger 5	2042	510	364	X	380	0	0	385	0	0	0	0	X
UPM Schongau	7997	40	29	X	186	29	29	195	29	29	46	29	X
Voelkingen MKV	7162	179	128	X	260	128	128						X
Voelkingen HKV	7161	211	151	X	241	151	151						X
Weier C	7614	656	468	X	311	468	468	320	468	468	468	468	X
Zolling Block 5	2044	450	321	X	162	321	321	174	321	321	321	321	X

Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve eingesetzt					5768 MW	5329 MW		5209 MW	4625 MW	4652 MW	4625 MW	
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve installiert	11151 MW	7706 MW			8078 MW	7463 MW		7418 MW	6478 MW	6478 MW	6478 MW	9178 MW

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Sensi					Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF209 initial Basis [MW]	RD in NNF209 robust Basis [MW]	Einsätze JL Sensi [Anzahl NNF]	RD in NNF284 initial Sensi [MW]	RD in NNF284 robust Sensi [MW]	RD in NNF209 initial Sensi [MW]	RD in NNF209 robust Sensi [MW]	
KapRes_AhrensfeldeGT A	8333	60	21		1	0	0	1	0	0	0	0	
KapRes_AhrensfeldeGT B	8334	60	21		1	0	0	1	0	0	0	0	
KapRes_AhrensfeldeGT C	8335	60	21		1	0	0	1	0	0	0	0	
KapRes_AhrensfeldeGT D	8336	60	21		1	0	0	1	0	0	0	0	
KapRes_EmdenGT	2107a	50	36		7	0	0	7	0	0	0	0	
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	39		14	0	0	14	0	0	12	0	
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	315	225		13	225	0	15	151	0	225	0	
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	39		9	0	0	9	0	0	0	0	
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	214		14	214	0	17	214	0	214	117	X
KapRes_Gersteinwerk K1	7830	95	68		13	0	0	13	0	0	0	0	
KapRes_Landesbergen GT	2037	56	40		1011	0	0	1010	0	0	0	0	
KapRes_Thyrow GT A	8348	60	21		0	0	0	0	0	0	0	0	
KapRes_Thyrow GT B	8349	60	21		0	0	0	0	0	0	0	0	
KapRes_Thyrow GT C	8350	90	21		0	0	0	0	0	0	0	0	
KapRes_Thyrow GT D	8351	90	21		0	0	0	0	0	0	0	0	
KapRes_Thyrow GT E	8344	90	21		0	0	0	0	0	0	0	0	

■ Basis & Sensitivität

- Robustheitsprüfung für die Kapazitätsreserve Gersteinwerk G2/F2, da sie nicht langfristig ausgewiesen sind und im Jahreslauf weniger als 20-mal eingesetzt werden
- In den robusten Grenzsituationen (Basis & Sensitivität) wird Bergkamen A nicht verwendet
- Für (t+1) sind alle Netzreservekraftwerke, außer Bergkamen A, (in Summe 8,9 GW) und zusätzlich das Kapazitätsreserve-Anlagen Gersteinwerk G2 im robusten Netzreserveportfolio enthalten (in Summe 9,2 GW)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Jahreslauf BA26 (t+3) - RD-Ergebnis

Übersicht Jahresläufe

Analysen	BA26 (t+1)		BA26 (t+1) – AT-Sensi		BA25 (t+3)		BA26 (t+3)
	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis
Betrachtungsjahr	2026/27		2026/27		2027/28		2028/29
	TWh						
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	10,0	10,1	9,3	9,3	7,4	7,4	13,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	7,8	7,8	7,9	7,9	7,9	7,9	5,7
Neg. RD PV-Einspeisung	3,2	3,2	2,8	2,8	1,2	1,3	5,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,9	1,9	1,9	1,9	2,4	2,4	0,9
Neg. RD im Ausland	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Summe <u>negativer</u> RD¹	23,0	23,1	21,9	21,9	18,9	19,0	25,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	20,0	20,1	18,0	18,1	16,5	16,6	22,2
Pos. RD Netzreserve in DE ³	2,1	2,0	1,6	1,5	1,0	1,0	2,6
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	-	-	2,1	2,1	1,3	1,3	-
Pos. RD im Ausland	0,9	0,9	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2
Summe <u>positiver</u> RD¹	23,0	23,1	21,9	21,9	18,9	19,0	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 BA26 (t+3) & BA26 (t+1) (beide Varianten)

- Gesamt Redispatch-Bedarf auf ähnlichem Niveau
- Höherer Einsatz der Netzreserve
- Geringerer Einsatz von Redispatch im Ausland

Vergleich BA26 (t+3) & BA25 (t+3)

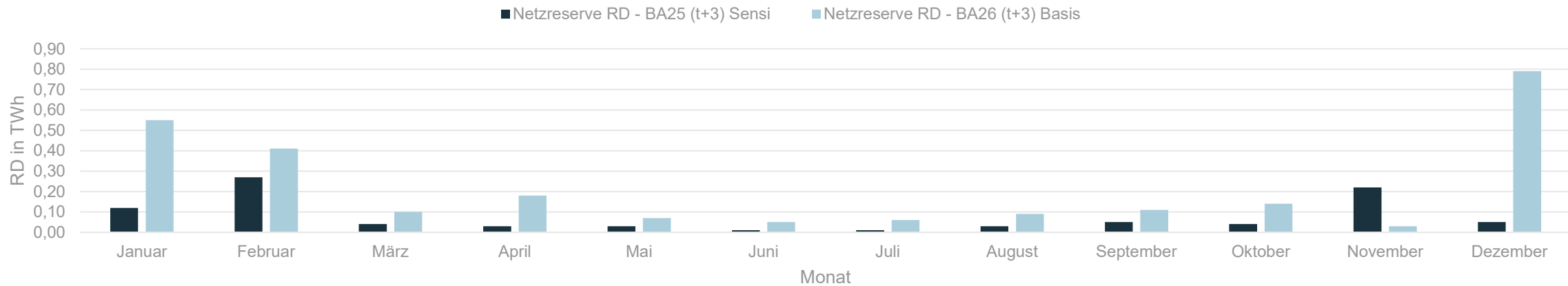
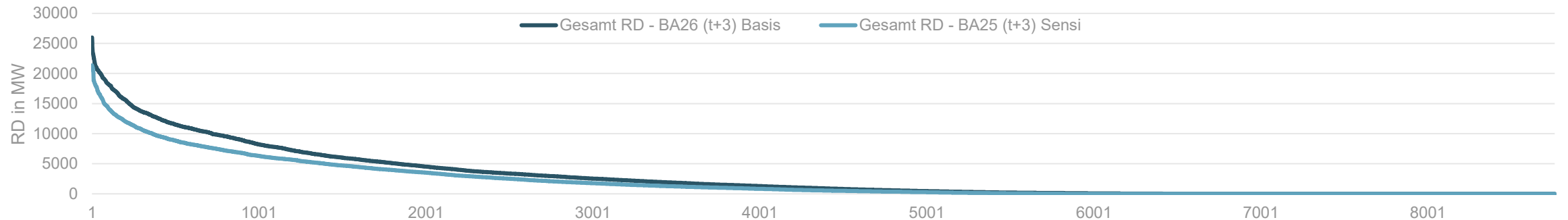
- Gesamt Redispatchbedarf steigt deutlich, ebenfalls der Netzreserveeinsatz
- Pos.Redispatch im Ausland stark erhöht

Gründe / Erklärung

- Das neue Wetterjahr ist windreicher, wodurch die Nord-Süd Transportaufgabe ansteigt
- Die Erhöhung der EE-installierten Leistung wird durch den Netzausbau kompensiert (u.a. Verfügbarkeit von Ultranet), wobei dieser Effekt durch konservativere WAFB-Annahmen basierend auf der weiterhin unklaren gesetzlichen Folgeregelung (§49b EnWG) beschränkt wird

Jahreslauf BA26 (t+3) – Redispatch- & Netzreservebedarf

Vergleich des Redispatch- und Netzreservebedarfs in den Jahresläufen

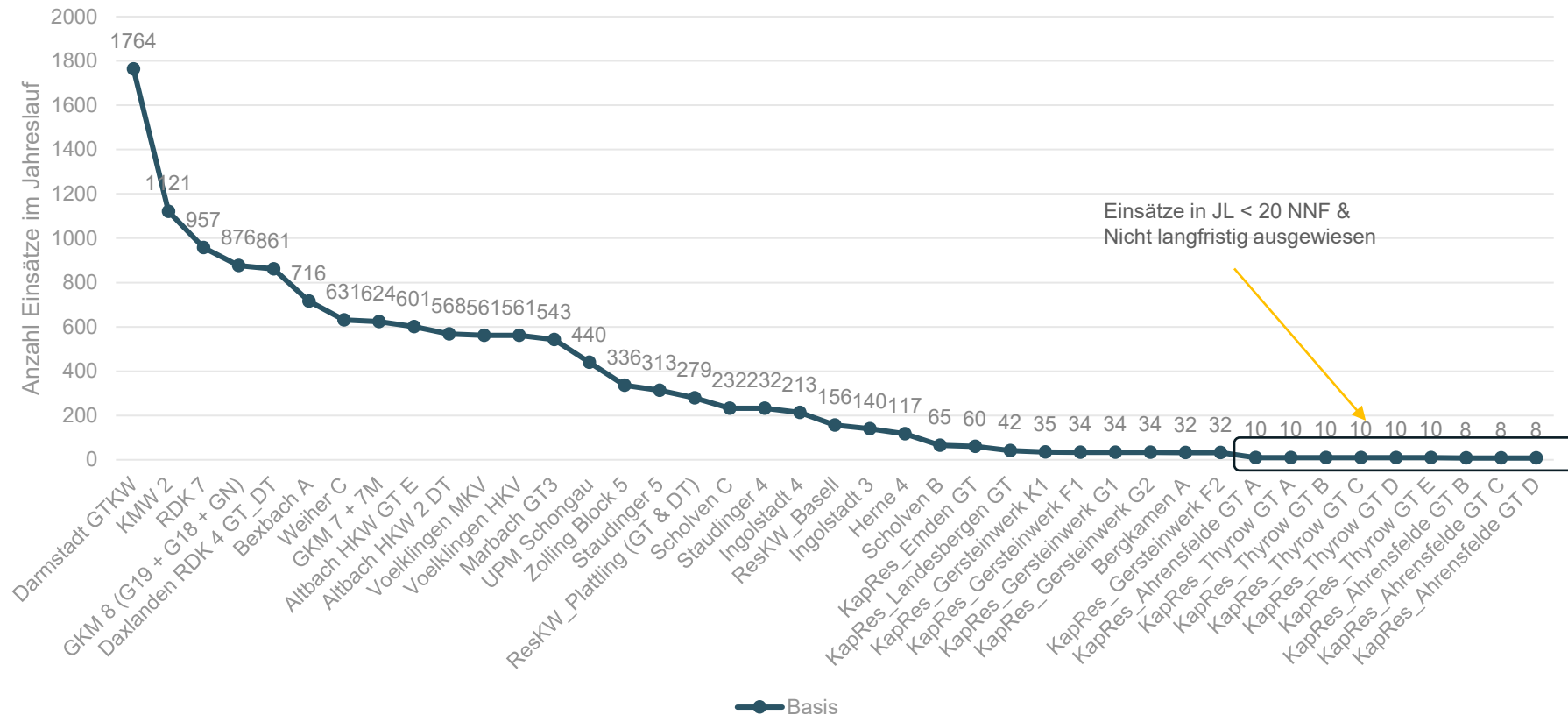


- Anzahl Stunden mit Einsatz der Netzreserve: 2149 NNF
- Durchschnittlicher Redispatch mit Netzreserve (wenn eingesetzt): 1199 MW

Jahreslauf BA26 (t+3) - Netzreserve

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Einsatzstunden* der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



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

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

Netzreserve-Portfolio (t+1)

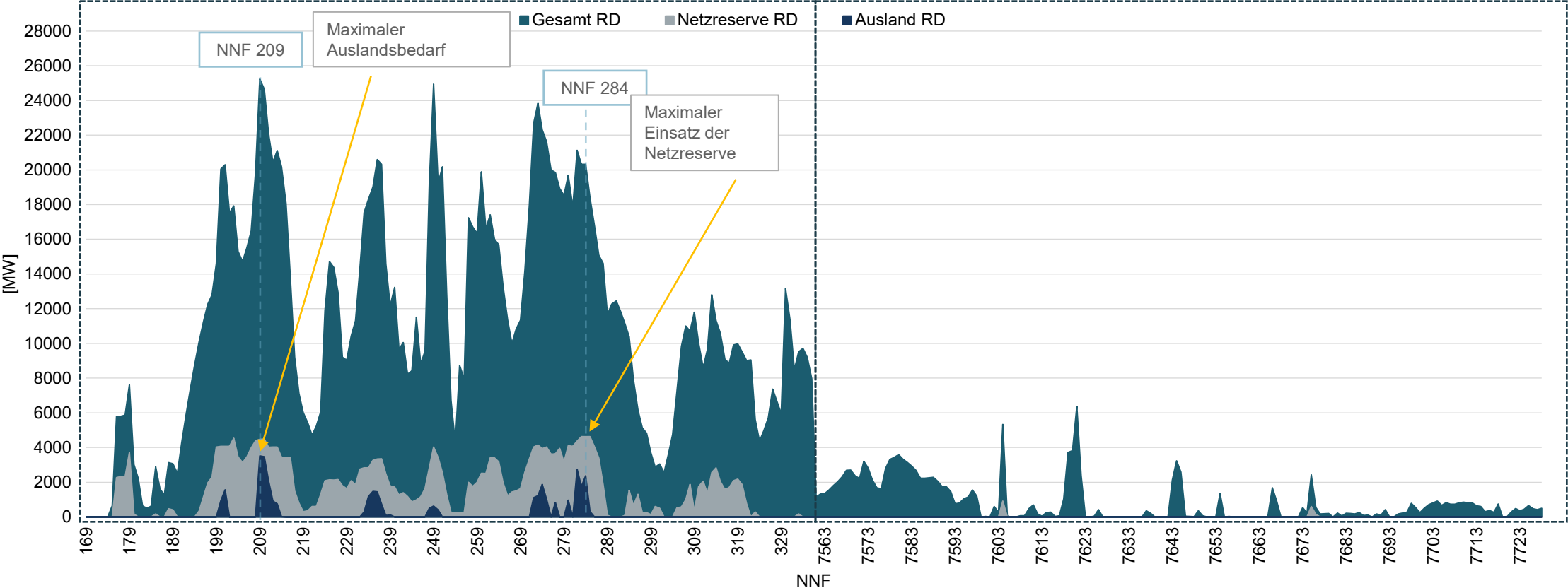
Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

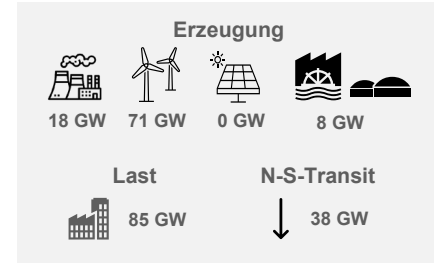
Identifikation der Grenzsituation (t+3)

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

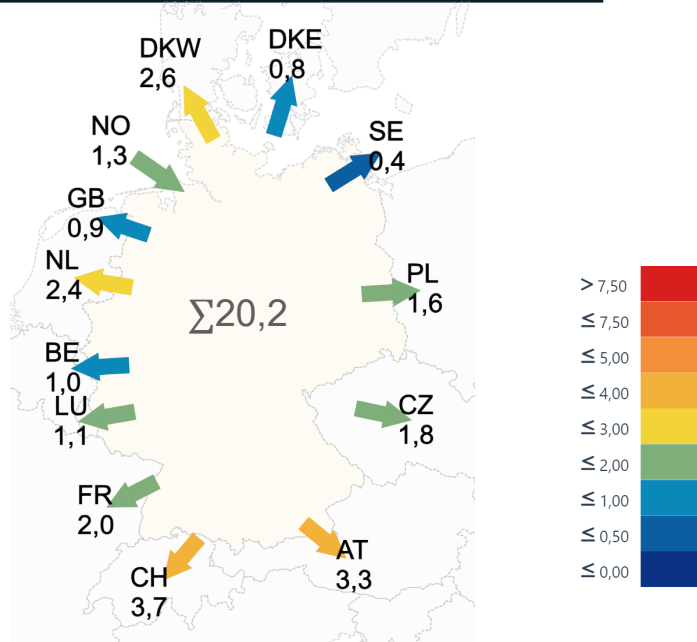


Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

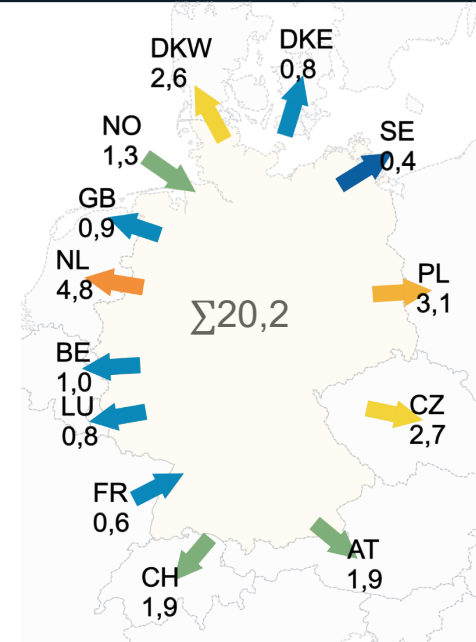
BA26 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 284 mit topologischen Maßnahmen



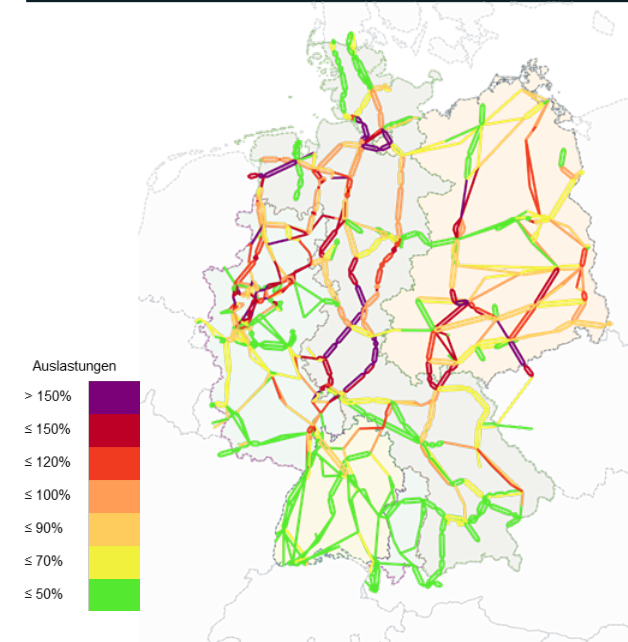
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



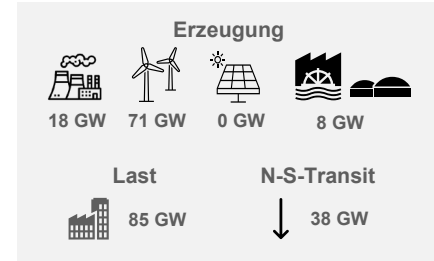
Auslastung vor RD



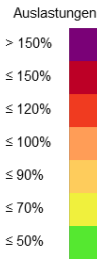
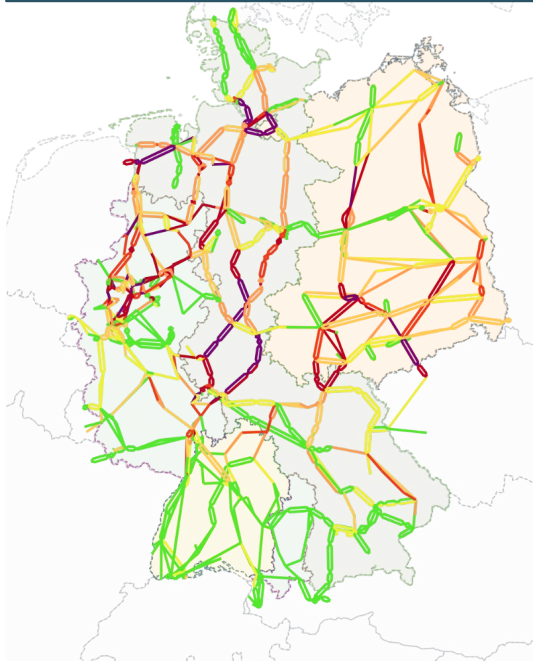
- Hoher Handelsexport an allen Grenzen (21,5 GW), Import nur aus NO (1,3 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch, besonders an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (12 GW)

Auslastung und Redispatch

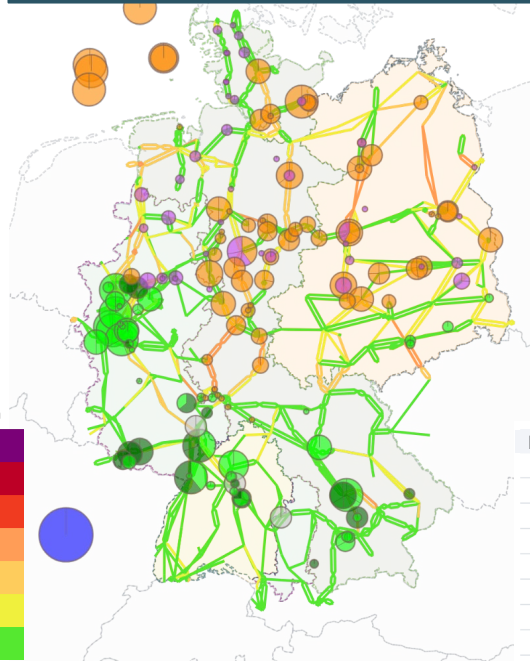
BA26 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Netzreserve) – NNF 284 mit topologischen Maßnahmen



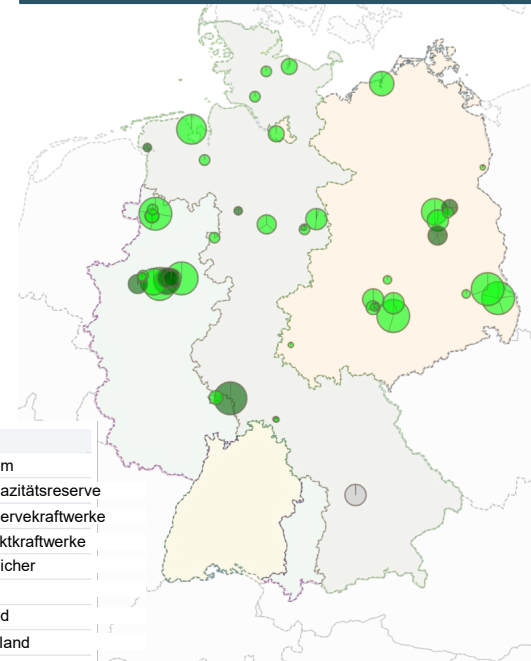
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	13,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,3
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	2,5
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	20,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE	12,4
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,6
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT**	0,0
Pos. RD im Ausland***	2,4
Summe positiver RD*	20,3

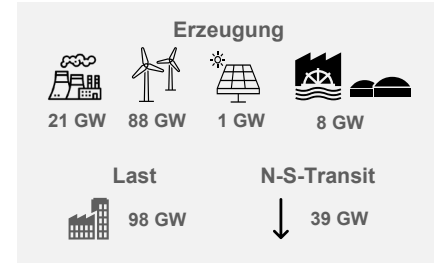
* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Redispatch-Leistung in Österreich behandelt wie der Rest von Ausland

*** Die Redispatch-Leistung in anderen südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

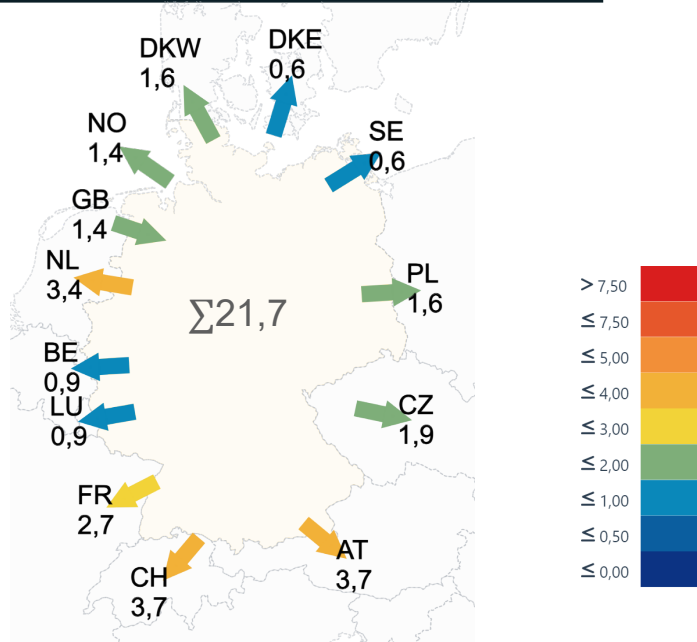
- Stunde 284 ist eine typische Starkwind-Starklast-Situation, die geprägt wird von einem hohen Nord-Süd-Transit
- Nicht ausreichendes Redispatchpotential von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands
 - Einsatz der Netzreserve in Höhe von 4,6 GW
 - Ausländischer RD-Bedarf von 2,4 GW in FR***

Handelsfluss und phys. Leistungsfluss

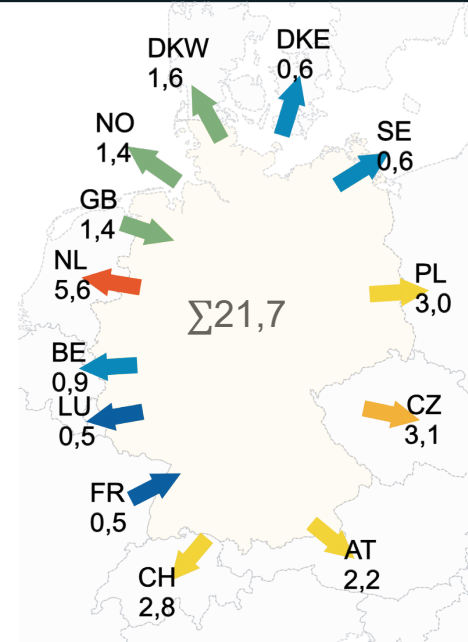
BA26 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



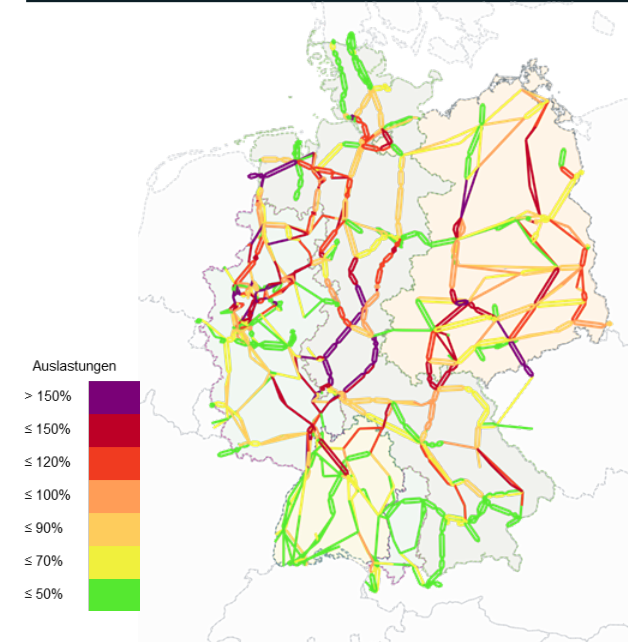
Handelsfluss



Leistungsfluss vor RD



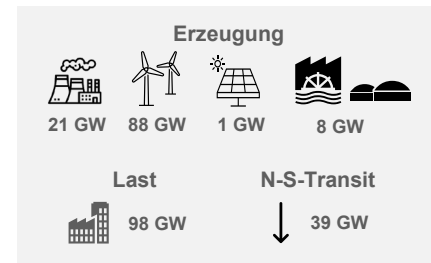
Auslastung vor RD



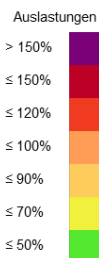
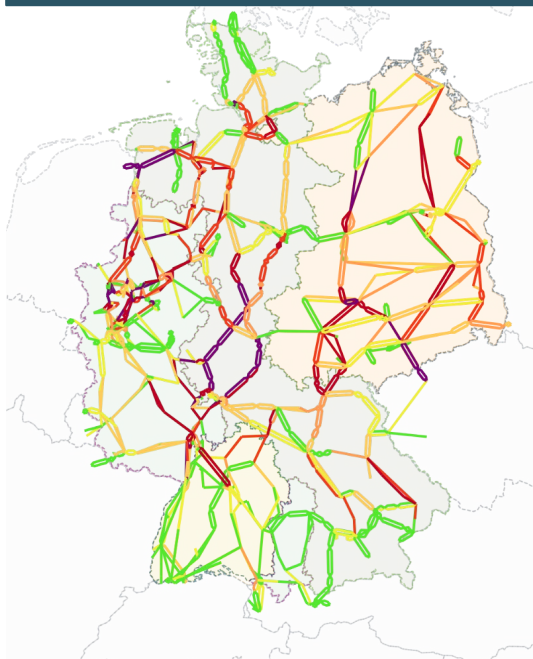
- Hoher Handelsexport, einzig Import aus GB
- Hoher physikalischer Leistungsfluss vor Redispatch an westlichen und östlichen Grenzen (NL, PL, CZ) (10,6 GW)

Auslastung und Redispatch

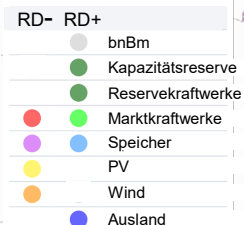
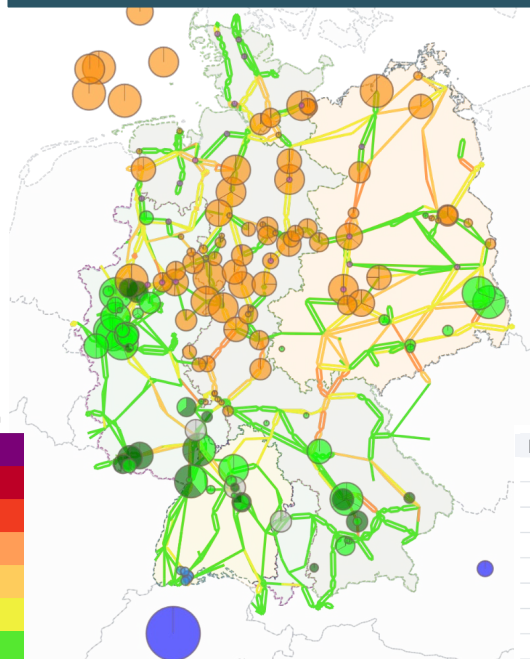
BA26 (t+3) Basis – Grenzsituation (max. Ausland) – NNF 209 mit topologischen Maßnahmen



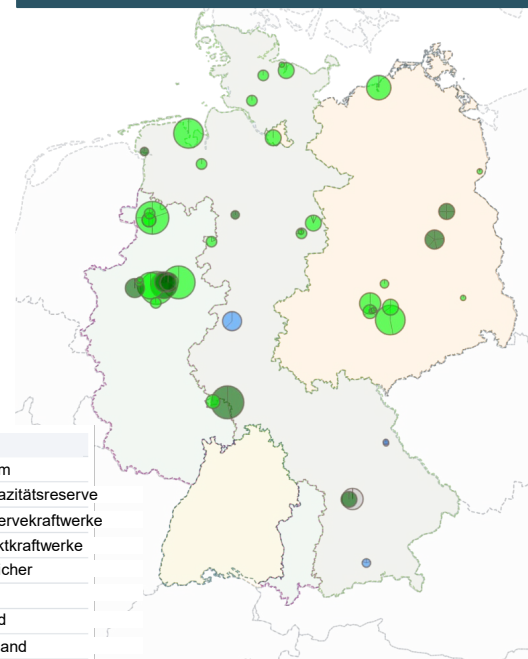
Auslastung vor RD



RD & Auslastung nach RD



HochfahrPotential nach RD



	GW
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	20,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	4,4
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer RD*	25,2
Pos. RD marktbasierter KW in DE	16,2
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	4,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE	0,9
Pos. RD in AT**	0,1
Pos. RD im Ausland***	3,6
Summe positiver RD*	25,2

* Aufgrund von Rundung kann die Summe der Einzelwerte von der angegebenen Summe abweichen
 ** Redispatch-Leistung in Österreich behandelt wie der Rest von Ausland

*** Davon 3,6 GW in der Schweiz und 0,1 GW in Österreich. Die Redispatch-Leistung in anderen süd-/südwesteuropäischen Ländern in vergleichbarem Umfang könnte eine ähnliche Wirkung erzielen.

- Stunde 209 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 4,5 GW
 - Ausländischer RD-Bedarf von 3,7 GW in CH und AT***

Grenzsituationen BA25 (t+3)

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF

Analysen	BA26 (t+1)			BA25 (t+3)				BA26 (t+3)	
	Basis		Sensi	Basis	Sensi	Basis	Sensi	Basis	Basis
Netzreserveverfügbarkeit	280		209	271		274		284	209
NNF	280		209	271		274		284	209
Betrachtungsjahr	2026/27			2027/28				2027/28	
Bedarfsdimensionierung	max. Netzreserve	max. Ausland	max. Netzreserve & Ausland	max. Netzreserve		max. Ausland		max. Netzreserve	max. Ausland
	GW								
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	15,9	17,9	19,5	16,0	16,0	14,7	15,1	13,3	20,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	3,6	4,5	4,2	9,1	9,1	6,9	6,9	4,3	4,4
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	1,8	1,2	1,1	0,4	0,4	1,9	1,9	2,5	0,1
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD¹	21,4	23,6	24,8	25,4	25,5	23,6	24,0	20,3	25,2
Pos. RD marktbasierter KW in DE ³	12,3	13,9	15,7	16,8	16,8	14,8	15,2	12,4	16,2
Pos. RD Netzreserve in DE	5,6	5,3	4,6	5,7	5,6	5,1	5,0	4,6	4,5
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0	0,4	0,1	0,5	0,6	0,4	0,4	0,0	0,0
Pos. RD mit bnBm in DE ²	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Pos. RD in AT (P _{max} = 1,5 GW)	-	-	-	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-
Pos. RD im Ausland	2,5	3,0	3,5	0,0	0,1	0,9	1,0	2,4	3,7
Summe positiver RD¹	21,4	23,6	24,8	25,4	25,4	23,6	24,0	20,3	25,2

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

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

³ Enthält auch reduzierte Pumpleistung

Vergleich BA26 (t+3) & BA26 (t+1)

- maximaler Einsatz der Netzreserve sinkt, wenn das vollständige Portfolio der Netzreserve berücksichtigt wird.

- RD-Bedarf im Ausland steigt leicht

Vergleich BA26 (t+3) & BA25 (t+3)

- RD-Bedarf im Ausland (ohne AT) steigt deutlich von 1 GW auf 3,7 GW

- maximaler Einsatz der Netzreserve sinkt um 1 GW

Gründe / Erklärung

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

Netzreserve-Portfolio BA26 (t+3)

* Der Jahreslauf dient der Dimensionierung der Netzreserve. Aus der Einsatzhäufigkeit im Jahreslauf kann jedoch nicht die konkret zu erwartende operative Einsatzhäufigkeit abgeleitet werden. Es handelt sich nicht um Volllaststunden, diese können deutlich geringer ausfallen

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF284 initial Basis [MW]	RD in NNF284 robust Basis [MW]	
Altbach HKW 2 DT	4041	323	231	X	568	231	Nicht notwendig	X
Altbach HKW GT E	4002	65	46	X	601	46		X
Basell	7969	52	37		156	37		X
Bergkamen A	7027	717	512		32	0		
Bexbach A	7040	726	518	X	716	518		X
Darmstadt GTKW	7921	95	68	X	1764	68		X
Daxlanden RDK 4 GT_DT	4005	342	244	X	861	244		X
RDK 7	4014	505	361	X	957	361		X
GKM 7 + 7M	4026	425	303	X	624	303		X
GKM 8 (G19 + G18 + GN)	4035	435	311	X	876	311		X
Herne 4	7236	435	311	X	117	311		X
Ingolstadt 3	2028	355	253	X	140	253		X
Ingolstadt 4	2029	365	261	X	213	261		X
KMW 2	7814a	250	179	X	1121	179		X
Marbach GT3	4051	85	61	X	543	61		X
Plattling (GT & DT)	2014	104	74		279	74		X
Scholven B	7498	325	232	X	65	0		X
Scholven C	7494	345	246	X	232	246		X
Staudinger 4	2041	580	414	X	232	0		X
Staudinger 5	2042	510	364	X	313	0		X
UPM Schongau	7997	64	46	X	440	46	X	
Voelklingen MKV	7162	179	128	X	561	128	X	
Voelklingen HKV	7161	211	151	X	561	151	X	
Weiber C	7614	656	468	X	631	468	X	
Zolling Block 5	2044	450	321	X	336	321	X	
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve eingesetzt						4617 MW	0 MW	
Netzreserve inkl. Kapazitätsreserve installiert		8598 MW	6993 MW			6466 MW	0 MW	7881 MW

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	P verfügbar [MW]	langfristig ausgewiesen	Basis			Robustes Portfolio
					Einsätze JL Basis [Anzahl NNF]	RD in NNF284 initial Basis [MW]	RD in NNF284 robust Basis [MW]	
KapRes_Ahrensfelde GT A	8333	60	21		10	0	Nicht notwendig	
KapRes_Ahrensfelde GT B	8334	60	21		8	0		
KapRes_Ahrensfelde GT C	8335	60	21		8	0		
KapRes_Ahrensfelde GT D	8336	60	21		8	0		
KapRes_Emden GT	2107a	50	36		60	0		
KapRes_Gersteinwerk F1	7194	55	39		34	0		
KapRes_Gersteinwerk F2	7994	315	225		32	0		
KapRes_Gersteinwerk G1	7195	55	39		34	0		
KapRes_Gersteinwerk G2	7995	300	214		34	0		
KapRes_Gersteinwerk K1	7830	95	68		35	0		
KapRes_Landesbergen GT	2037	56	40		42	0		
KapRes_Thyrow GT A	8348	60	21		10	0		
KapRes_Thyrow GT B	8349	60	21		10	0		
KapRes_Thyrow GT C	8350	90	21		10	0		
KapRes_Thyrow GT D	8351	90	21		10	0		
KapRes_Thyrow GT E	8344	90	21		10	0		

- Alle Netzreservekraftwerke werden mehr als 20-mal im Jahreslauf eingesetzt
- Nur die Kapazitätsreserve-Kraftwerke Thyrow GT (A-E) und Ahrensfelde GT (A-D) werden weniger als 20-mal im Jahreslauf eingesetzt, welche aber in der GS nicht gezogen werden (eine Robustheitsprüfung entfällt)
- Für (t+3) sind alle Netzreservekraftwerke, außer Bergkamen A, im robusten Netzreserveportfolio enthalten (in Summe 7,9 GW)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

8. Netzanalysen

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation (t+1)

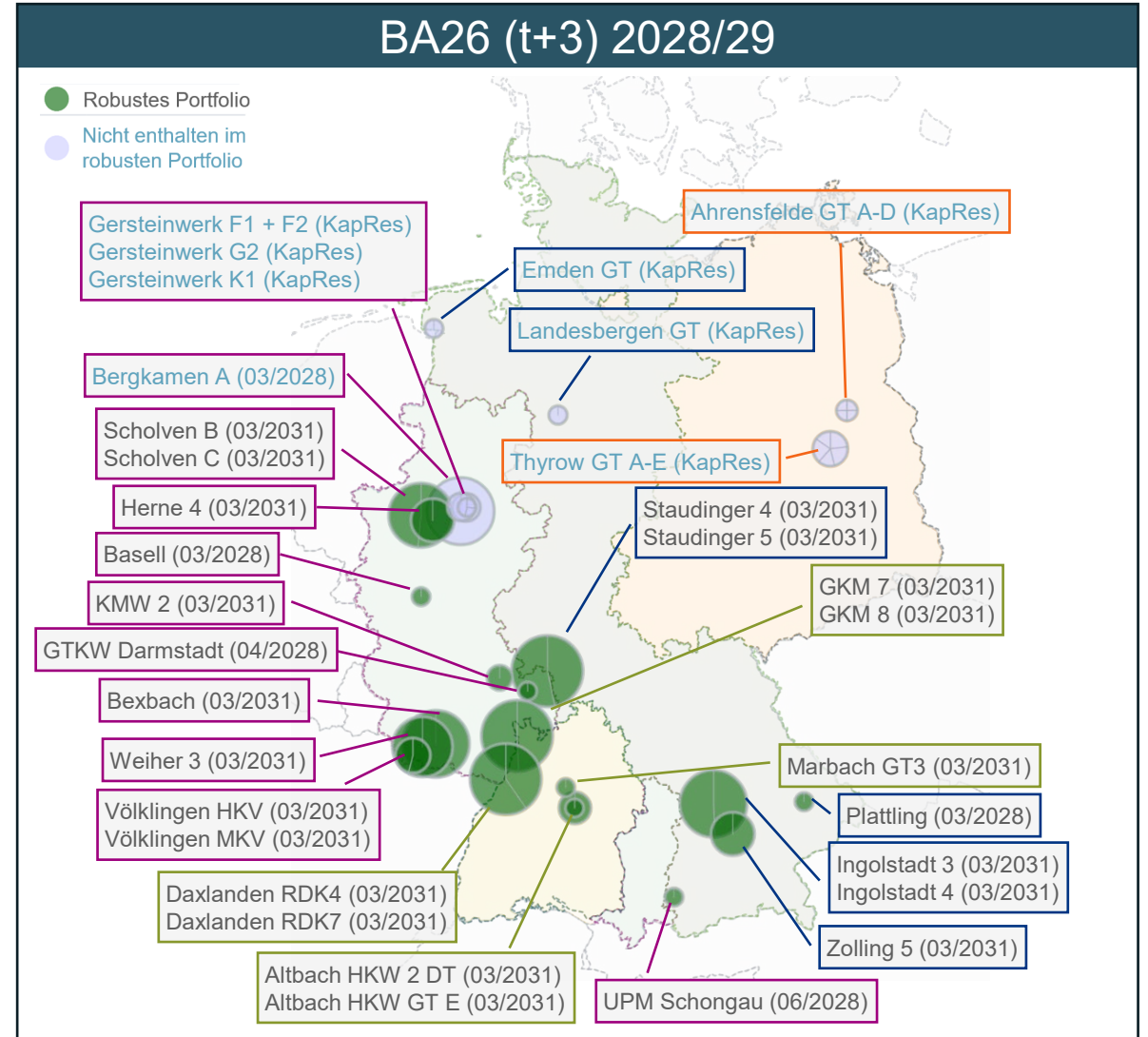
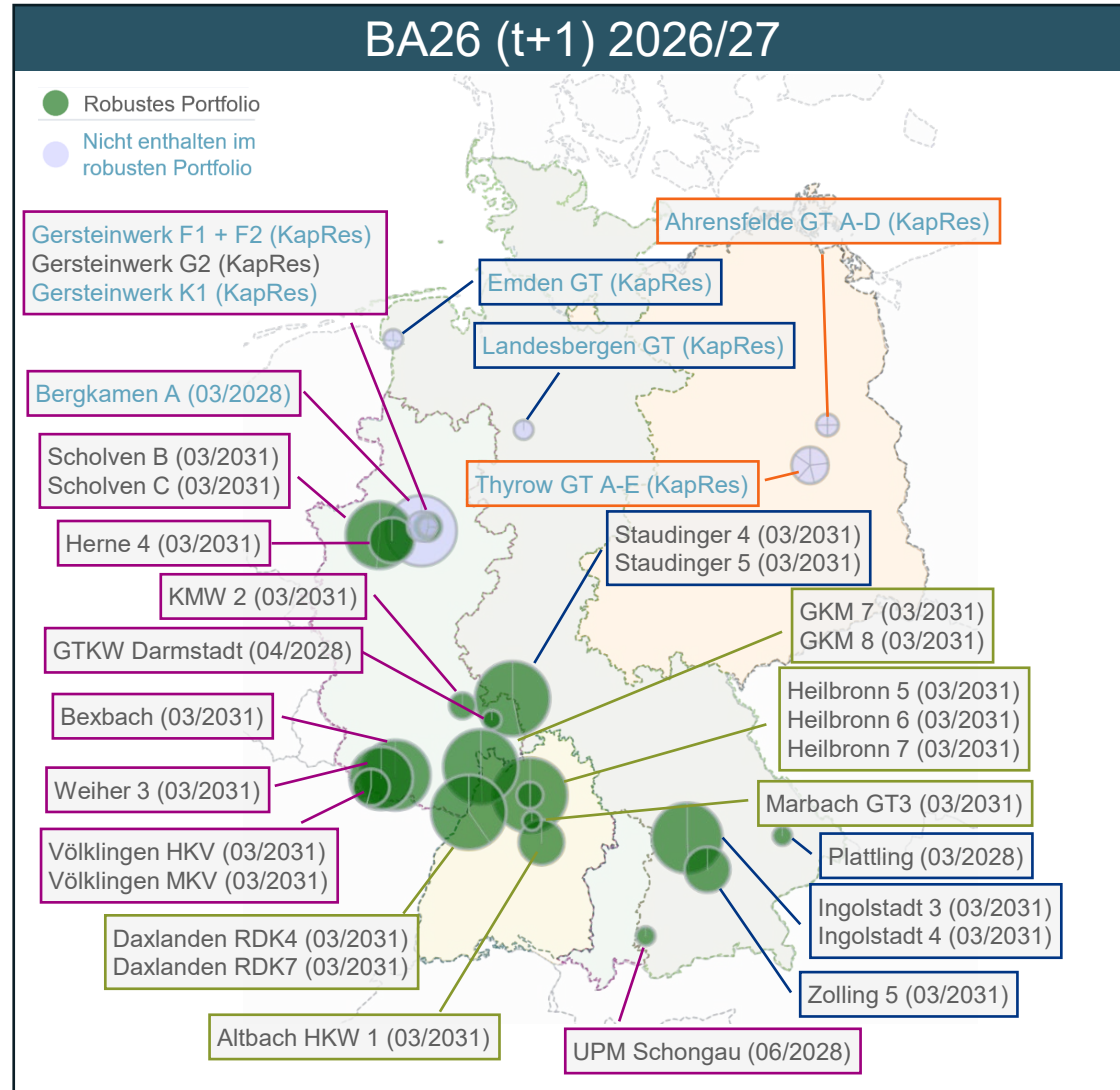
Netzreserve-Portfolio (t+1)

Jahreslauf (t+3)

Grenzsituation (t+3)

Netzreserve-Portfolio (t+3)

Netzreserve-Portfolio für 2026/27 und 2028/29



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgaben und Zielsetzung

2. Randbedingungen

3. Vorgehensweise und Methodik

4. Eingangsparameter und Methodik – Marktsimulation

5. Eingangsparameter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

6. Eingangsparameter und Methodik – Netzanalyse

7. Marktsimulation

8. Netzanalysen

9. **Fazit**

- Anhang*

Fazit

- Die **deutsche Netzreserve** wird in beiden Zeithorizonten fast vollständig benötigt und verbleibt auf einem hohen Niveau.
 - Installierte Leistung des **robusten Netzreserveportfolios** in 2026/27: 8,9 GW (Basis)
 - Installierte Leistung des **robusten Netzreserveportfolios** in 2028/29: 7,9 GW (Basis)
- Sollten die aktuellen **Kraftwerke in der Kapazitätsreserve** aufgrund der unklaren Situation im Bezug auf die Kapazitätsreserve nicht weiter bezuschlagt werden, dann kann auf Basis der BA26 (t+1) eine Systemrelevanz, in Bezug auf die netzseitige Versorgungssicherheit, für das Kraftwerk Gersteinwerk G2 (300 MW) ausgewiesen werden.
- Der Bedarf an **Redispatch-Leistung im Ausland** unter der Annahme, dass kein Redispatchpotential von 1,5 GW in AT vorliegt, beträgt:
 - in (t+1) bis zu 3,5 GW (Sensitivität)
 - in (t+3) bis zu 3,7 GW (Sensitivität)
- Sollte das Redispatch-Potential in Höhe von 1,5 GW in Österreich in (t+1) weiterhin verfügbar sein, empfehlen die ÜNB, dieses zu berücksichtigen. In diesem Fall sinkt der **Bedarf an Redispatch-Leistung im Ausland** auf bis zu 2,7 GW (Sensitivität).

ANHANG

Inhaltsverzeichnis

1. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

1.1 *FB-Region und CNECs*

1.2 *Generation and Load Shift Keys (GLSK)*

1.3 *PSTs und HGÜs*

1.4 *Flow-Based Handelskapazitäten*

2. Marktsimulation

2.1 *Regionale Verteilung der Nachfrage und Last in Deutschland (t+1) und (t+3)*

3. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

3.1 *Ermittlung der robusten Netzreserve*

3.2 *Freischaltplanung*

3.3 *Strafkosten*

3.4 *Topologische Maßnahmen (t+1) und (t+3)*

ANHANG

1. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

1.1 FB-Region und CNECs

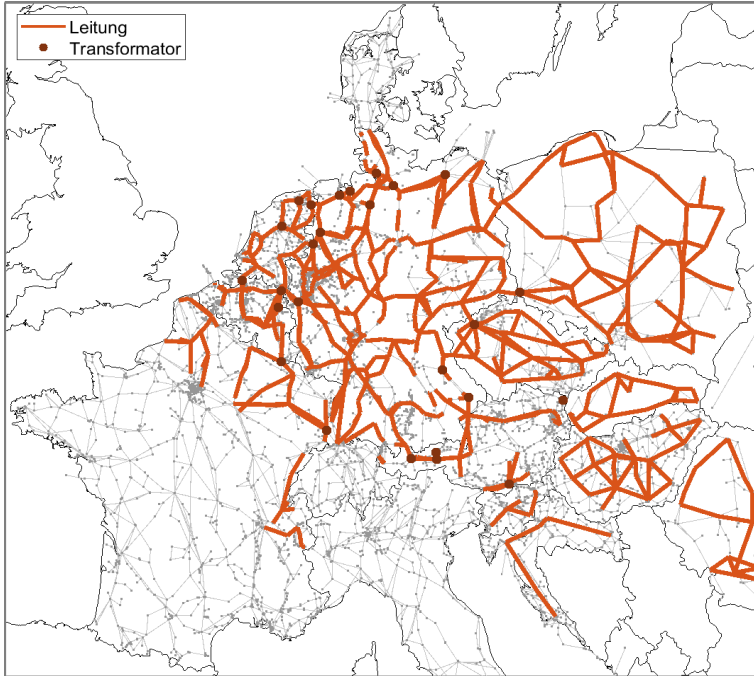
1.2 *Generation and Load Shift Keys (GLSK)*

1.3 *PSTs und HGÜs*

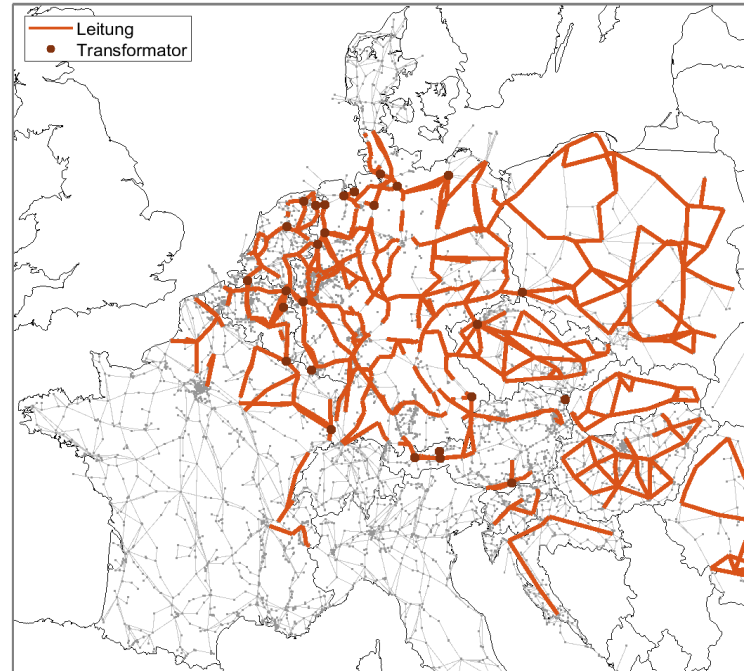
1.4 *Flow-Based Handelskapazitäten*

FB-Region und CNECs in (t+1)

BA26 (t+1) Jahreslauf



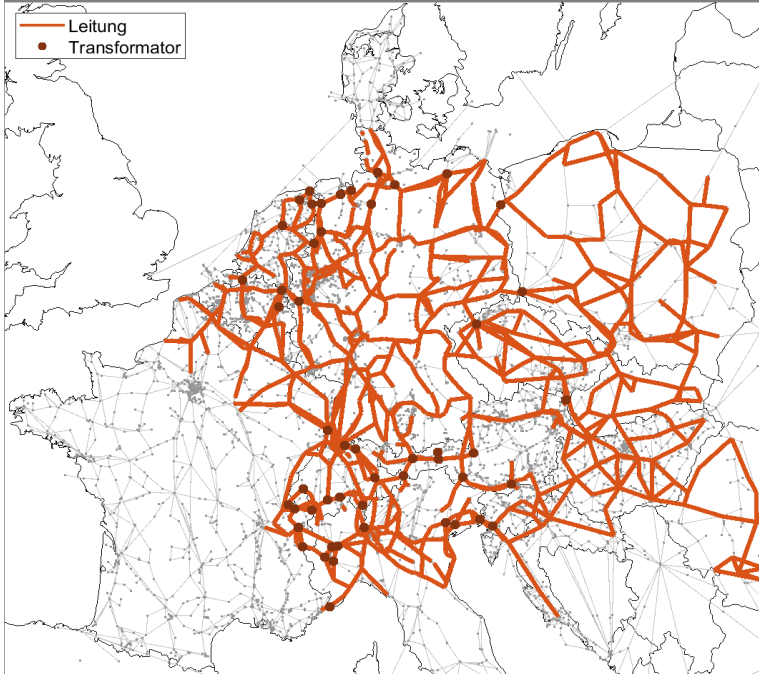
BA26 (t+1) Grenzsituationen



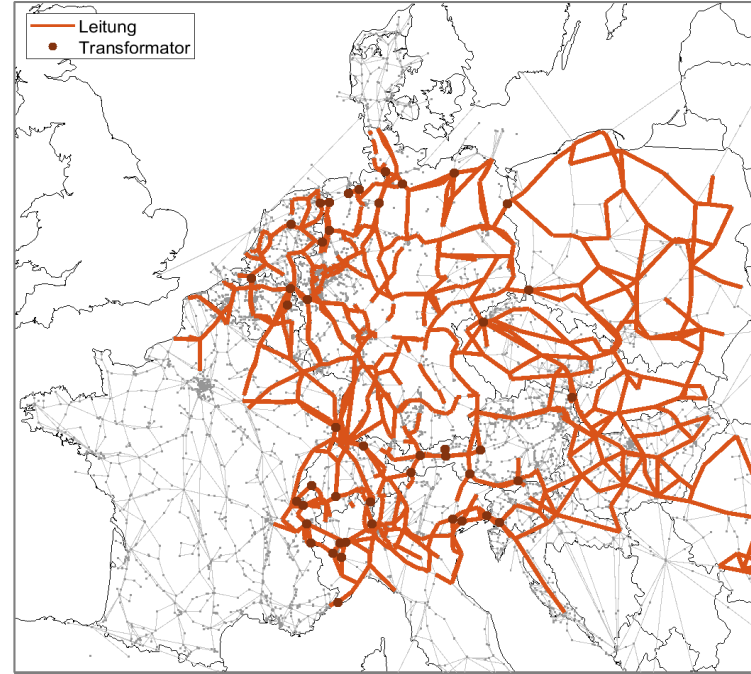
- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- Als kritische Ausfälle (Contingencies – Cs) werden Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente berücksichtigt.
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die CNECs (Kombinationen aus kritischen Netzelementen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

BA26 (t+3) Jahreslauf



BA26 (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%.

ANHANG

1. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

1.1 FB-Region und CNECs

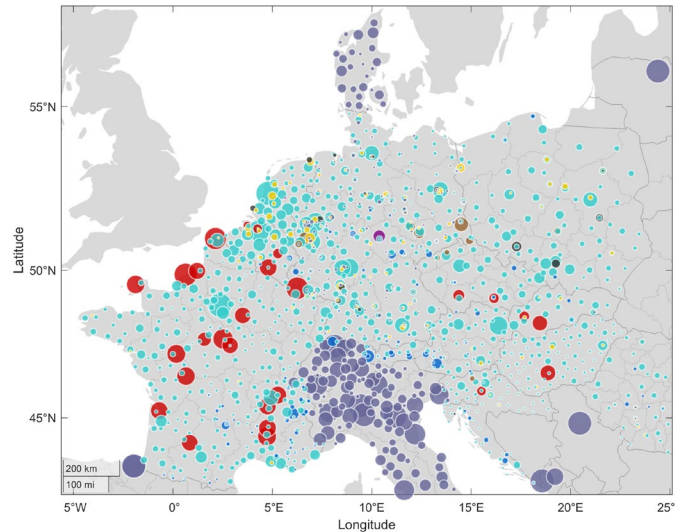
1.2 *Generation and Load Shift Keys (GLSK)*

1.3 *PSTs und HGÜs*

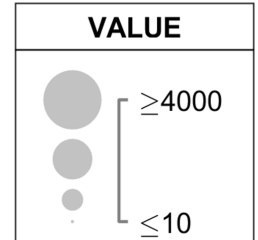
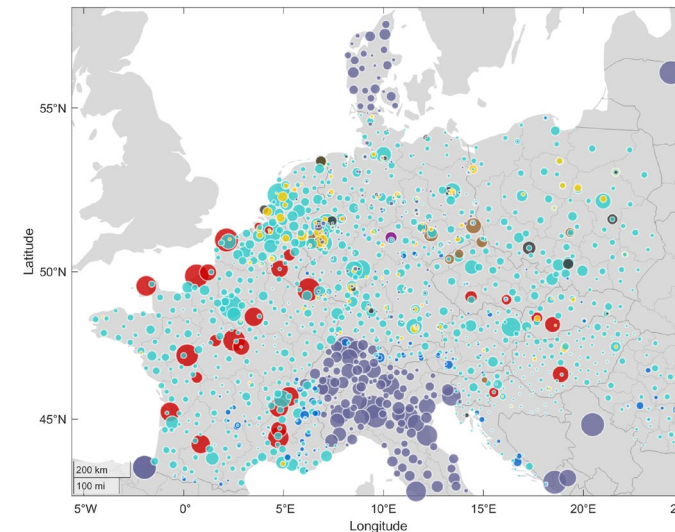
1.4 *Flow-Based Handelskapazitäten*

Generation and Load Shift Keys (GLSK) in (t+1)

BA26 (t+1) Jahreslauf



BA26 (t+1) Grenzsituationen

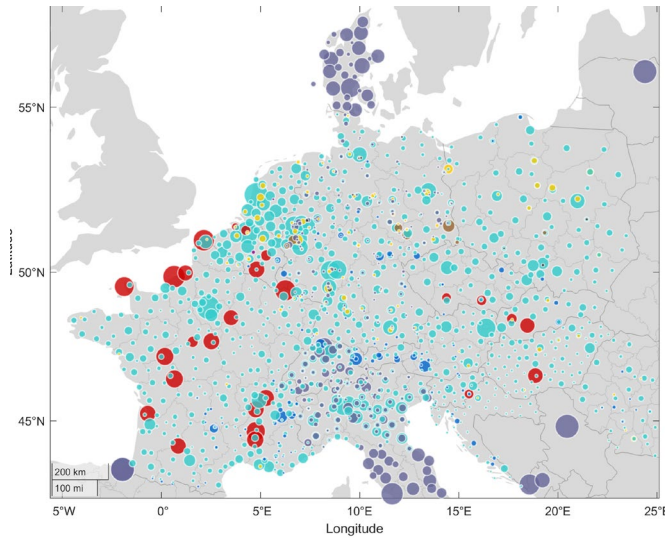


In der BA26 wird für alle Marktgebiete der Core-Region die Country-GLSK-Methode angewandt:

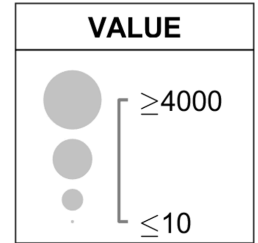
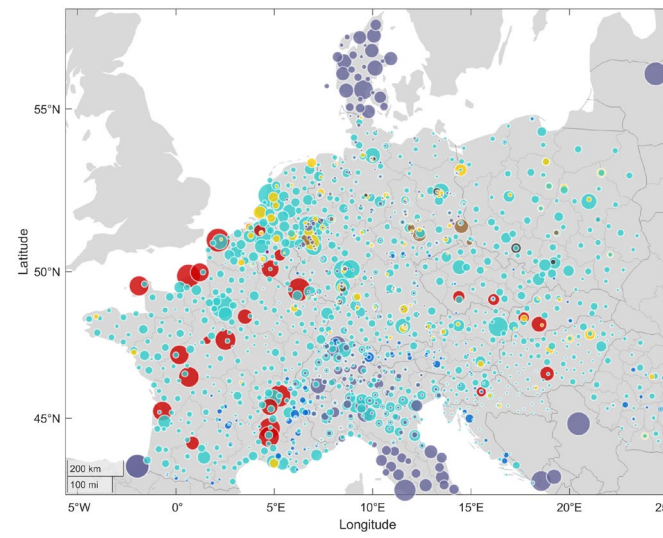
- Je Marktgebiet und je NNF werden aus der NTC-Marktsimulation die betragsmäßigen Knotenbilanzen (Erzeugungen und Lasten je Knoten bilanziert) ins Verhältnis gesetzt zur Summe aller betragsmäßigen Knotenbilanzen des Marktgebiets, um GLSK-Faktoren zu bestimmen.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben werden somit indirekt mitberücksichtigt.

Generation and Load Shift Keys (GLSK) in (t+3)

BA26 (t+3) Jahreslauf



BA26 (t+3) Grenzsituationen



In der BA26 wird für alle Marktgebiete der Core-Region die Country-GLSK-Methode angewandt:

- Je Marktgebiet und je NNF werden aus der NTC-Marktsimulation die betragsmäßigen Knotenbilanzen (Erzeugungen und Lasten je Knoten bilanziert) ins Verhältnis gesetzt zur Summe aller betragsmäßigen Knotenbilanzen des Marktgebiets, um GLSK-Faktoren zu bestimmen.
- Nichtverfügbarkeiten und Must-Run-Vorgaben werden somit indirekt mitberücksichtigt.

ANHANG

1. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

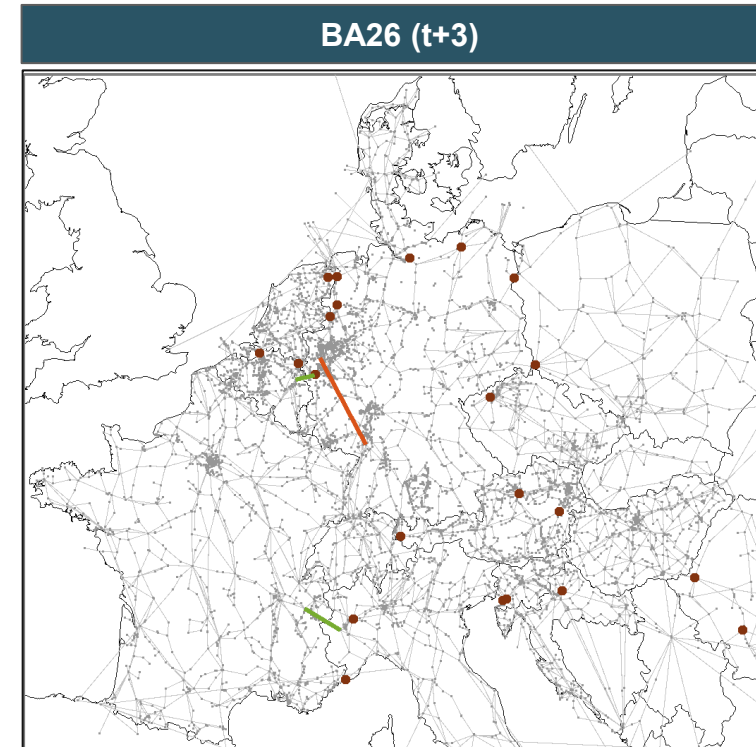
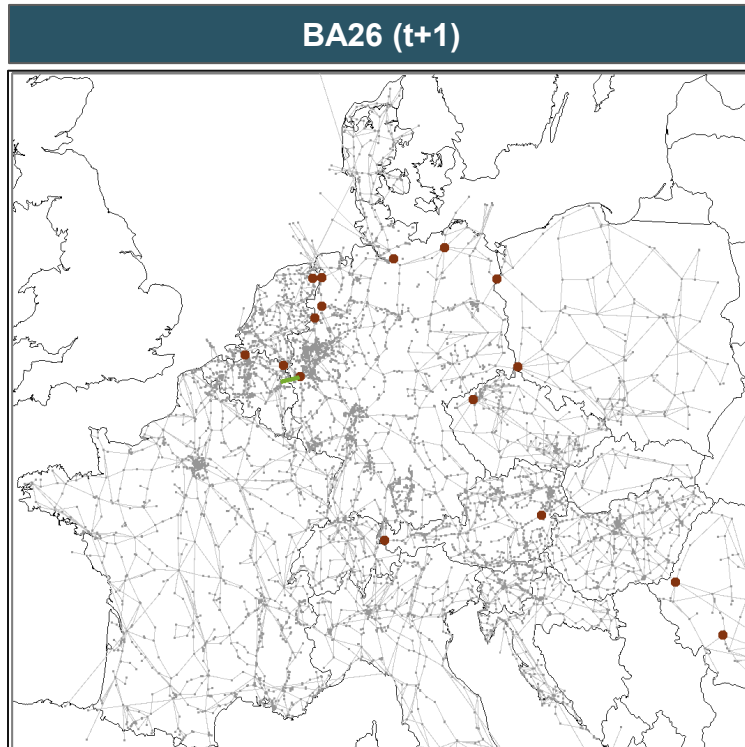
1.1 FB-Region und CNECs

1.2 *Generation and Load Shift Keys (GLSK)*

1.3 *PSTs und HGÜs*

1.4 *Flow-Based Handelskapazitäten*

PSTs und HGÜs



- Der Einsatz von **PSTs und HGÜs** (rote Markierung) innerhalb der CCR werden im Rahmen der FB-Domainerstellung mit dem Ziel der Handelskapazitätserhöhung optimiert (non-costly Remedial Action Optimization – **nRAO**). Dabei wird der Stellbereich jedes PST und jeder HGÜ individuell zugewiesen.
- Die Abbildung des Einsatzes der marktgebietsübergreifenden HGÜs (**grüne** Markierung) innerhalb der CCR erfolgt in der **FBMC-Marktsimulation** mittels der **Evolved Flow-Based** Methodik. Dabei werden im Jahreslauf und in der Grenzsituation 100% der Übertragungskapazität genutzt.

ANHANG

1. Eingangsparmeter und Methodik – Flow-Based Market Coupling

1.1 FB-Region und CNECs

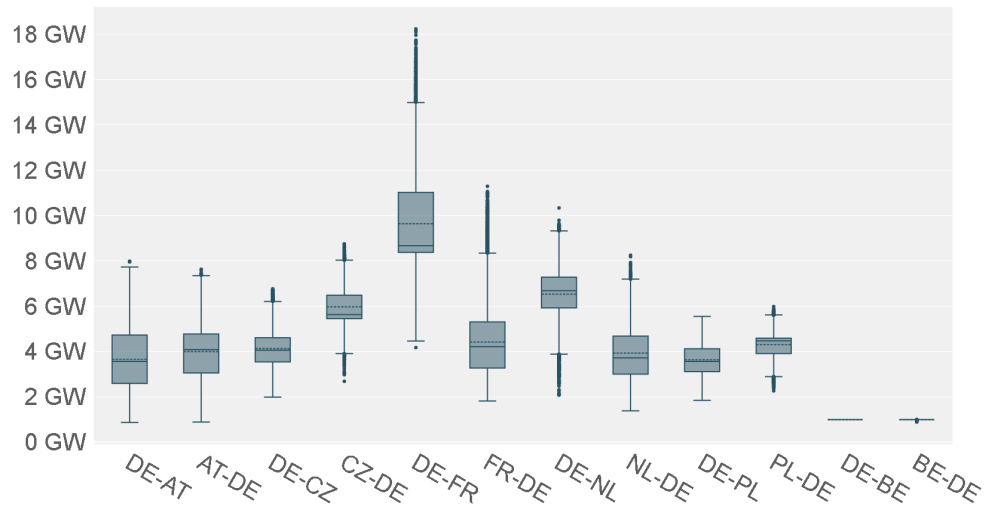
1.2 *Generation and Load Shift Keys (GLSK)*

1.3 *PSTs und HGÜs*

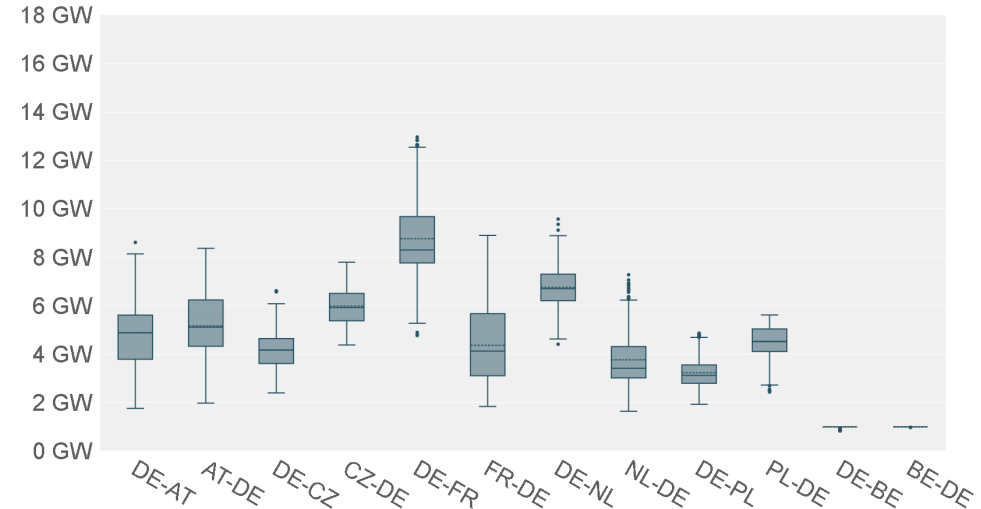
1.4 *Flow-Based Handelskapazitäten*

Flow-Based Handelskapazitäten in (t+1)

BA26 (t+1) Jahreslauf



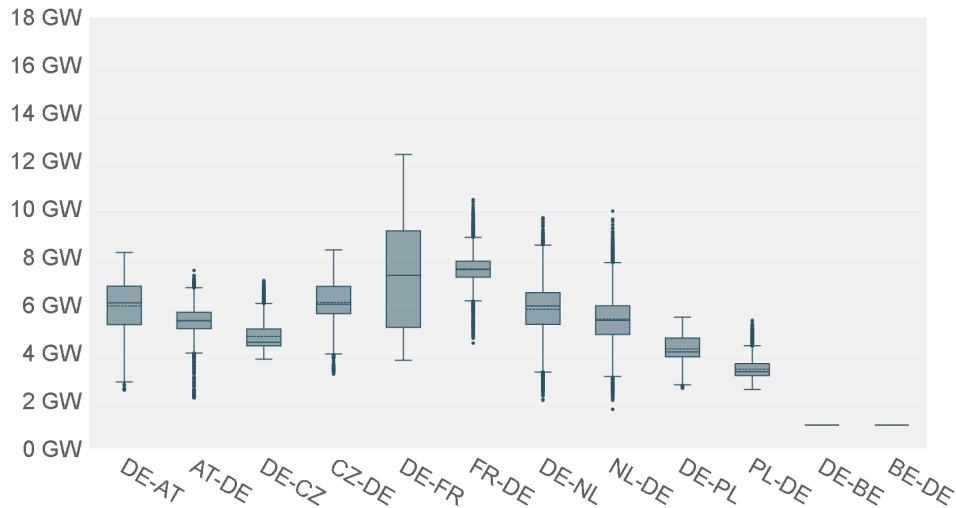
BA26 (t+1) Grenzsituation



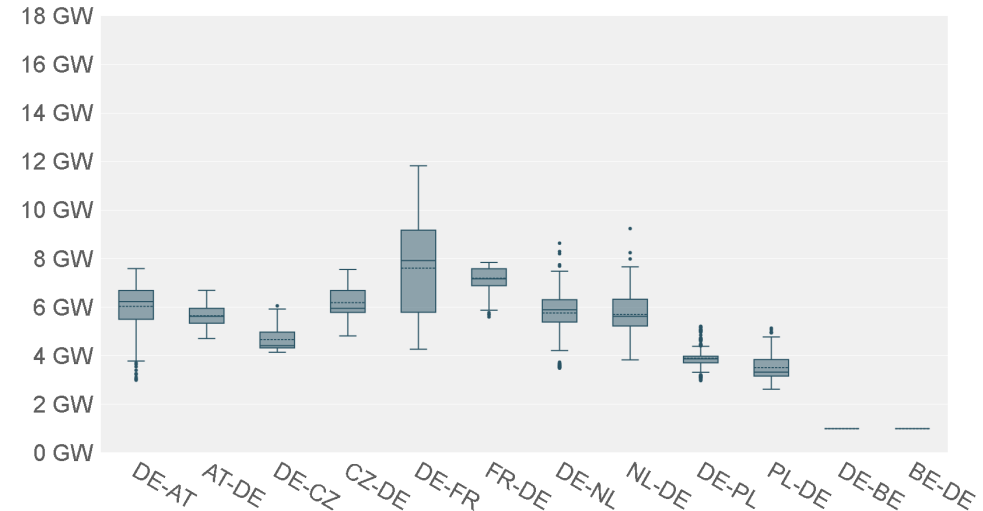
- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind.
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box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

Flow-Based Handelskapazitäten in (t+3)

BA26 (t+3) Jahreslauf



BA26 (t+3) Grenzsituation



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

ANHANG

2. Marktsimulation

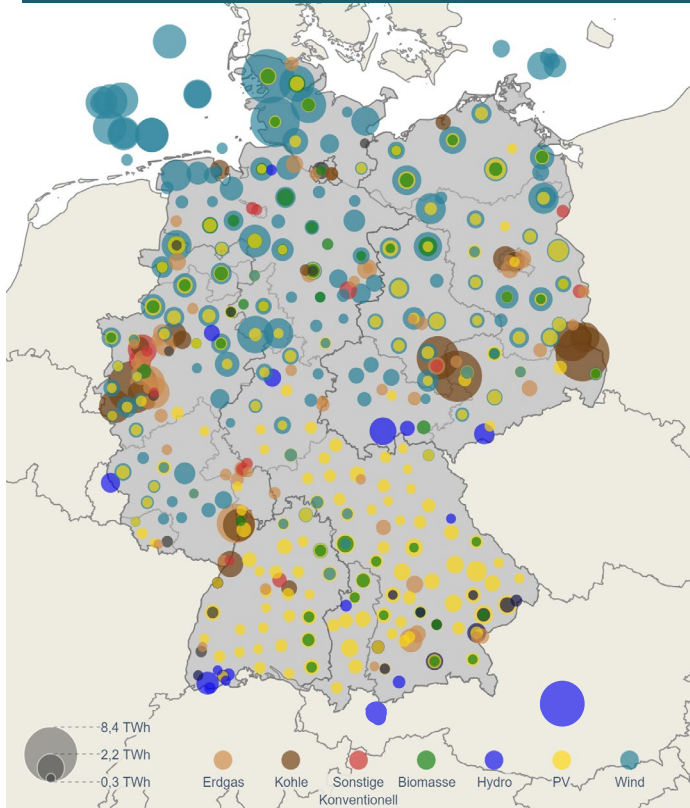
2.1 Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland (t+1)

2.2 Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland (t+3)

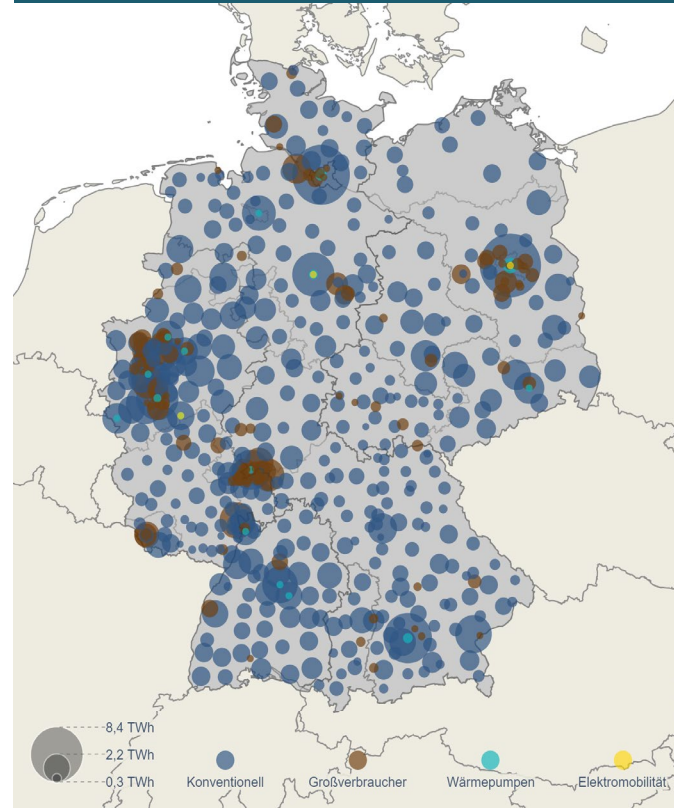
Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland

Jahreslauf 2026/27 (t+1): Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland

Erzeugung



Last



Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung und Last zeigt sich:

- Erzeugung aus **Wind** insbesondere in **SH, MV, BB und NI**
- Erzeugung von **PV-Anlagen** insbesondere in **BY und BW**
- Erzeugung aus **konventionellen Anlagen** insbesondere in **BB, NW und SN**
- Last in den **Großstädten** sowie im **Westen und Süden**

ANHANG

2. Marktsimulation

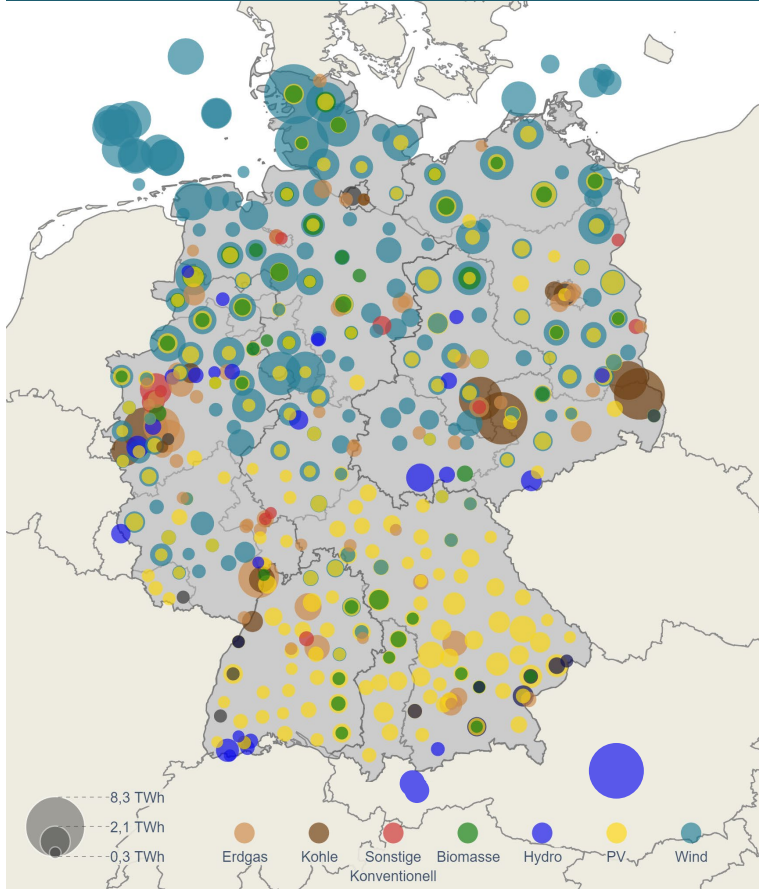
2.1 Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland (t+1)

2.2 Regionale Verteilung der Erzeugung und Last in Deutschland (t+3)

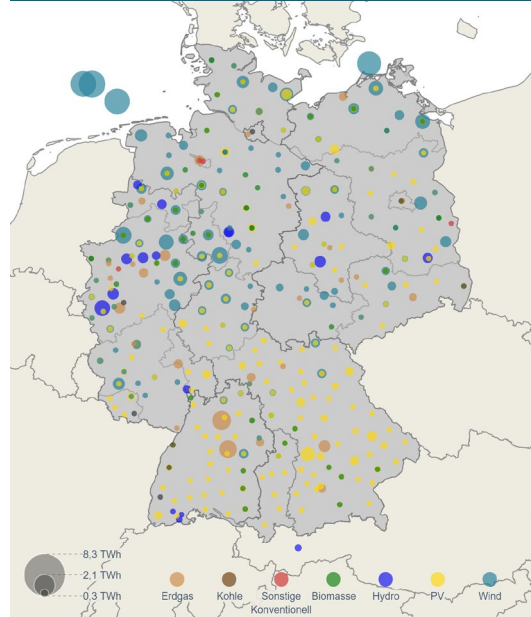
Regionale Verteilung der Erzeugung in Deutschland

Jahreslauf 2028/29 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA26 (t+1) Jahreslauf 2026/27

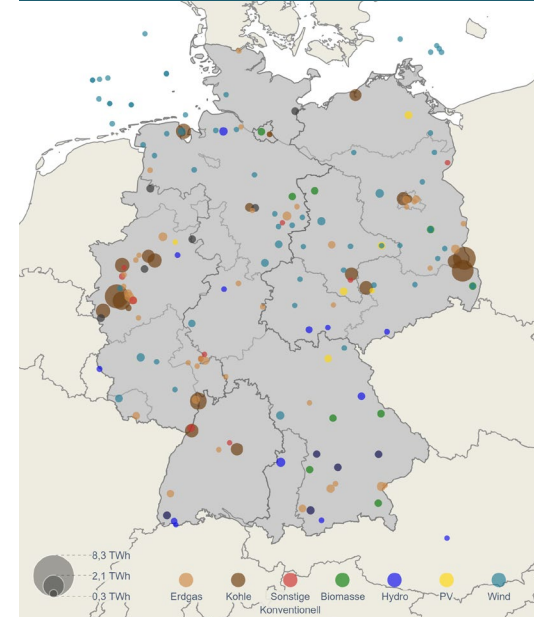
BA26 (t+3)



Zusätzliche Erzeugung



Verringerte Erzeugung

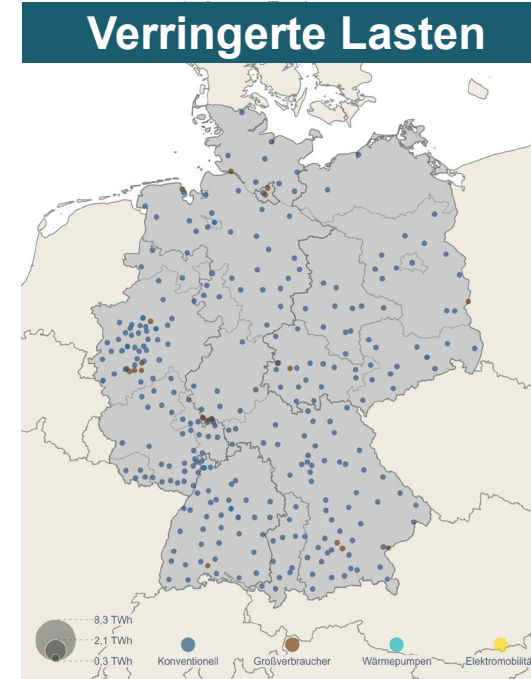
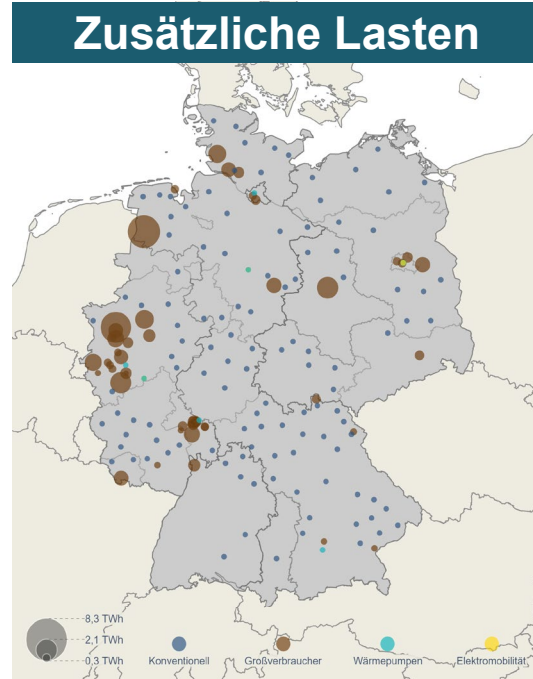
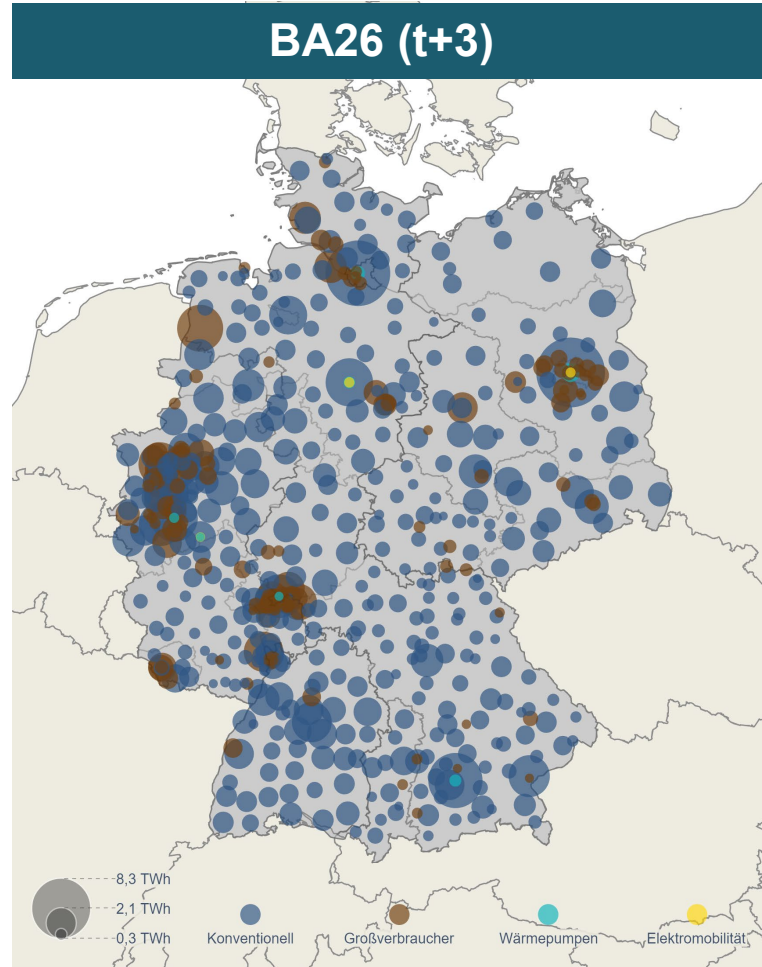


Mit Blick auf die regionale Verteilung der Erzeugung zeigt sich:

- ein Rückgang der Erzeugung von **Braunkohle- und Steinkohle-KW** insbesondere in **NW, SN, BB, BW**
- ein Anstieg der Erzeugung von **Erdgas-KW** insbesondere in **BW, NW und BY**
- **Zunahme der PV-Einspeisung** besonders im südlichen und östlichen Bundesgebiet und **Wind Onshore** vor allem nördlich des Mains sowie **Wind Offshore** in der Nordsee

Regionale Verteilung der Nachfrage in Deutschland

Jahreslauf 2028/29 (t+3): Einordnung im Vergleich zu BA26 (t+1) Jahreslauf 2026/27

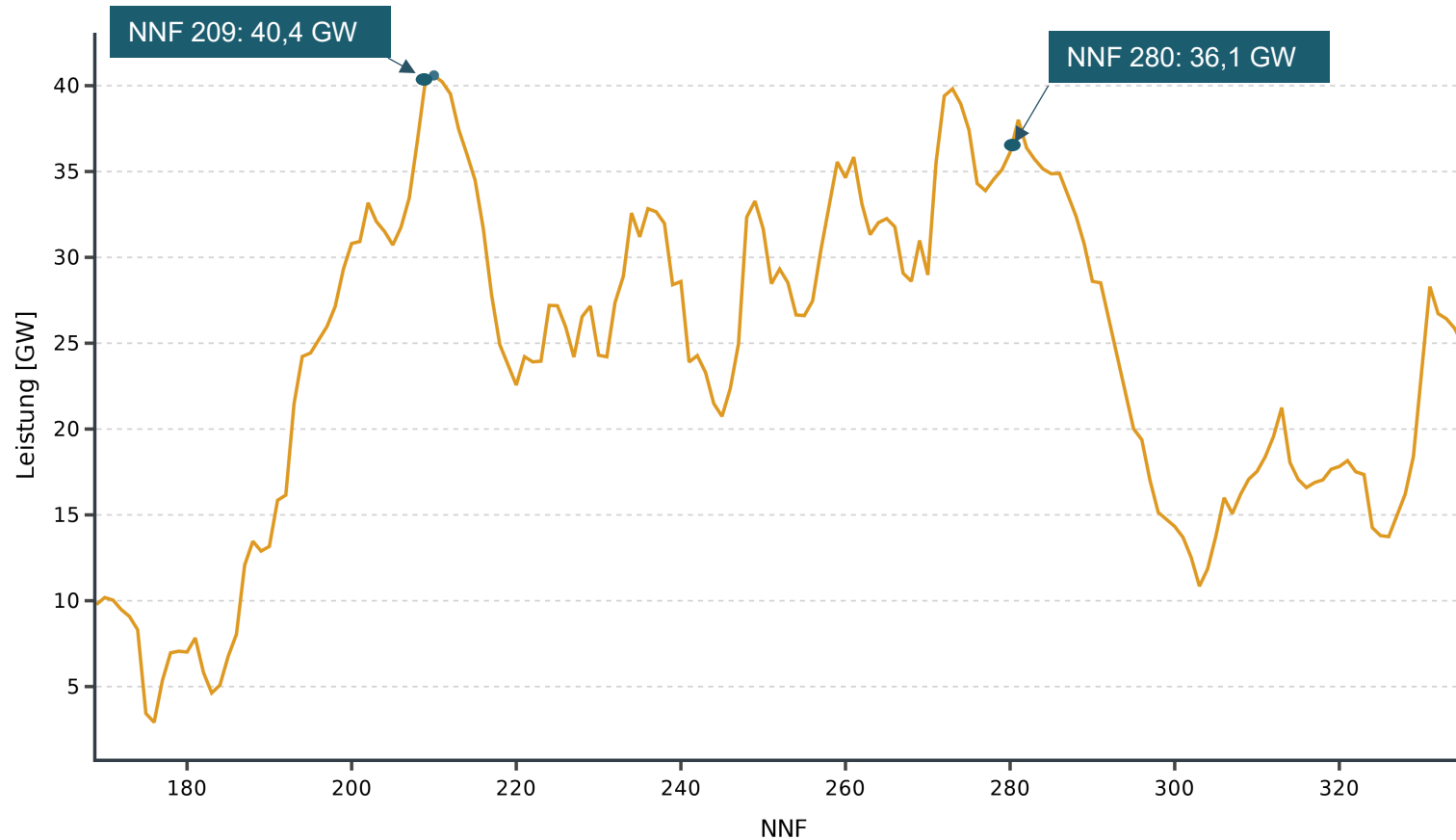


Mit Blick auf die regionale Verteilung der Nachfrage zeigt sich:

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

Nord-Süd-Transportaufgabe: Jahreslinie

NNF 169 – 336 bzw. 1. synthetische Woche



- Die Nord-Süd-Transportaufgabe wird unter Berücksichtigung des netztechnischen Südens ermittelt.
- NNF 280: max. Netzreserveinsatz in der Sensi-Variante
- NNF 209: max. Netzreserve in der Sensi-Variante bzw. max. Auslandsredispatch in der Basis- und Sensi-Variante
- NNF 210 mit höchstem Nord-Süd-Fluss entspricht nicht den auslegungsrelevanten NNFs

ANHANG

3. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

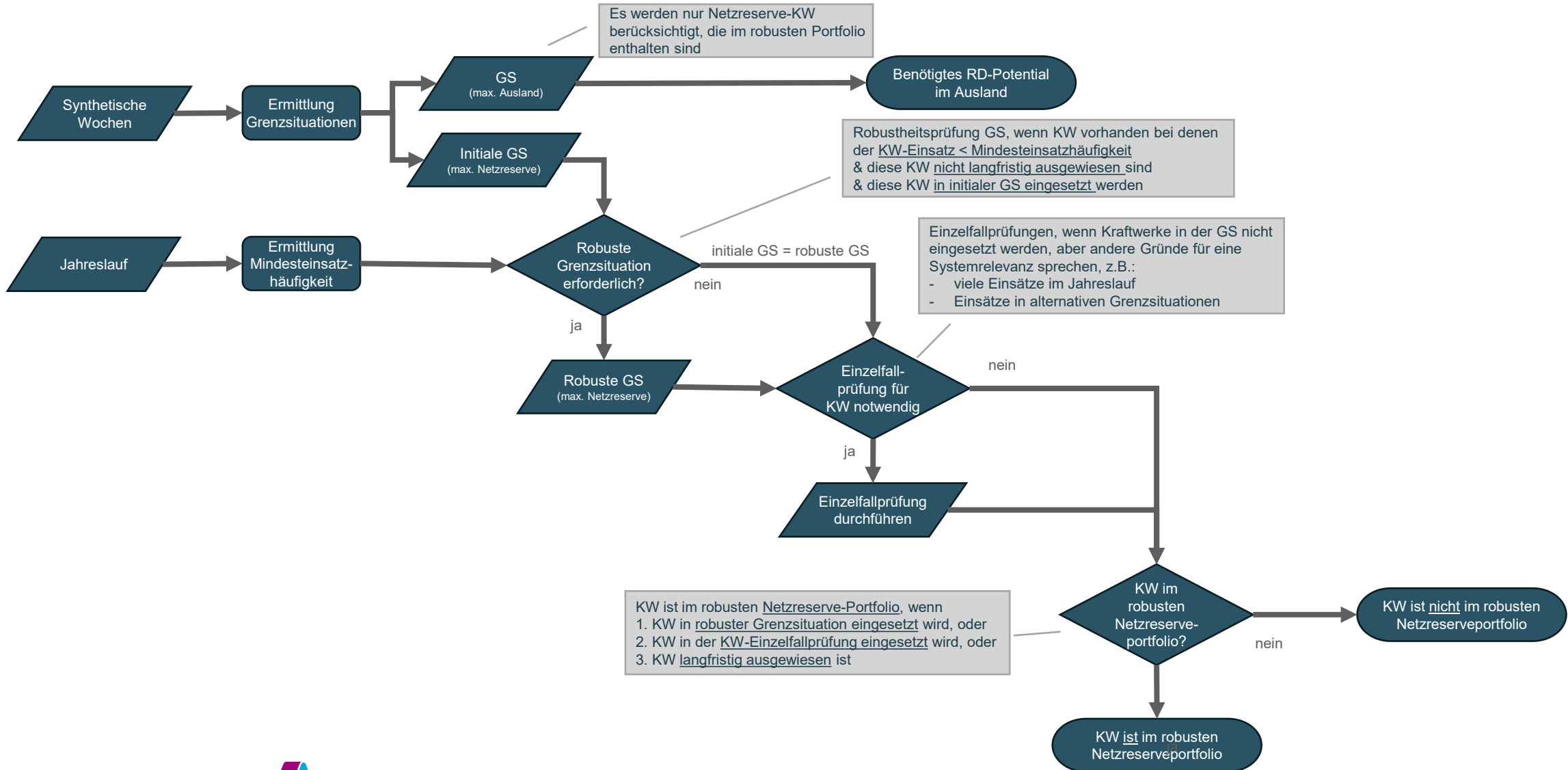
3.1 Ermittlung der robusten Netzreserve

3.2 Freischaltungen

3.3 Strafkosten

3.4 Topologische Maßnahmen (t+1) und (t+3)

Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios



ANHANG

3. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

3.1 Ermittlung der robusten Netzreserve

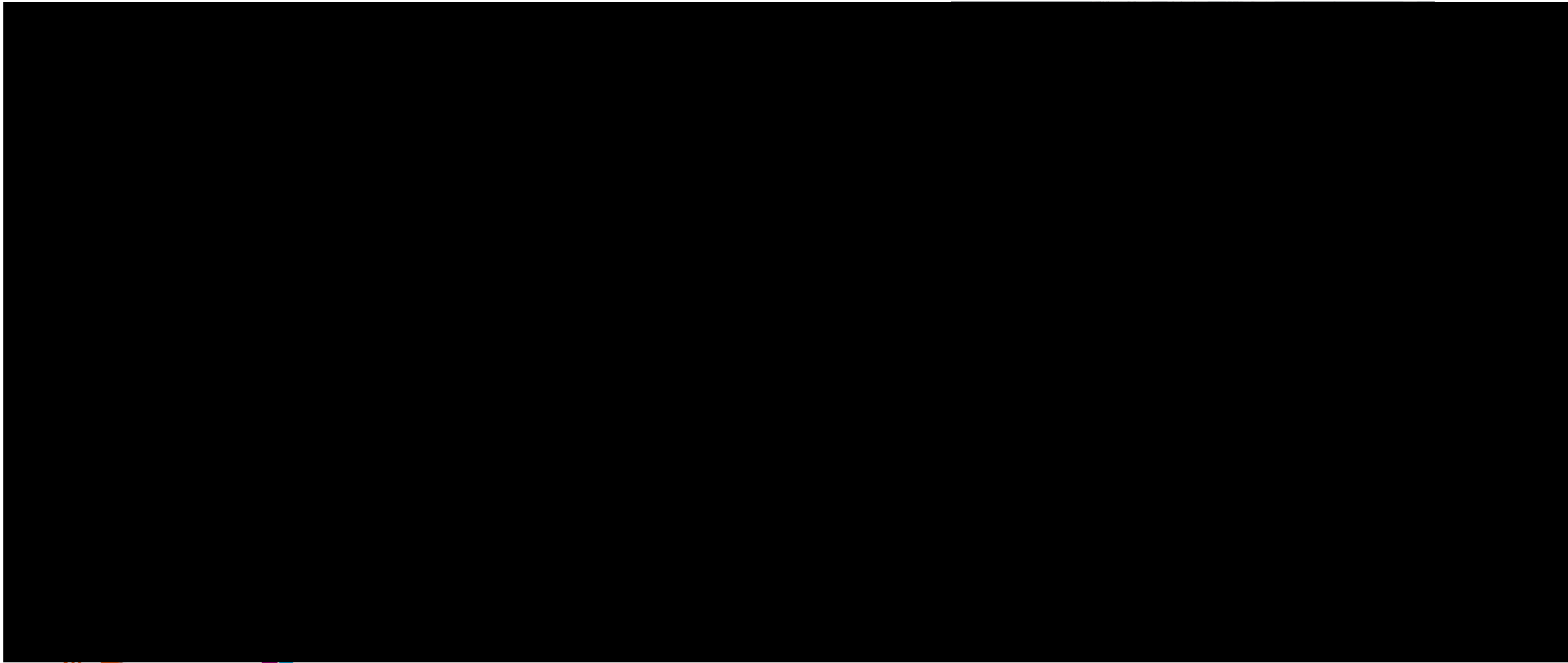
3.2 Freischaltungen

3.3 Strafkosten

3.4 Topologische Maßnahmen (t+1) und (t+3)

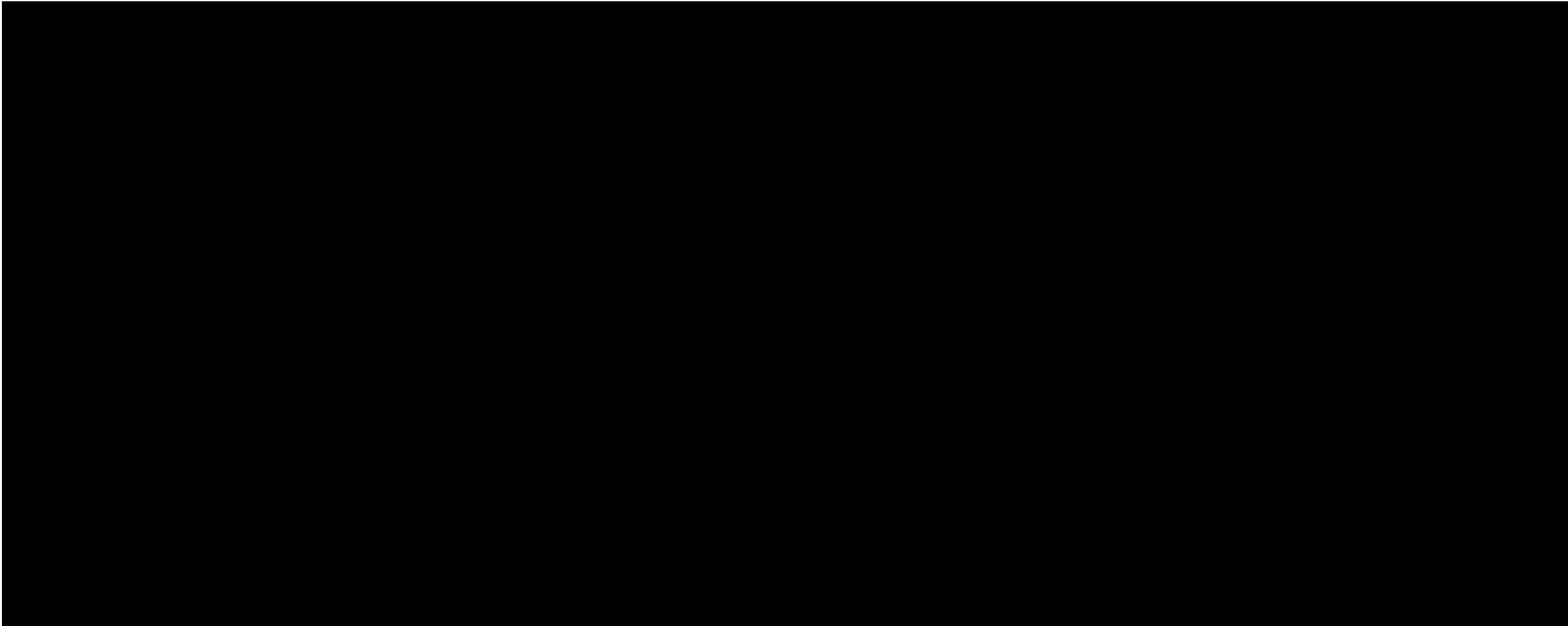
Freischahtplanung für die GS (t+1)

Aktuelle Planung



Freischahtplanung für die GS (t+1)

Aktuelle Planung



ANHANG

3. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

3.1 Ermittlung der robusten Netzreserve

3.2 Freischaltungen

3.3 Strafkosten

3.4 Topologische Maßnahmen (t+1) und (t+3)

Strafkosten

Kalkulatorischer Preis EE

Kalkulatorischer Preis für EE für 1.10.2025 – 30.09.2026

Formel	$p_{\text{kalk}} = MF \times (\emptyset c_{\text{RD}+} + \emptyset c_{\text{RD}-}) - \emptyset c_{\text{RD}+}$ $\emptyset c_{\text{RD}+} = 149,37 \frac{\text{€}}{\text{MWh}},$ $\emptyset c_{\text{RD}-} = -40,15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
EE	$p_{\text{kalk,EE}} = 942,8 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ Mindestfaktor von 10

Strafkosten

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	70	80	$SK_{\text{Markt}} = \frac{GK_{\text{max}} - GK_{\text{min}}}{2}$	-
Einsenkung der Ein-/Auspeiseleistung von Pump- und Batteriespeicher in DE (nur in GS)	0	250	260	$SK_{\text{Markt}} + GK_{\text{max}}$	-
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung (Robustheitsprüfung)	0 (t+1: 5.000) (t+3: 5.200)	750-1.250	780-1.300	Relativ	3-5 (23-25)
Wind Offshore Wind Onshore PV Freifläche PV Aufdach	0	2.270 2.280 2.290 2.300	2.460 2.470 2.480 2.490	$\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}} - 10$ $\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}}$ $\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}} + 10$ $\rho_{\text{kalk,EE}} + 10 \times 2 \times SK_{\text{Markt}} - SK_{\text{Markt}} + 20$	-
Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) (Robustheitsprüfung)	0 (t+1: 5.000) (t+3: 5.200)	9.000	9.360	Relativ	36 (56)
Ausländisches Redispatch-Potential (Robustheitsprüfung)	0 (t+1: 5.000) (t+3: 5.200)	18.000	18.720	Relativ	72 (92)
Verbleibende Überlastungen	-	359.000	374.000	Relativ	1.435
PST-Stufung	-	Individuell	Individuell	-	-
HGÜ-Anpassung	-	5	5	-	-

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

Vermeidung Markt-Nachoptimierung

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

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

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

ANHANG

3. Eingangsparmeter und Methodik – Netzanalyse

3.1 Ermittlung der robusten Netzreserve

3.2 Freischaltungen

3.3 Strafkosten

3.4 Topologische Maßnahmen (t+1) und (t+3)

Topologische Maßnahmen BA26 (t+1)

BA26 – Jahreslauf und Grenzsituation – topologischen Maßnahmen

BA26 (t+1)

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

- 380-kV-Daxlanden (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Gurtweil (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-Utfort
- 380-kV-Uchtelfang
- 380-kV Vigy (nur Jahreslauf)
- 380-kV Ensdorf (nur Jahreslauf)
- 220kV-Eula (nur Grenzsituation)
- 380kV-Lauchstädt (nur Grenzsituation)
- 220kV-Altheim (nur Grenzsituation)
- 380kV-Gießen (nur Grenzsituation)

BA26 (t+3)

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

- 380-kV-Kriftel (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Maximiliansau (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Eiberg (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Maximiliansau (nur Grenzsituation)
- 220-kV-Neurott (nur Grenzsituation)
- 380-kV-Irsching (nur Grenzsituation)
- 220-kV-Sittling (nur Grenzsituation)
- 380-kV Ensdorf (nur Jahreslauf)
- 380-kV Uchtelfang (nur Jahreslauf)
- 380-kV Vigy (nur Jahreslauf)

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