

# Abschlussbericht Systemanalysen 2021

01.03.2021



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. Marktsimulation
  9. Netzanalysen
  10. Fazit
-

# Aufgabenstellung und Zielsetzung

- Mit den Systemanalysen 2021 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 und für die Spannungshaltung.
- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2020 abgestimmt. Sie umfassen:
  - Analyse der Zeithorizonte 01.04.2021 – 31.03.2022 (t+1) und 01.04.2023 – 31.03.2024 (t+3)
  - Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
    - Erzeugungsportfolio (konventionell und EE)
    - Last- und Verbrauchsentwicklung
    - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
    - Brennstoffpreise
  - Netzausbauzustand

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

2. **Randbedingungen**

---

3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen

---

4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation

---

5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen

---

7. Identifikation der Grenzsituation

---

8. Marktsimulation

---

9. Netzanalysen

---

10. Fazit

---

# Randbedingungen

- **Kohleausstieg:** Die Grundlage der vorliegenden Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2021/2022 und 2023/2024 bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) vom 14.08.2020. Die Zuschläge der 1. Ausschreibungsrunde werden explizit berücksichtigt. Die Ausschreibungsvolumina für die weiteren Ausschreibungen in den Betrachtungszeiträumen werden pro-rata auf die teilnahmeberechtigten Kraftwerke verteilt.
- **Netzausbau:** Der Netzausbauzustand wird gemäß den Angaben des BMWi-Controlling Stand 05/2019 implementiert. Zudem wird in einer Sensitivität das Netz gemäß Annahmen zu Inbetriebnahme-Terminen entsprechend aktuell vorliegender Informationen zu Projektfortschritten mit Stichtag 31.12.2023 abgebildet.
- **Stromverbrauch:** In den Langfristanalysen gem. KVBG (2027/28) und im Netzentwicklungsplan (2035/40) spielen Annahmen zum Stromverbrauch aufgrund des prognostizierten Lastanstiegs eine zunehmende Rolle. Aus diesem Grunde wurde die Lastmodellierung in der BA2021 weiterentwickelt, um eine Konsistenz mit den Annahmen der Langfristanalysen und dem Netzentwicklungsplan zu gewährleisten. Ausgangspunkt für die Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland ist das Jahr 2018 (gem. BNetzA Monitoring Bericht 2019), auf dessen Basis die Entwicklung bis zur Langfristperspektive 2035 hergeleitet wurde.
- **Strommarkt:** Es werden die Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie für die Marktmodellierung umgesetzt. Für das Flow Based Market Coupling (FBMC) wird in beiden Zeithorizonten der „Standard Hybrid Coupling“- Ansatz verwendet. Die Kapazitätskalkulationsregionen sind für t+1 die CWE-Region und für t+3 die CORE-Fokusregion. Für die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) gelten 31% für t+1 und 50.5% für t+3 .

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

2. Randbedingungen

---

3. **Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen**

---

4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation

---

5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen

---

7. Identifikation der Grenzsituation

---

8. Marktsimulation

---

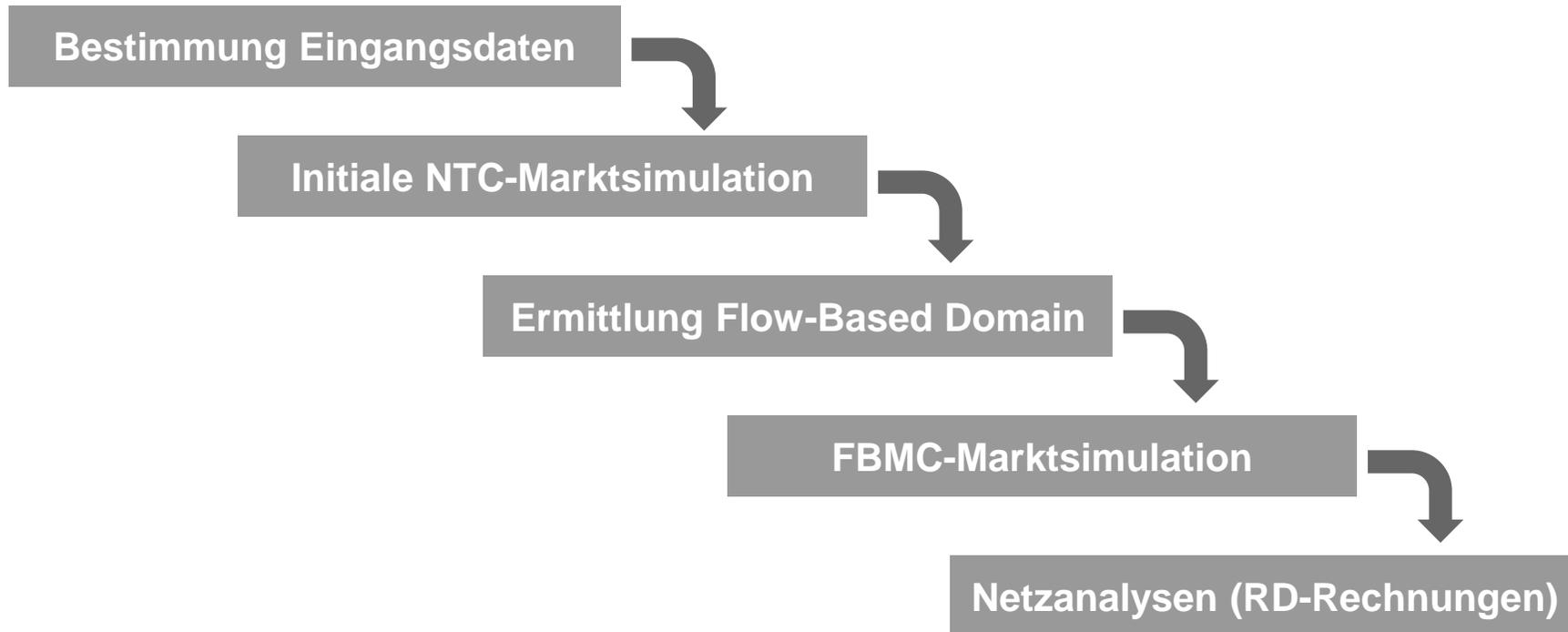
9. Netzanalysen

---

10. Fazit

---

# Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  - 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation**
  5. Eingangsparmeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparmeter & Methodik – Netzanalysen
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. Marktsimulation
  9. Netzanalysen
  10. Fazit
-

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

### *Allgemeines*

---

### *Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

### *KWK <10MW*

---

### *Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

### *Offshore Windparks DE*

---

### *Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

### *NTC*

---

### *Europa*

---

### *Kostenkomponenten*

---

# Allgemeines

## Marktsimulation - Eckpunkte

- **Zeithorizonte und Grenzsituationen:**

- t+1 (2021/22):

- GS Winter („Starkwind/Starklast“) – mit NTC und FMBC
- Jahreslauf – mit NTC und FBMC

- t+3 (2023/24):

- GS Winter („Starkwind/Starklast“) – mit NTC und FMBC
- Jahreslauf – mit NTC und FBMC

- Zu Grunde gelegtes **Wetterjahr:**

- 2012 → Konsistente Datengrundlage auf Basis eines Wetterjahres
- Jahreslauf mit 8.760 h (da 2012 ein Schaltjahr war, wird der 31.12.2012 abgeschnitten)
- Grenzsituation mit Vor-/Nachlauf

# Allgemeines

## Marktsimulation - Eckpunkte

- **Szenariodefinition:**
  - Blockscharfe Modellierung des europäischen Kraftwerksparks mit Ausnahme SE, NO und DKE.
- **Datengrundlage:**
  - BNetzA KW-Liste vom 31.07.2020 (Bestandsliste, Rückbauliste und Zubauliste)
  - Erkenntnisse zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft
  - Braunkohle Stilllegungspfad
  - ÜNB interne Datengrundlage (z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen bzw. Zubauten)
- Für deutsche und ausländische Kraftwerke findet die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation.
- Weitere Details zur Bestimmung des konventionellen KW-Parks sind in den nachfolgenden Folien detailliert dargestellt.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

***Konventioneller Kraftwerkspark DE***

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

---

*Kostenkomponenten*

---

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - In- und Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkspark

- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen**<sup>1</sup> bzw. konkreter Stilllegungsabsichten
  - Die Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerke folgt gemäß eines regionalen Stichtages: Liegt das Datum der Stilllegungsanzeige vor dem Stichtag wird das Kraftwerk nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird.
    - Bei der Betrachtung des Jahres 20XX/20YY ist dieser Stichtag für die Südregion der 31.03.YY und für die Nordregion der 01.10.XX
  - Außerbetriebnahme-Zeitpunkte der Kernkraftwerke basieren auf den gesetzlichen Fristen nach **Atomgesetz**<sup>2</sup>
- Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark wird **kein pauschales Lebensdauerende** von im Markt befindlichen Kraftwerken angesetzt

1) Bei Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken werden nur endgültige Stilllegungsanzeigen berücksichtigt

2) Atomgesetz: §7 Abs. 1a

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

- Die Grundlage für die Abbildung des Kohleausstiegs in der vorliegenden Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2021/2022 und 2023/2024 bildet das Kohleausstiegsgesetz vom 03.07.2020 sowie die Ergebnisse der 1. Ausschreibung der BNetzA
- Bis zu den folgenden Zeitpunkten tritt das Kohlevermarktungsverbot für die im Rahmen der Ausschreibungen bezuschlagten Steinkohle-Kraftwerke<sup>1</sup> ein
- Hierbei wird angenommen, dass das Ausschreibungsvolumen jeder Ausschreibung komplett bezuschlagt wird

	Gebotstermin	Zuschlagserteilung	Frist für Erfüllung des Kohleverstromungsverbots § 46	Ausschreibungsvolumen in GW
Ausschreibung 1	01.09.2020	01.12.2020	08.07.2021	4,0 (4,8 bezuschlagt)
Ausschreibung 2	04.01.2021	05.04.2021	05.12.2021	1,5
Ausschreibung 3	30.04.2021	30.07.2021	31.10.2022	-
Ausschreibung 4	01.10.2021	01.01.2022	01.07.2023	-

- Die Ausschreibungsvolumen für die erste und zweite Ausschreibung sind in § 6 Nr. 3 KVBG festgelegt
- Die Ausschreibungsvolumen für die dritte und vierte Ausschreibungen mussten auf Basis folgender Annahmen abgeschätzt werden:
  - Festgelegte Zielniveaus für die jeweiligen Zieldaten nach § 4 KVBG und die sich daraus ergebenden Differenz zwischen Ausgangs- und Zielniveau
  - Ermitteltes Ausschreibungsvolumen der vierten Ausschreibung wird nach § 6 Nr. 5 KVBG zusätzlich um 1 GW erhöht

1) zusätzlich werden nach § 4 Nr. 2 KVBG Braunkohle-Kleinanlagen berücksichtigt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

Herleitung der Mantelzahlen:

Zieldaten BA21	Status Quo & Zieldaten § 4 KVBG	Zielniveau Kohle [GW]	Steinkohle gesamt [GW]	davon Steinkohle am Markt teilnehmend [GW]	Braunkohle > 150 MW [GW]	Braunkohle-Kleinanlagen (< 150 MW) [GW]
	18.09.2020		22,55	21,17	17,25	0,78
	31.12.2020		17,80	16,42	16,95	0,76
t+1	31.12.2021		15,97	14,69	16,04	0,65
	31.12.2022	30	14,87	13,65	14,42	0,59
t+3	01.07.2023	28,4*	12,97	11,93	14,42	0,45
	...	...	...	...	...	...
	01.04.2030	17	8,29		8,71	

- keine Abbildung unterjähriger Verstromungsverbote
- Differenzierung zwischen Steinkohle gesamt und Steinkohle am Markt teilnehmend
  - Steinkohle gesamt = alle Steinkohlekraftwerke, die an der Ausschreibung teilnehmen dürfen ( z.B. auch Sonderfälle wie die Reserve-KWs Bexbach und Weiher)
  - Steinkohle am Markt teilnehmend = nur die Steinkohle, die auch am Markt agieren und als Input in die Marktsimulation eingehen (siehe Folie 11 & 12 - Installierte konventionelle Leistungen)

\*Unterschreitung des Zielniveaus durch Anwendung von § 6 Nr. 5 KVBG (Aufschlag von 1 GW auf das Ausschreibungsvolumen)

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

Modellierung teilnahmeberechtigter Kraftwerke :

Berücksichtigung des Kohleausstiegs aus Steinkohle-Kraftwerken und Braunkohle-Kleinanlagen (<150 MW) für alle Berechnungen (NTC und FBMC ) mittels pro-rata Reduktion der Leistung<sup>1</sup> aller teilnahmeberechtigten Kraftwerke um x % durch Anpassung der in der Marktsimulation verwendeten Kraftwerksliste:

$$x = \text{Summe der betrachten Ausschreibungsvolumen} / \text{inst. Leistung der Teilnehmerliste}$$

- t+1 FMBC Rechnung
  - Für die FMBC Rechnung werden die in der 1. Ausschreibung bezuschlagten KWs, Veröffentlichung am 01.12.2020, kraftwerksscharf berücksichtigt.
  - Für die 2. Ausschreibung findet weiterhin eine pro-rata Reduktion der Teilnehmerliste statt, da im Bearbeitungszeitraum keine Informationen bezüglich einer kraftwerksscharfen Stilllegung vorliegen.
- t+3 FMBC Rechnung
  - 1. Ausschreibung analog zu t+1
  - Für die 2., 3. und 4. Ausschreibung findet weiterhin eine pro-rata Reduktion der Teilnehmerliste statt, da im Bearbeitungszeitraum keine Informationen bezüglich kraftwerksscharfer Stilllegungen vorliegen.

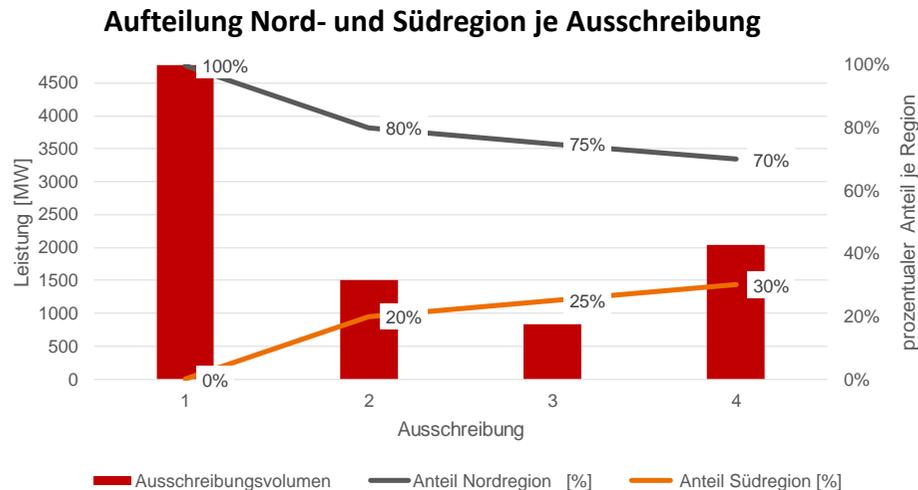
1) Die prozentuale Reduktion der Nettonennleistung wird auch auf die Wärmeauskopplung und die Mindestleistung angewandt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Abbildung des Kohleausstiegs

Da für den pro-rata-Ansatz noch unbekannt ist, welche konkreten Steinkohlekraftwerke<sup>1</sup> an der Ausschreibung teilnehmen, werden für den möglichen bezuschlagten Steinkohlekraftwerkspark<sup>1</sup> folgende Annahmen getroffen:

- Inbetriebnahme vor 2000
- Berücksichtigung der KW-Standorte bei der Anwendung des pro-rata-Ansatzes für die einzelnen Ausschreibungen:
  - Die Teilnahme an der 1. Ausschreibung ist gemäß KVBG nur für Steinkohlekraftwerke<sup>1</sup> aus der Nordregion möglich.
  - Steinkohlekraftwerke aus der Südregion können in den nachfolgenden Ausschreibungen teilnehmen. Dies wird über die Gewichtungsfaktoren abgebildet. Damit fließen die gesetzlichen Netzfaktoren in die Abbildung des Ansatzes ein.



1) zusätzlich werden nach § 4 Nr. 2 KVBG Braunkohle-Kleinanlagen berücksichtigt

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+1

Nettonennleistung t+1 (2021/22) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineraloelprodukte	Abfall	Wasser	Biogas	Sonstige	Summe Markt	Reserve	Kapazitätsreserve	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	1.310	0	3.860	663	0	276	111	1.830	0	10	8.060	2.118	0	0
Bayern	1.410	0	796	4.162	0	198	214	553	0	29	7.362	1.240	0	0
Berlin	0	0	556	1.291	0	35	36	0	0	0	1.917	0	0	0
Brandenburg	0	3.360	0	708	101	334	118	0	0	24	4.644	0	270	930
Bremen	0	0	399	459	160	86	91	0	0	0	1.195	0	0	0
Hamburg	0	0	165	150	0	0	24	0	0	0	339	0	0	0
Hessen	0	29	589	896	0	25	112	643	0	28	2.321	675	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	437	319	0	0	17	0	0	0	773	0	0	0
Niedersachsen	2.696	0	2.623	3.501	324	75	73	220	0	0	9.512	0	106	352
Nordrhein-Westfalen	0	8.834	4.546	7.880	1.337	338	468	318	0	422	24.143	0	680	1.448
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1.795	0	0	105	0	0	98	1.998	256	0	0
Saarland	0	0	410	155	85	0	28	0	0	42	720	1.382	0	0
Sachsen	0	4.303	0	880	0	17	16	1.085	0	0	6.301	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.074	0	941	0	213	183	80	0	0	2.489	0	0	0
Schleswig-Holstein	1.410	0	304	319	0	276	33	119	0	98	2.559	0	0	0
Thüringen	0	0	0	493	0	0	12	1.509	0	0	2.015	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	1.291	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.868	0	0	2.868	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>6.826</b>	<b>17.599</b>	<b>14.685</b>	<b>24.611</b>	<b>2.007</b>	<b>1.871</b>	<b>1.641</b>	<b>10.516</b>	<b>0</b>	<b>750</b>	<b>80.507</b>	<b>5.670</b>	<b>1.056</b>	<b>2.730</b>
Nord	4.106	17.599	9.030	17.221	1.922	1.398	1.098	3.974	0	571	56.919	0	1.056	2.730
Sued	2.720	0	5.656	7.390	85	473	543	6.542	0	179	23.587	5.670	0	0
<b>Summe</b>	<b>6.826</b>	<b>17.599</b>	<b>14.685</b>	<b>24.611</b>	<b>2.007</b>	<b>1.871</b>	<b>1.641</b>	<b>10.516</b>	<b>0</b>	<b>750</b>	<b>80.507</b>	<b>5.670</b>	<b>1.056</b>	<b>2.730</b>

### HINWEIS:

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

Reserve: Derzeit (2020) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2021) potenzielle Netzreservekraftwerke

Kapazitätsreserve: Derzeit (2020) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Kapazitätsreserve

Biogas: Neue Kategorie, betrifft nur explizit modellierte Kraftwerke mit biogenem Hauptbrennstoff

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+3

Nettonennleistung t+3 (2023/24) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineraloelprodukte	Abfall	Wasser	Biogas	Sonstige	Summe Markt	Reserve <sup>1</sup>	Kapazitätsreserve	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	0	0	3.479	753	0	276	111	1.846	0	10	6.475	1.534	0	0
Bayern	0	0	372	4.244	0	104	214	713	0	29	5.676	1.230	0	0
Berlin	0	0	389	1.291	0	35	36	0	0	0	1.751	0	0	0
Brandenburg	0	3.360	0	684	101	334	118	0	0	24	4.620	0	270	930
Bremen	0	0	280	459	160	86	91	0	0	0	1.076	0	0	0
Hamburg	0	0	116	150	0	0	24	0	0	0	289	0	0	0
Hessen	0	20	418	1.070	0	25	112	643	0	28	2.315	675	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	306	319	0	0	17	0	0	0	642	0	0	0
Niedersachsen	0	0	2.093	3.501	324	75	73	220	0	0	6.286	0	106	352
Nordrhein-Westfalen	0	6.202	3.938	7.862	1.337	338	468	318	0	388	20.851	0	680	1.448
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1.922	0	0	105	0	0	98	2.125	256	0	0
Saarland	0	0	329	214	85	0	28	0	0	42	698	1.382	0	0
Sachsen	0	4.265	0	880	0	17	16	1.085	0	0	6.263	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.022	0	941	0	213	183	80	0	0	2.437	0	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	213	319	0	276	33	119	0	45	1.004	0	0	0
Thüringen	0	0	0	493	0	0	12	1.509	0	0	2.015	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	1.291	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	2.868	0	0	2.868	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>14.869</b>	<b>11.932</b>	<b>25.101</b>	<b>2.007</b>	<b>1.778</b>	<b>1.641</b>	<b>10.692</b>	<b>0</b>	<b>663</b>	<b>68.682</b>	<b>5.077</b>	<b>1.056</b>	<b>2.730</b>
Nord	0	14.869	7.335	17.179	1.922	1.398	1.098	3.974	0	484	48.258	0	1.056	2.730
Sued	0	0	4.597	7.923	85	380	543	6.718	0	179	20.424	5.077	0	0
<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>14.869</b>	<b>11.932</b>	<b>25.101</b>	<b>2.007</b>	<b>1.778</b>	<b>1.641</b>	<b>10.692</b>	<b>0</b>	<b>663</b>	<b>68.682</b>	<b>5.077</b>	<b>1.056</b>	<b>2.730</b>

### HINWEIS:

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

Reserve: Derzeit (2020) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2021) potenzielle Netzreservekraftwerke

Kapazitätsreserve: Derzeit (2020) kontrahierte bzw. zukünftig (ab 2022) potenzielle Kapazitätsreserve

Biogas: Neue Kategorie, betrifft nur explizit modellierte Kraftwerke mit biogenem Hauptbrennstoff

1) Im Rahmen der Eingangsdatenerstellung für die Marktsimulation wurden die Verfügbarkeiten der Netzreserve-KW mit dem Auslaufen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung abgeglichen.

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Betriebsmodi

### ▪ Betriebsmodi:

- Die Betriebsmodi der deutschen konventionellen KW werden in Anlehnung an den Status quo bestimmt.
- Es wird zwischen diesen Betriebsmodi unterschieden:
  - **Marktbasiert:** Kraftwerke, welche rein marktgetrieben eingesetzt werden. Bei Einsatz muss die eingespeiste Leistung zwischen der technischen Mindestleistung und der Maximalleistung liegen.
  - **Zwangseinsatz:** Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere Industriekraftwerke und Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperaturunabhängigen) Must-Run Profil.
  - **Zwangseinsatz mit KWK-Option:** Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Industrieprozesse) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, eine temperaturabhängige Wärmebereitstellung bedienen müssen. Wenn ökonomisch sinnvoll kann weitere Erzeugung für den Markt bereitgestellt werden, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Dies gilt für alle KWs mit Betriebsmodus „Zwangseinsatz“, welche zusätzlich als KWK-Anlage gekennzeichnet sind.
  - **Zwangseinsatz KW-Betreiber:** Saisonales Must-Run Profil wird von den ÜNB entsprechend der Vorgaben der abgefragten KW-Betreibern umgesetzt, um lokale standortbezogene Mindesterzeugungsmengen (bspw. Braunkohlereviere) zu berücksichtigen. Es wird hierbei ein Zwangseinsatz mit minimaler Einspeiseleistung vorgegeben. Eine marktbasierete Mehrerzeugung bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung ist möglich.

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Betriebsmodi

- **Betriebsmodi:**

- **Wärmegeführt (KWK):** Anlagen mit Betriebsmodus KWK laufen exakt mit dem temperaturabhängigen Must-Run Profil (bspw. Wert zum Referenzzeitpunkt oder KWK-Zeitreihe). D.h. diese Anlagen weisen eine per (temperaturabhängiger) Zeitreihe vorgegebene fixe Einspeisevorgabe auf. Es handelt sich hierbei vornehmlich um dezentrale, kleine KWK-Anlagen (Gegendruckanlagen). Die (zeitvariablen) Einspeisevorgaben können auf Grundlage der Temperaturzeitreihen des betrachteten Wetterjahres erstellt werden.
- **Nicht-Wärmegeführt (KWK):** Erzeugungseinheiten, die durch Restriktionen (z.B. Fernwärmeauskopplung) eine vorzugebende (zeitvariable) Minimalleistung aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen, bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung. Hierzu gehören insbesondere KWK-Anlagen mit einem (temperaturabhängigen) Must-Run Profil als auch Abfallbehandlungsanlagen mit einem prozessgeführten (meist temperatur-unabhängigen) Must-Run Profil.

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

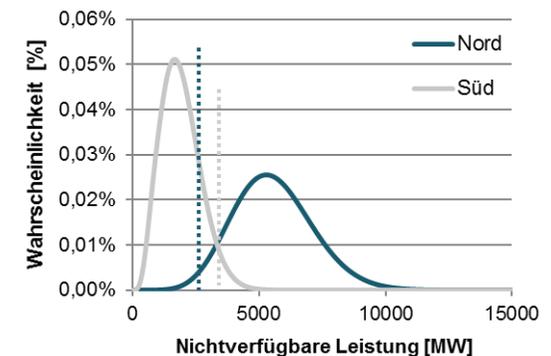
## Marktsimulation - Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

- Datengrundlage: VGB-Statistik (2007-2016)<sup>1</sup> und weitere Auswertungen

Energieträger	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (Teil- und Vollaussfall)	Geplante Nichtverfügbarkeit* (nur Vollaussfall)	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (nur Vollaussfall)
Kernenergie	7,1%	3,0%	6,7%
Braunkohle	8,4%	3,8%	7,6%
Steinkohle	10,1%	4,5%	8,2%
Erdgas	5,8%	3,9%	5,3%
Mineralölprodukte	5,8%	6,4%	5,3%
Abfall	10,1%	4,5%	8,2%
Sonstige	5,8%	3,9%	5,3%
Pumpspeicher	1,4%	8,0%	1,4%

\* basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März

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

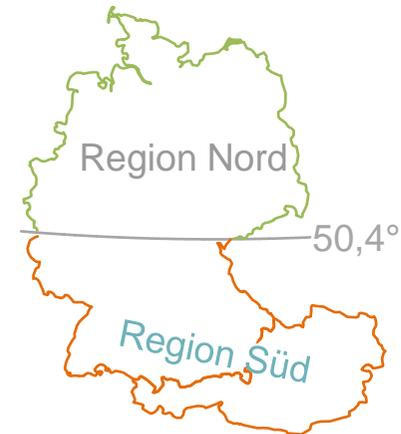


<sup>1</sup>Quelle: VGB Availability of Power Plants 2007 - 2016, Edition 2017; Link: <https://www.vgb.org/shop/tw103ve-ebook.html>

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation - Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

		2021/22 (t+1)	2023/24 (t+3)
<b>Nord (5%-Quantil)</b>	Installierte Leistung	58,8 GW	49,5 GW
	Nichtverfügbare Leistung	4,2 GW	3,5 GW
<b>Süd (95%-Quantil)</b>	Installierte Leistung	23,4 GW	20,1 GW
	Nichtverfügbare Leistung	4,3 GW	3,4 GW
<b>AT (95%-Quantil)</b>	Installierte Leistung	10,6 GW	10,4 GW
	Nichtverfügbare Leistung	1,9 GW	1,8 GW



	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
<b>Nord (t+1)</b>	4%	27%	25%	34%	3%	7%
<b>Süd (t+1)</b>	20%	0%	34%	24%	2%	20%
<b>AT (t+1)</b>	0%	0%	4%	50%	2%	44%
<b>Nord (t+3)</b>	0%	25%	23%	40%	4%	8%
<b>Süd (t+3)</b>	0%	0%	39%	33%	2%	26%
<b>AT (t+3)</b>	0%	0%	1%	59%	2%	38%

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Nord

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung t+1 [MW]	Mindest- leistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+1 [MW]	Nettonenn- leistung t+3 [MW]	Mindest- leistung t+3 [MW]	Status t+3	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+3 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+3 [MW]
Nord	7812	Emsland	B2	Erdgas	GuD_DT	359	140	In Betrieb	359	0	359	140	In Betrieb	359	0
Nord	7834b	Knapsack Gas I	GT 12	Erdgas	GuD_GT	260	68	In Betrieb	260	0	260	68	In Betrieb	260	0
Nord	8338	Kirchmoeser	NV	Erdgas	GuD	160	110	In Betrieb	160	0	160	110	In Betrieb	160	0
Nord	2205	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	GuD	74	22	In Betrieb	74	0	74	22	In Betrieb	74	0
Nord	7307a	Niehl 3	Niehl 31	Erdgas	GuD	460	135	In Betrieb	460	0	460	135	In Betrieb	460	0
Nord	7235	Cuno Heizkraftwerk	H6	Erdgas	GuD	417	200	In Betrieb	115	302	417	200	In Betrieb	87	330
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.730 MW</b>			<b>1.428 MW</b>		<b>1.730 MW</b>			<b>1.400 MW</b>	
Nord	8646	Boxberg	R	Braunkohle	DT	640	305	In Betrieb	640	0	640	305	In Betrieb	640	0
Nord	7622	Weisweiler	H	Braunkohle	DT	656	245	In Betrieb	411	245	656	245	In Betrieb	235	421
Nord	7410	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	DT	1060	480	In Betrieb	83	977	1060	480	In Betrieb	0	1060
				<b>Summe Braunkohle</b>		<b>2.356 MW</b>			<b>1.134 MW</b>		<b>2.356 MW</b>			<b>875 MW</b>	
Nord	7991	Kernkraftwerk Ems	KKE	Kernenergie	DT	1336	305	In Betrieb	168	1168	0	0	Nicht in Betrieb	0	0
				<b>Summe Kernenergie</b>		<b>1.336 MW</b>			<b>168 MW</b>		<b>0 MW</b>			<b>0 MW</b>	
Nord	2225	KW Mittelsbueren	GT 3	Mineraloelprodukte	GT	86	16	In Betrieb	20	66	86	16	In Betrieb	34	52
Nord	8363	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	Mineraloelprodukte	DT	106	32	In Betrieb	106	0	106	32	In Betrieb	106	0
				<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>192 MW</b>			<b>126 MW</b>		<b>192 MW</b>			<b>140 MW</b>	
Nord	2045	Waldeck 2	Maschine 5	Pumpspeicher	NV	240	28	In Betrieb	80	160	240	28	In Betrieb	240	0
Nord	8635	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher	NV	174	40	In Betrieb	49	125	174	40	In Betrieb	40	134
Nord	7299	Koepchenwerk	Koepchenwe	Pumpspeicher	NV	165	0	In Betrieb	165	0	165	0	In Betrieb	0	165
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>579 MW</b>			<b>294 MW</b>		<b>579 MW</b>			<b>280 MW</b>	
Nord	8421	Reuter West	Reuter West	Steinkohle	DT	160	91	In Betrieb	160	0	99	56	In Betrieb	99	0
Nord	2024	Farge	Farge	Steinkohle	DT	199	68	In Betrieb	199	0	122	42	In Betrieb	122	0
Nord	7101	Datteln	4	Steinkohle	DT	1055	250	In Betrieb	691	364	1055	250	In Betrieb	584	471
				<b>Summe Steinkohle</b>		<b>1.414 MW</b>			<b>1.050 MW</b>		<b>1.276 MW</b>			<b>805 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>7.607 MW</b>			<b>4.200 MW</b>		<b>6.133 MW</b>			<b>3.500 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Süd

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung t+1 [MW]	Mindest- leistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+1 [MW]	Nettonenn- leistung t+3 [MW]	Mindest- leistung t+3 [MW]	Status t+3	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+3 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+3 [MW]
Süd	7840a	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_GT	284	100	In Betrieb	284	0	284	100	In Betrieb	284	0
Süd	7840b	Kraftwerk Mainz	KW3	Erdgas	GuD_DT	150	100	In Betrieb	150	0	150	100	In Betrieb	150	0
Süd	2026a	Franken 1	2 DT	Erdgas	GuD_DT	387	114	In Betrieb	387	0	387	114	In Betrieb	387	0
Süd	2026b	Franken 1	2 GT	Erdgas	GuD_GT	53	16	In Betrieb	53	0	53	16	In Betrieb	53	0
Süd	4042	Heizkraftwerk Altba	ALT GT C	Erdgas	GT	81	55	In Betrieb	81	0	81	55	In Betrieb	81	0
Süd	4002	Heizkraftwerk Altba	ALT GT E (s	Erdgas	GT	65	40	In Betrieb	65	0	65	40	In Betrieb	65	0
Süd	2032	Ulrich Hartmann (Ir	4	Erdgas	GuD	550	370	In Betrieb	12	538	550	370	In Betrieb	102	448
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.570 MW</b>			<b>1.032 MW</b>		<b>1.570 MW</b>			<b>1.122 MW</b>	
Süd	4006	Gemeinschaftskern	GKN II	Kernenergie	DT	1310	520	In Betrieb	430	880	0	0	Nicht in Betrieb	0	0
Süd	2020	Isar 2	KKI 2	Kernenergie	DT	1410	875	In Betrieb	430	980	0	0	Nicht in Betrieb	0	0
				<b>Summe Kernenergie</b>		<b>2.720 MW</b>			<b>860 MW</b>		<b>0 MW</b>			<b>0 MW</b>	
Süd	4049	Kraftwerk Walheim	WAL GT D	Mineraloelprodukte	GT	136	70	In Betrieb	43	93	136	70	In Betrieb	34	102
Süd	2119	Zolling	GT1 & GT2	Mineraloelprodukte	GT	50	3	In Betrieb	43	7	50	3	In Betrieb	34	16
				<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>186 MW</b>			<b>86 MW</b>		<b>186 MW</b>			<b>68 MW</b>	
Süd	4024	Wehr	Wehr Hotzen	Pumpspeicher	NV	227	0	In Betrieb	227	0	227	0	In Betrieb	227	0
Süd	4017	Saeckingen	Saeckingen	Pumpspeicher	NV	90	0	In Betrieb	90	0	90	0	In Betrieb	73	17
Süd	ATPSKuh0	KW Kuehtai	Kuehtai Ma1	Pumpspeicher	NV	145	0	In Betrieb	100	45	145	0	In Betrieb	145	0
Süd	ATPSRod2	Rodundwerk II	ROD2 M1	Pumpspeicher	NV	295	110	In Betrieb	295	0	295	110	In Betrieb	295	0
Süd	ATPSKuh0	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 2	Pumpspeicher	NV	145	0	In Betrieb	0	145	145	0	In Betrieb	145	0
Süd	LUPSVia12	PSW Vianden	Maschine 2	Pumpspeicher	NV	100	10	In Betrieb	100	0	100	10	In Betrieb	0	100
Süd	ATPSLun0	Luenerseewerk	LUW M1	Pumpspeicher	NV	48	0	In Betrieb	48	0	48	0	In Betrieb	0	48
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>1.049 MW</b>			<b>860 MW</b>		<b>1.049 MW</b>			<b>884 MW</b>	
Süd	4015	Rheinhafen-Dampf	RDK 8	Steinkohle	DT	834	292	In Betrieb	834	0	834	292	In Betrieb	334	500
Süd	2044	Zolling	Zolling Block	Steinkohle	DT	440	93	In Betrieb	338	102	332	70	In Betrieb	332	0
Süd	4009	Heizkraftwerk Heilb	HLB 7	Steinkohle	DT	639	168	In Betrieb	0	639	482	127	In Betrieb	482	0
Süd	2042	Staudinger	5	Steinkohle	DT	290	80	In Betrieb	290	0	178	49	In Betrieb	178	0
				<b>Summe Steinkohle</b>		<b>2.203 MW</b>			<b>1.462 MW</b>		<b>1.826 MW</b>			<b>1.326 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>7.728 MW</b>			<b>4.300 MW</b>		<b>4.631 MW</b>			<b>3.400 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation AT

Region	Markt ID KW-Block	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinen- typ	Nettonenn- leistung t+1 [MW]	Mindest- leistung t+1 [MW]	Status t+1	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+1 [MW]	Nettonenn- leistung t+3 [MW]	Mindest- leistung t+3 [MW]	Status t+3	Annahme Einschrän- kung der Erzeugung in t+3 [MW]	Verbleibende Erzeugungs- leistung in t+3 [MW]
AT	ATGSDon0	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	400	140	In Betrieb	118	282	400	140	In Betrieb	230	170
AT	ATGSMel0	GUD Mellach	2	Erdgas	GUD	416	146	In Betrieb	416	0	416	146	In Betrieb	416	0
AT	ATGSMel0	GUD Mellach	1	Erdgas	GUD	416	146	In Betrieb	416	0	416	146	In Betrieb	416	0
				<b>Summe Erdgas</b>		<b>1.232 MW</b>			<b>950 MW</b>		<b>1.232 MW</b>			<b>1.062 MW</b>	
AT	ATOLDum1		0	Mineraloelprodukte	DT	100	35	In Betrieb	38	62	100	35	In Betrieb	36	64
				<b>Summe Mineralölprodukte</b>		<b>100 MW</b>			<b>38 MW</b>		<b>100 MW</b>			<b>36 MW</b>	
AT	ATPSHau0	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	180	0	180	0	In Betrieb	180	0
AT	ATPSHau0	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher	NV	180	0	In Betrieb	176	4	180	0	In Betrieb	24	156
AT	ATPSLim2	LIMBERG-II NO 1	21	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0	240	0	In Betrieb	240	0
AT	ATPSLim2	LIMBERG-II NO 2	22	Pumpspeicher	NV	240	0	In Betrieb	240	0	240	0	In Betrieb	240	0
				<b>Summe Pumpspeicher</b>		<b>840 MW</b>			<b>836 MW</b>		<b>840 MW</b>			<b>684 MW</b>	
AT	ATSKMelE	FHKW Mellach	EB	Steinkohle	DT	246	98	In Betrieb	76	170	0	0	Nicht in Betrieb	0	0
AT	ATSKDum1		0	Steinkohle	DT	0	0	Nicht in Betrieb	0	0	62	28	In Betrieb	18	44
				<b>Summe Steinkohle</b>		<b>246 MW</b>			<b>76 MW</b>		<b>62 MW</b>			<b>18 MW</b>	
				<b>Summe</b>		<b>2.418 MW</b>			<b>1.900 MW</b>		<b>2.234 MW</b>			<b>1.800 MW</b>	

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

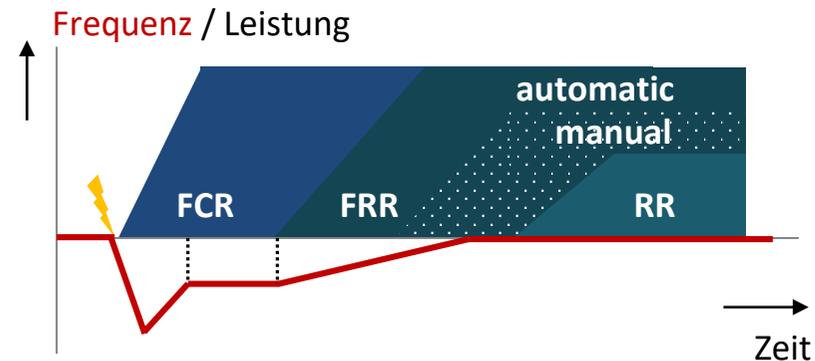
## Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Regelleistung für Deutschland entsprechend den Annahmen in der BA2019: +/- 4200MW
- Regelleistungsvorhaltung für Österreich wurde auf +/- 480 MW reduziert entsprechend den Werten aus dem MAF2019
- Im entfernten Ausland erfolgt keine Regelleistungsmodellierung

# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Beschaffung von erwartetem Regelleistungsbedarf durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei Erzeugungsanlagen
- Definition von Regelleistungsqualitäten untergliedert nach Aktivierungszeit und technischen Anforderungen
  - Frequency Containment Reserve (FCR)
  - Frequency Restoration Reserve (FRR)
  - Replacement Reserve (RR)



- Vereinfachte Abbildung durch Kategorisierung der Regelleistungsqualitäten je Marktgebiet
    - Primärregelleistung (PRL) → wird nachgelagert im Netzmodell modelliert
    - Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL)
    - Differenzierung der Kategorien zwischen positiver/negativer Regelleistung
- Regelleistungsmengen je Kategorie sind durch gesamten hydrothermischen Kraftwerkspark im jeweiligen Marktgebiet vorzuhalten

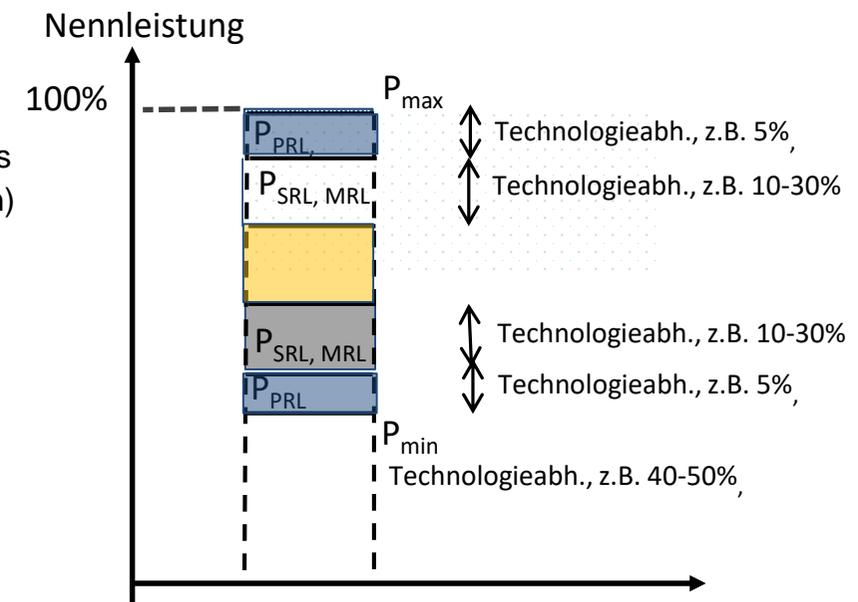
# Konventioneller Kraftwerkspark DE

## Marktsimulation - Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Abbildung technischer Einschränkungen für jedes Kraftwerk erforderlich
  - Differenzierung der Vorhaltung nach Regelleistungsqualitäten
  - Regelleistungsvorhaltung führt bei thermischen Kraftwerken zu Teillastbetrieb und eventuell zu für die Regelleistungsvorhaltung angefahrenen Kraftwerken und damit zu höheren Systembetriebskosten
- Begrenzungen der Regelleistung je KW:
  - Obere Regelgrenze; keine Regelung über Nennleistung (ein Kraftwerk, welches mit Nennleistung einspeist kann keine positive Regelleistung mehr bereitstellen)
  - Technologieabhängige Begrenzung der Regelleistung bezogen auf die Nennleistung
  - Untere Regelgrenze; keine Regelung unter Mindestleistung (ein Kraftwerk, welches mit Mindestbetrieb einspeist kann keine negative Regelleistung mehr bereitstellen)
  - Zeitabhängige Leistungseinschränkungen durch „Must-Run“ im Rahmen des KWK-Modells können obere Regelgrenze und untere Regelgrenze zusätzlich einschränken

→ RL-Potential ( $P_{RLneg}/P_{RLpos}$ ) abhängig von Betriebszustand, Arbeitspunkt und Technologie des Kraftwerks

### Begrenzung der Regelleistung



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

***KWK <10MW***

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

---

*Kostenkomponenten*

---

# Dezentrale KWK <10 MW

## Marktsimulation - Installierte Leistung Deutschland

- Anlagenregister BAFA und Kraftwerksliste BNetzA als Datengrundlage für KWK<10MW
- Auswertung des historisch beobachteten Zubaus\*:

Anlagenkategorie	Mittlerer Zubau/Jahr 2009-2018* [MW]
KWK-Anlagen < 1 MW	~ 160
KWK-Anlagen zwischen 1 MW und 10 MW	~ 180
<b>Summe</b>	<b>~ 340</b>

Installiert** [GW]	Datenbasis (31.12.2018)	2020 ***	t+1	t+2	t+3
KWK<10MW	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1

\* Quelle: Auswertung Anlagenstammdaten BAFA vom 19.09.2019

\*\* nur konventionelle Energieträger (ohne erneuerbare)

\*\*\* Annahme eines Zubaus von 300MW (Datenstand BNetzA: 2018)

### Randbedingungen aus KWKG 2016 und 2017:

- Es wird nur zu geringfügigen Änderungen des jährlichen Zubaus von Anlagen < 1 MW kommen (Förderung nach KWKG 2016)
- Der Zubau an Anlagen zwischen 1 und 10 MW wird in Folge der Ausschreibungsmengen gem. KWKG 2017 leicht sinken

→ Annahme eines linearen jährlichen **Nettozubaus an Neuanlagen von 300 MW bis 2025**

### Zweistufige Regionalisierung:

- Regionalisierung Bestand gem. BNetzA-Liste und BAFA
- Modellierung Zubau für kleine Erdgas-KWK anhand Standorten der Bestandsanlagen

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

***Erneuerbare Energien (EE) in DE***

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

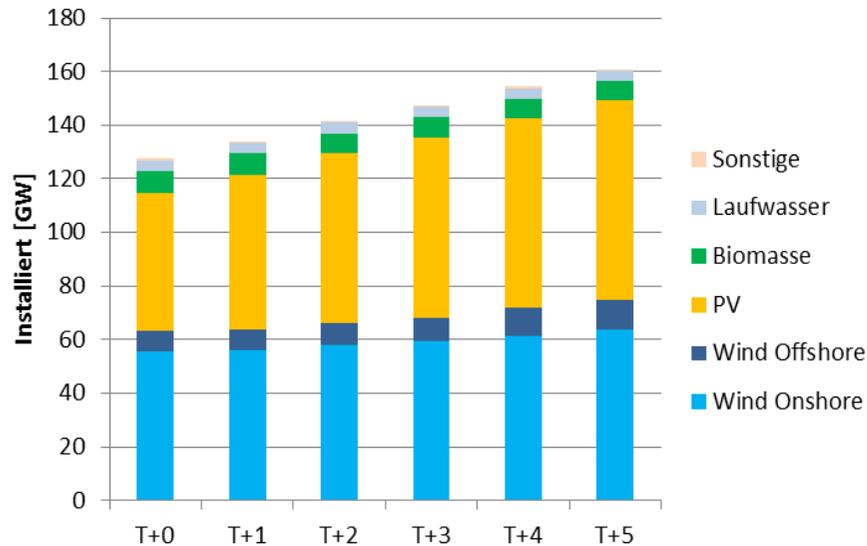
---

*Kostenkomponenten*

---

# Erneuerbare Energien (EE)

## Marktsimulation - Installierte Leistung Deutschland



Installiert [GW]	t+0	t+1	t+3
Wind Onshore	55,5	56,1	59,5
Wind Offshore	7,7	7,7	8,8
PV	51,8	57,8	67,0
Biomasse	8,0	7,8	7,6
Wasser*	3,9	3,9	3,9
Sonstige EE	0,6	0,6	0,6
<b>Summe</b>	<b>127,4</b>	<b>133,9</b>	<b>147,4</b>

### Datengrundlage:

- EEG-Mittelfristprognose 2020 (Stand August 2020):
  - Jeweils „oberes Szenario“
- Sonstige EE: Fortschreibung Bestand
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB

### Regionalisierung:

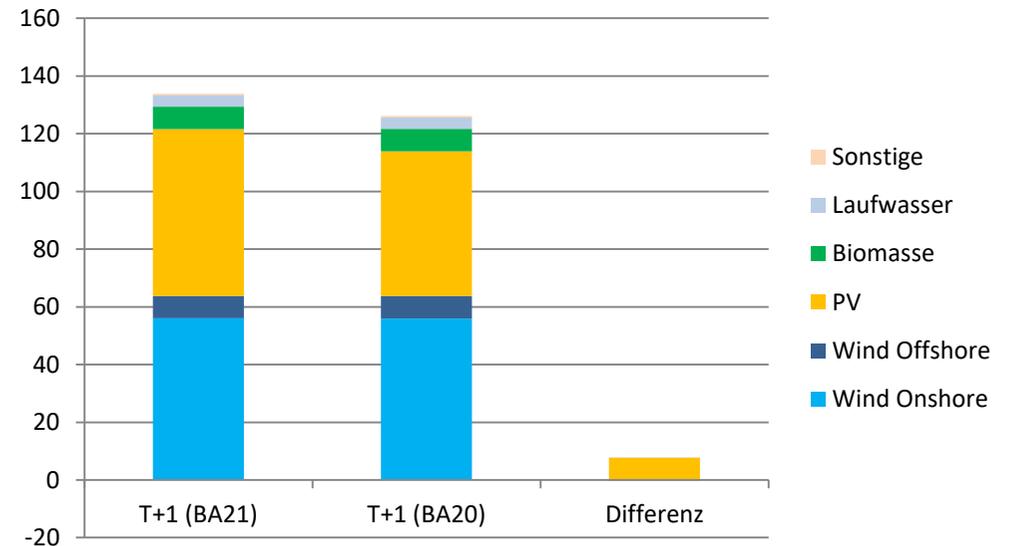
- Die Mantelzahlen werden grundsätzlich nach bekannter Methodik aus BA und NEP sowie der aktuellen Datenlage kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet

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

# Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation - Vergleich installierte Leistungen  $t+1_{BA21}$  und  $t+1_{BA20}$

Installiert [GW]	T+1 (BA21)	T+1 (BA20)	Differenz
Wind Onshore	56,1	56	0,1
Wind Offshore	7,7	7,7	0,0
PV	57,8	50,2	7,6
Biomasse	7,8	7,8	0,0
Laufwasser	3,9	3,9	0,0
Sonstige EE	0,6	0,6	0,0
<b>Summe</b>	<b>133,9</b>	<b>126,2</b>	<b>7,7</b>

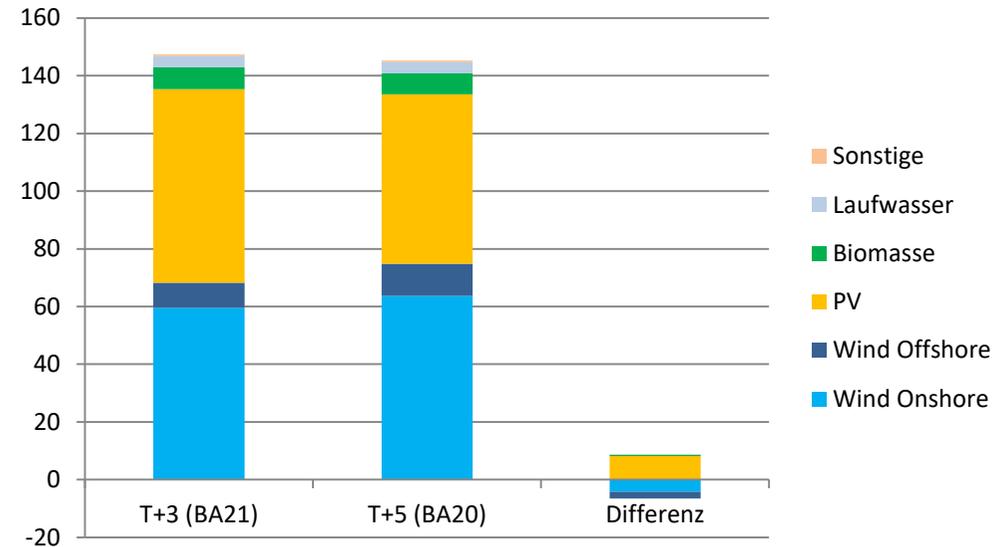


- Die Prognosen für 2020/2021 und 2021/2020 unterscheidet sich nur deutlich bei Photovoltaik (+7,6 GW).

# Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation - Vergleich installierte Leistungen  $t+3_{BA21}$  und  $t+5_{BA20}$

Installiert [GW]	t+3 (BA21)	t+5 (BA20)	Delta
Wind Onshore	59,5	63,7	-4,2
Wind Offshore	8,8	11,1	-2,3
PV	67,0	58,8	8,2
Biomasse	7,6	7,2	0,4
Laufwasser	3,9	3,9	0
Sonstige EE	0,6	0,6	0
<b>Summe</b>	<b>147,4</b>	<b>145,3</b>	<b>2,1</b>



- Die Prognose für Photovoltaik wird insgesamt deutlich angehoben
- Die Prognose für Wind onshore und Wind offshore wird leicht gesenkt

# Erneuerbare Energien (EE)

## Marktsimulation - Installierte Leistungen je Bundesland

Installiert [GW]	Bundesland	Wind Onshore					Wind Offshore					PV					Biomasse					Wasser*					Sonstige EE				
		t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5
Baden-Württemberg	BW	1,7	1,8	1,9	2,2	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	7,5	7,9	8,3	8,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bayern	BY	2,6	2,6	2,7	2,9	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	17,8	18,8	19,8	20,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saarland	SL	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rheinland-Pfalz	RP	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	2,9	3,1	3,3	3,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	NW	6,6	6,9	7,0	7,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	6,7	7,1	7,4	7,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Hessen	HE	2,3	2,6	2,8	3,2	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,7	2,9	3,0	3,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	TH	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,3	2,4	2,6	2,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	NI	11,3	11,4	11,5	11,8	12,0	4,8	4,8	5,1	6,0	6,9	4,8	5,1	5,4	5,6	5,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	7,1	7,5	7,9	8,2	8,5	1,7	2,1	2,1	2,1	2,1	2,4	2,5	2,6	2,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Mecklenburg-Vorpommern	MV	3,7	4,1	4,4	4,6	4,9	1,1	1,1	1,6	2,1	2,1	2,9	3,4	3,8	4,1	4,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	BB	8,2	8,5	8,8	8,9	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	5,0	5,3	5,6	5,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Berlin	BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,7	2,9	3,1	3,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	ST	5,1	5,0	4,8	4,8	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,8	4,0	4,2	4,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Deutschland</b>		<b>56,1</b>	<b>58,0</b>	<b>59,5</b>	<b>61,5</b>	<b>63,9</b>	<b>7,7</b>	<b>8,0</b>	<b>8,8</b>	<b>10,2</b>	<b>11,1</b>	<b>57,8</b>	<b>63,3</b>	<b>67,0</b>	<b>70,7</b>	<b>74,5</b>	<b>7,8</b>	<b>7,7</b>	<b>7,6</b>	<b>7,4</b>	<b>7,0</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>3,9</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>

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

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

***Offshore Windparks DE***

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

---

*Kostenkomponenten*

---

# Erneuerbare Energien (EE)

## Marktsimulation - Übersicht Offshore-Windparks (OWP) in Deutschland

FEP-ID	OWP	Status OWP	Zugeordnetes Netzanschlussystem	t+1 (2021/2022) 31.12.2021	t+3 (2023/2024) 31.12.2023
Küstenmeer	Nordergründe	In Betrieb	NOR-0-2	111	111
Küstenmeer	Riffgat	In Betrieb	NOR-0-1	113	113
N-2	alpha ventus	In Betrieb	NOR-2-1	62	62
N-2	Borkum Riffgrund I	In Betrieb	NOR-2-2	311	311
N-2	Borkum Riffgrund II	In Betrieb	NOR-2-3	450	450
N-2	Merkur Offshore	In Betrieb	NOR-2-3	400	400
N-2	Trianel Windpark Borkum I	In Betrieb	NOR-2-2	200	200
N-2	Trianel Windpark Borkum II	In Betrieb	NOR-2-2	200	200
N-3	GodeWind 1	In Betrieb	NOR-3-1	332	332
N-3	GodeWind 2	In Betrieb	NOR-3-1	252	252
N-3	Nordsee One	In Betrieb	NOR-3-1	332	332
N-3	GodeWind 3	In Planung	NOR-3-3	0	242
N-4	Amrumbank West	In Betrieb	NOR-4-2	303	303
N-4	Kaskasi II	In Planung	NOR-4-2	0	342
N-4	Meerwind Süd/Ost	In Betrieb	NOR-4-1	288	288
N-4	Nordsee Ost	In Betrieb	NOR-4-1	288	288
N-5	Butendiek	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-5	Dan Tysk	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-5	Sandbank	In Betrieb	NOR-5-1	288	288
N-6	Bard Offshore	In Betrieb	NOR-6-1	400	400
N-6	Deutsche Bucht	In Betrieb	NOR-6-2	269	269
N-6	Veja Mate	In Betrieb	NOR-6-2	400	400
N-8	Albatros	In Betrieb	NOR-6-2	117	117
N-8	GlobalTech I	In Betrieb	NOR-8-1	400	400
N-8	Hohe See	In Betrieb	NOR-8-1	500	500
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 1	In Betrieb	OST-1-2	250	250
O-1	Arkona Becken Südost - Teil 2	In Betrieb	OST-1-3	135	135
O-1	Wikinger - Teil 1	In Betrieb	OST-1-1	250	250
O-1	Wikinger - Teil 2	In Betrieb	OST-1-3	100	100
O-1	Wikinger Süd	In Planung	OST-1-3	0	10
O-2	Baltic Eagle - Teil 1	In Planung	OST-2-2	0	250
O-3	Baltic II	In Betrieb	OST-3-2	288	288
O-4	Arcadis Ost 1	In Planung	OST-2-1	0	247
O-3	Baltic I	In Betrieb	OST-3-1	48	48
				<b>7663</b>	<b>8754</b>

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

***Verbrauch/Höchstlasten DE***

---

*NTC*

---

*Europa*

---

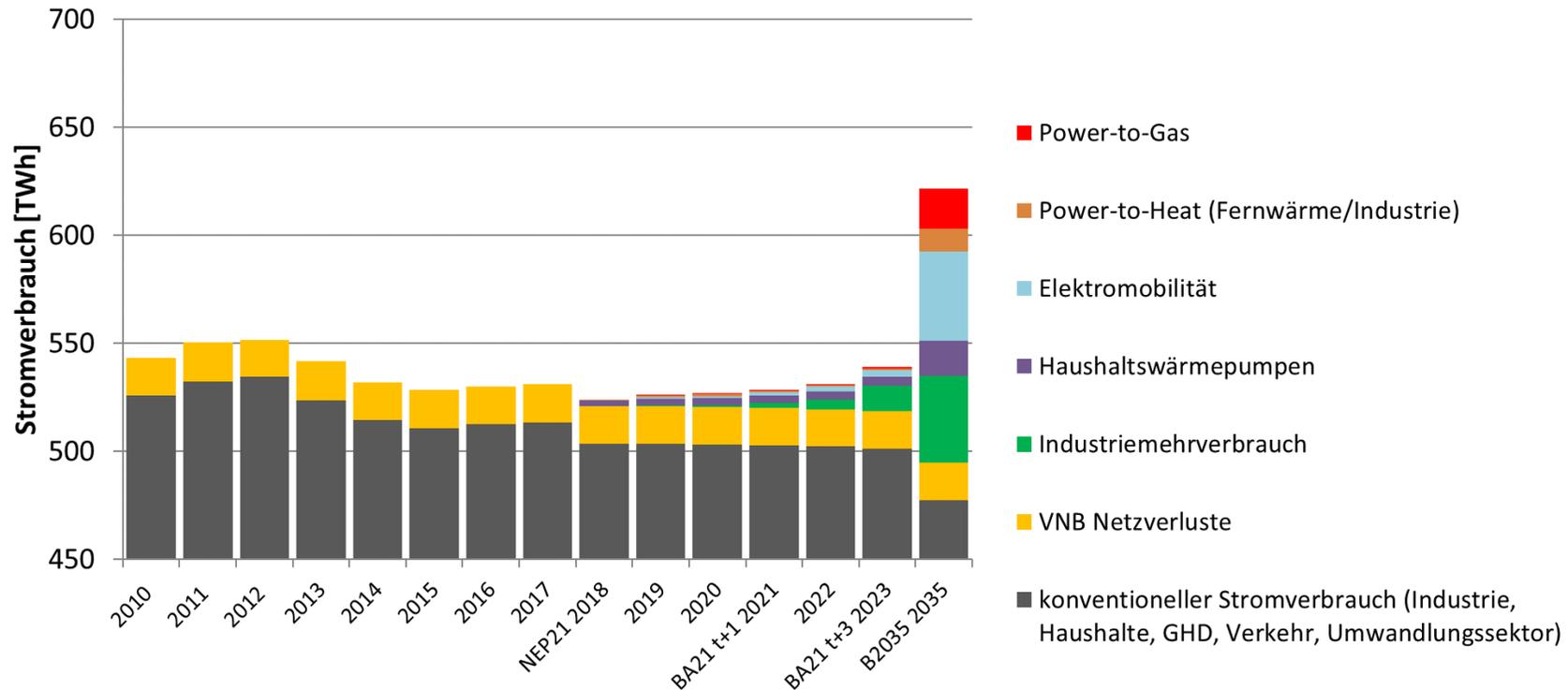
*Kostenkomponenten*

---

# Herleitung Stromverbrauch – Leitgedanken

1. Herleitung des Stromverbrauchs auf Basis der Entwicklung von:
  - konventionellem Stromverbrauch (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
  - Großverbrauchern (u.a. Industrie, Rechenzentren)
  - Haushaltswärmepumpen
  - Elektromobilität
  - Power to Heat (Großwärmepumpen, Elektrodenheizer)
  - Power to Gas (Wasserstoff, Methan)
  - Effizienzsteigerung
2. Ausgangspunkt für die Entwicklung des Stromverbrauchs ist der Stromverbrauch in DE in 2018 – BNetzA Monitoring Bericht 2019
3. Nutzung der Langfristperspektive (2035) entsprechend NEP2021 B2035 und weiteren spezifischen Annahmen (u.a. VLS, jährliche Fahrleistung, ...)
4. Herleitung einer konsistenten Entwicklung von 2018 bis zur Langfristperspektive 2035
5. Spezifische Annahmen zur Entwicklung der unter 1) genannten Stromverbraucher (s. ff. Folien)
6. Die Dokumentation der Methodik zur regionalen Verteilung des Stromverbrauch und der Herleitung der Lastzeitreihen ist ausführlich beschrieben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

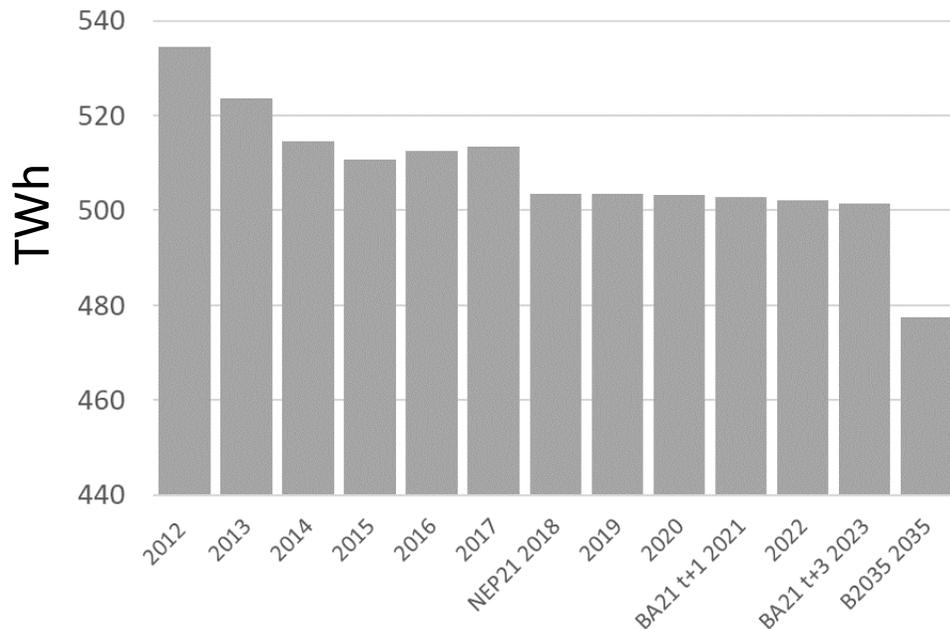
# Herleitung Stromverbrauch – Ergebnisse



[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Nettostromverbrauch inkl. VNB Netzverluste	552	524	528	539	622

# Herleitung Stromverbrauch - Konventioneller Stromverbrauch

## Ergebnis



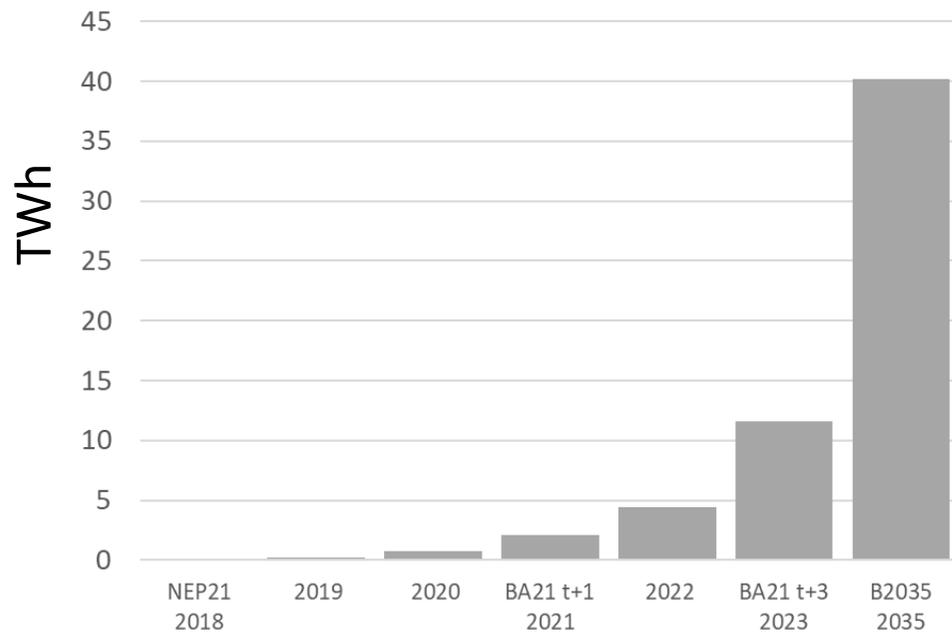
## Leitgedanke/ Annahmen

- Der konventionelle Stromverbrauch umfasst die Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor
- Historische Werte entsprechend BNetzA Monitoring (2012-2018), Basisjahr 2018 zur Weiterentwicklung
- Langfristperspektive entsprechend NEP21 B2035
- Verringerung des Stromverbrauchs in den Zwischenjahren

[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Konventioneller Stromverbrauch	534,5	523,7	514,6	510,8	477,5

# Herleitung Stromverbrauch - Neue Großverbraucher

## Ergebnis



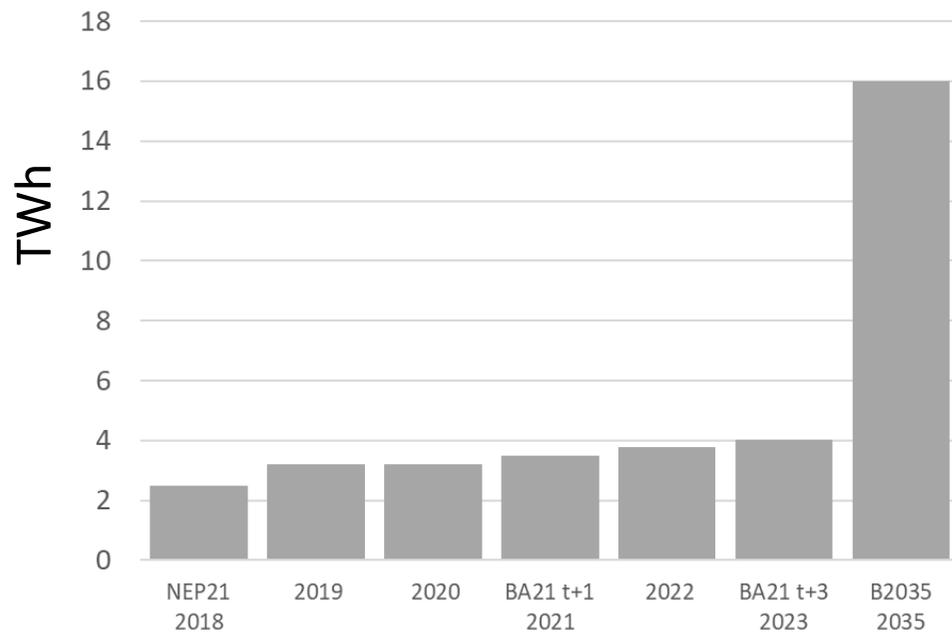
## Leitgedanke/ Annahmen

- Berücksichtigung des aktuellen Kenntnisstands neuer Großverbraucher (Industrie, Rechenzentren, ...)
- Berücksichtigung entsprechend Inbetriebnahmejahr
- Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen ~4480h

[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Industriemehrverbrauch	0	0	2,1	11,6	40,2

# Herleitung Stromverbrauch - Haushaltswärmepumpen

## Ergebnis



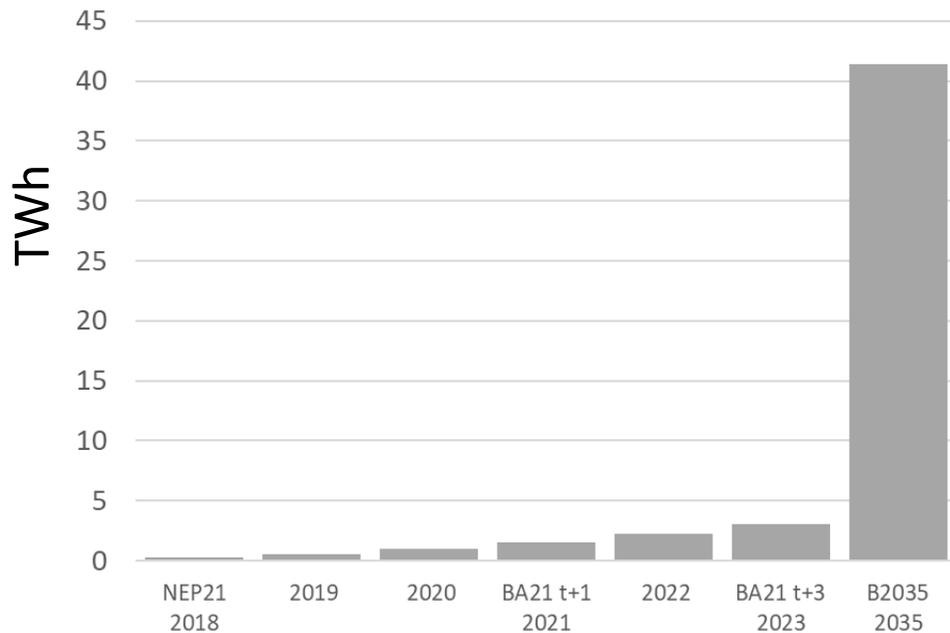
## Leitgedanke/ Annahmen

- Ausgangsbasis: ~1 Mio. Wärmepumpen in 2020
- Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend aktuellem jährlichen Zubau von ~90.000
- Nach 2023 dynamischer Zubau auf NEP21 B2035
- Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen von ~3200h

[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Haushaltswärmepumpen		2,5	3,5	4,0	16

# Herleitung Stromverbrauch - Elektromobilität

## Ergebnis



## Leitgedanke/ Annahmen

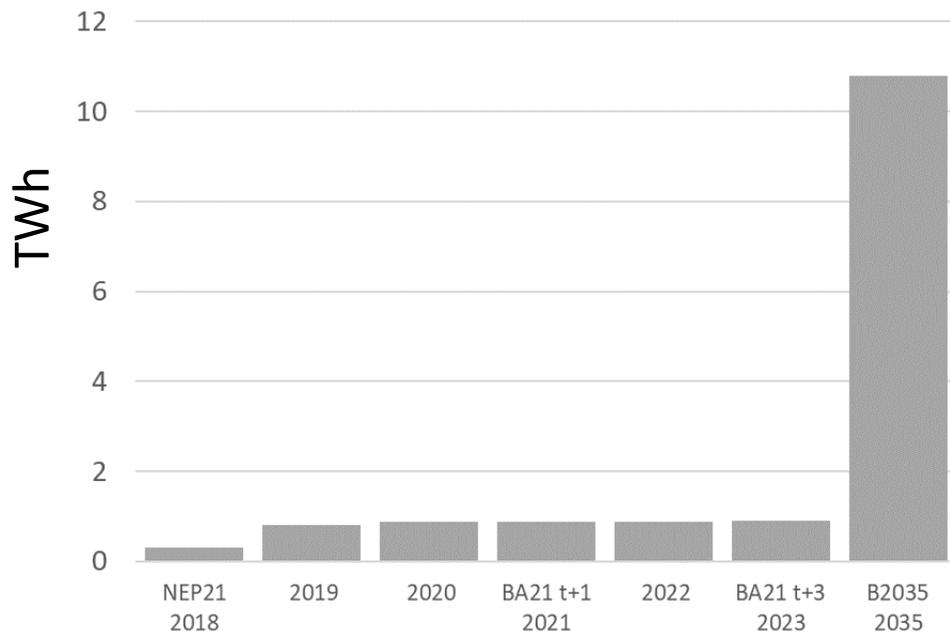
- Ausgangsbasis: ~0,2 Mio. Elektrofahrzeuge in 2019
- Kurzfristige Entwicklung bis Ende 2021 → 0,5 Mio. Elektrofahrzeuge (Bestand+ Förderprogramm)
- Unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung, dem Förderprogramm und einer weiteren verhaltenen Entwicklung der Elektromobilität ergibt sich ein Fahrzeugbestand für 2022 und 2023 von 0,7 bzw. 0,95 Mio.
- Ab 2024 lineare Entwicklung auf Langfristperspektive NEP21, B2035 → entspricht jährlichen Zuwachs ~0,9Mio
- Spezifische Annahme zu Verbrauch<sup>1</sup> [kWh/100km] und jährliche Fahrleistung<sup>2</sup> [km] gemäß NEP21

[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Elektromobilität	~0	0,3	1,5	3,1	41,4

	E-	PKW	Nutzfahrzeuge	Schwerlast
1)		18	60	120
2)		14.000	22.000	100.000

# Herleitung Stromverbrauch - Power to Heat (Großwärmepumpen, Elektrodenheizer)

## Ergebnis



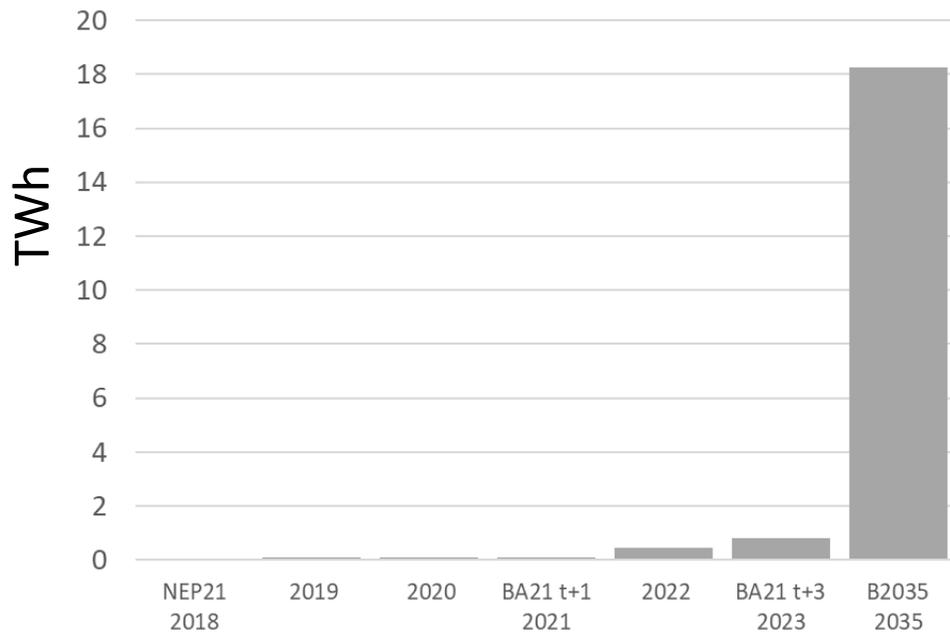
## Leitgedanke/ Annahmen

- Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend Bestand und bekannten Planungen von PtH
- Ab 2024 lineare Entwicklung auf Langfristperspektive NEP21 B2035
- Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen (Großwärmepumpen ~2200h, Elektrodenheizer ~1000h)

[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Power to Heat		0,3	0,9	0,9	10,8

# Herleitung Stromverbrauch - Power to Gas (Wasserstoff, Methan)

## Ergebnis



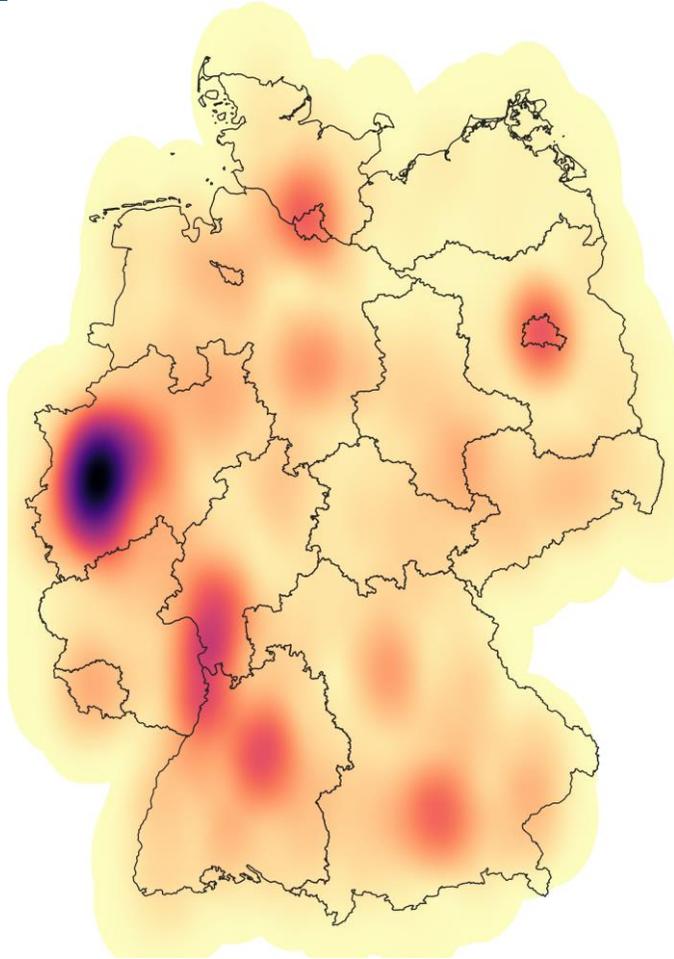
## Leitgedanke/ Annahmen

- Kurzfristige Entwicklung bis 2023 entsprechend Bestand und bekannten Planungen aus GasNEP
- Ab 2024 lineare Entwicklung auf Langfristsperspektive NEP21 B2035
- Volllaststunden entsprechend NEP21 Annahmen (Power-to-Wasserstoff ~3500h, Power-to-Methan ~1500h)
- 5 GW bis 2030 entsprechend Wasserstoffstrategie

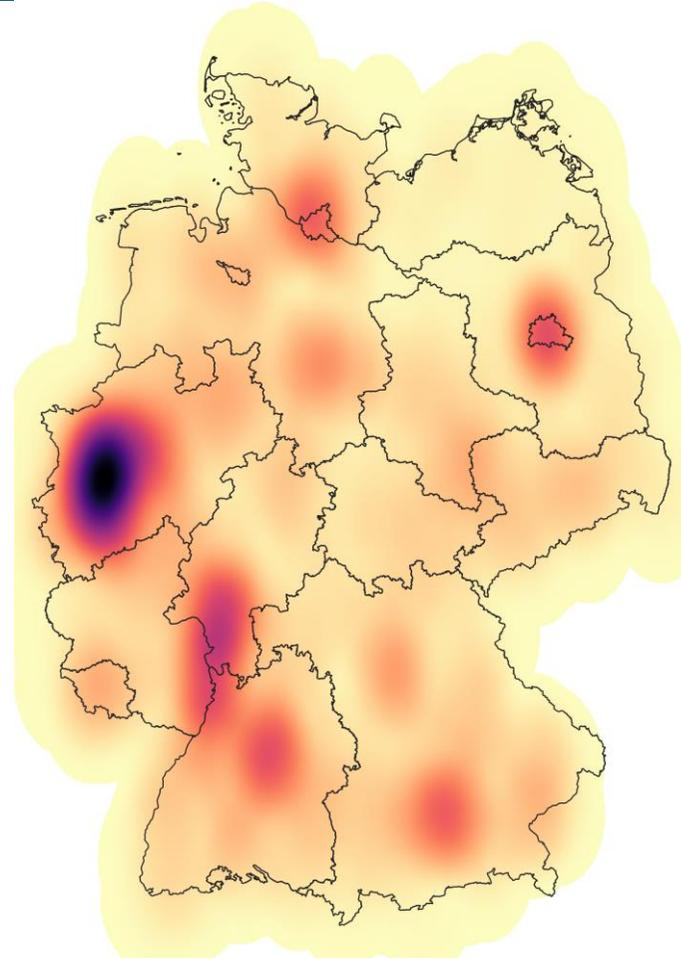
[TWh]	2012	2018	2021 BA21 t+1	2023 BA21 t+3	2035 B2035
Power to Gas			0,1	0,8	18,25

# Heatmap Gesamtstromverbrauch

BA2021 t+1

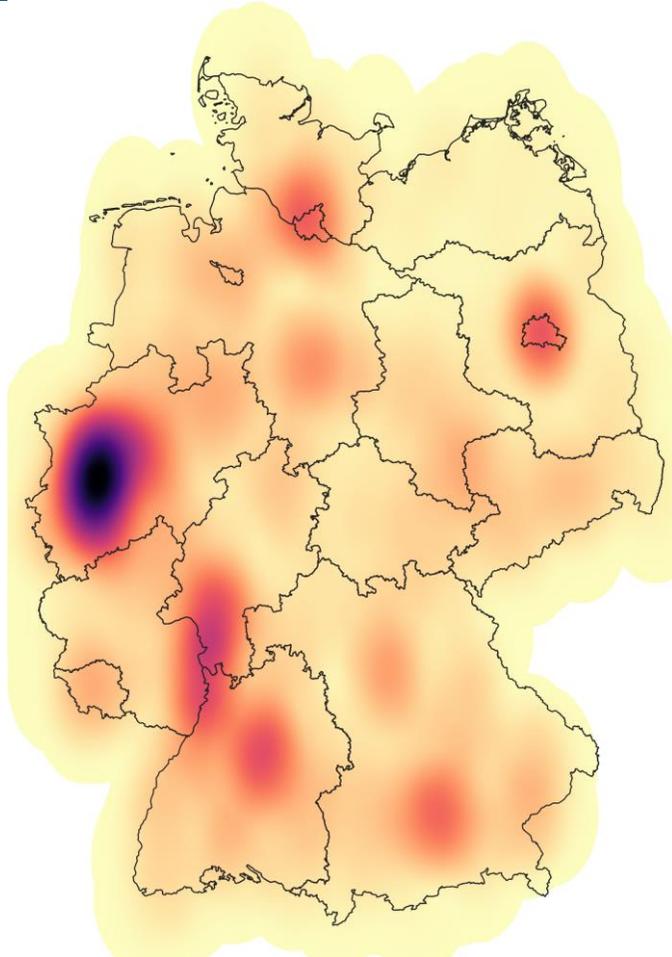


BA2021 t+3

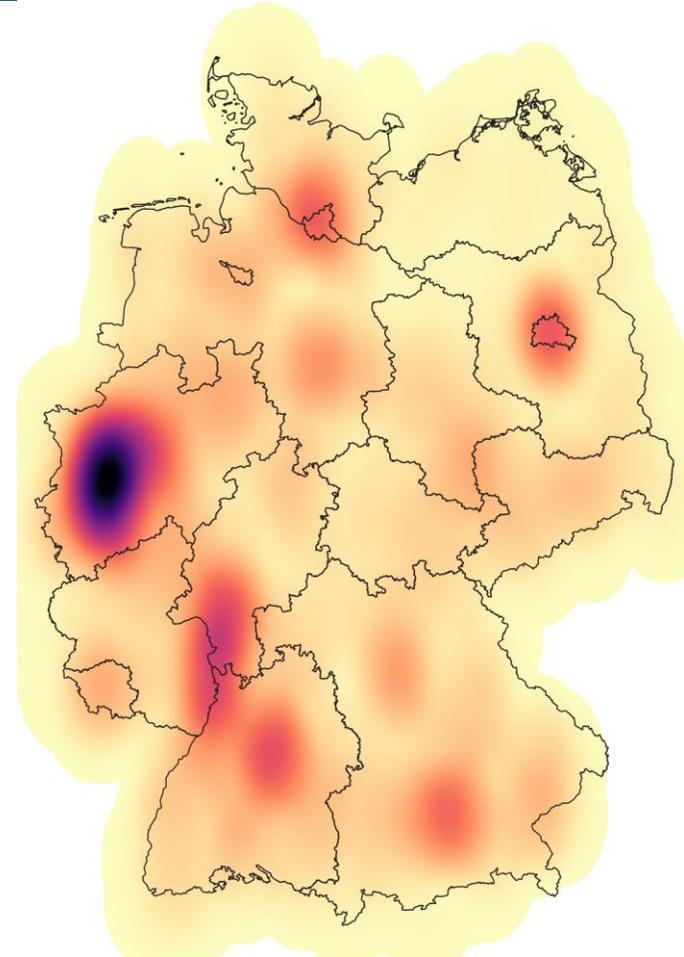


# Heatmap Konventioneller Stromverbrauch

BA2021 t+1

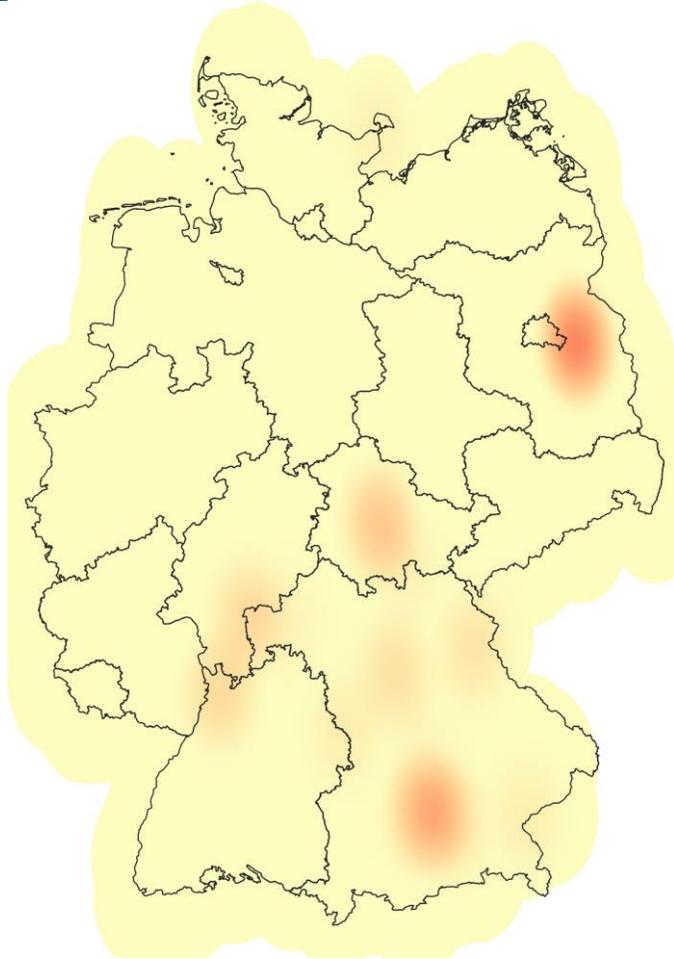


BA2021 t+3

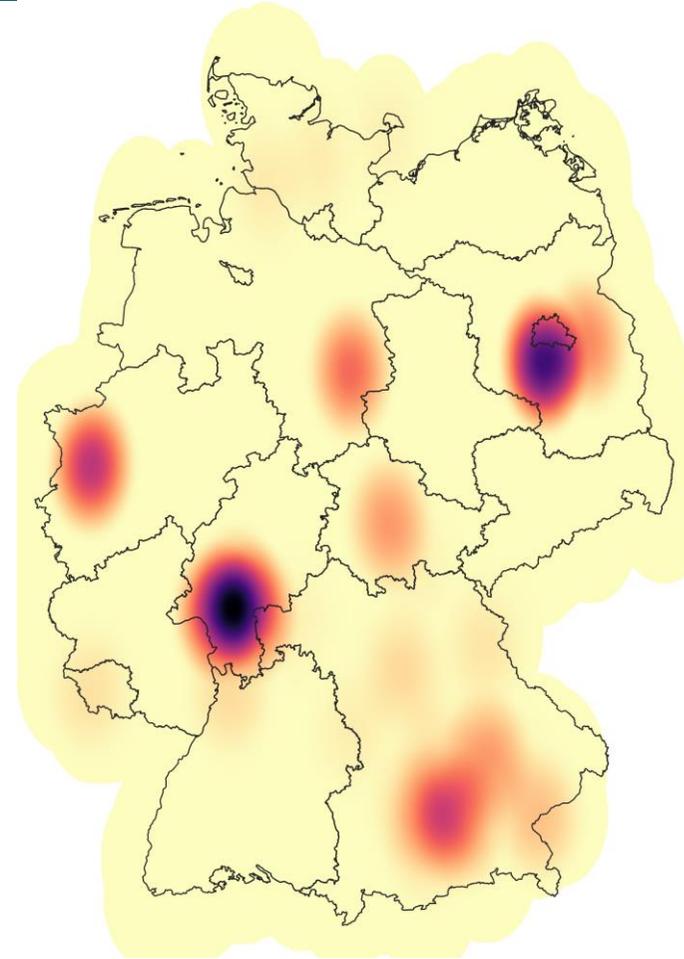


# Heatmap Stromverbrauch Großverbraucher

BA2021 t+1

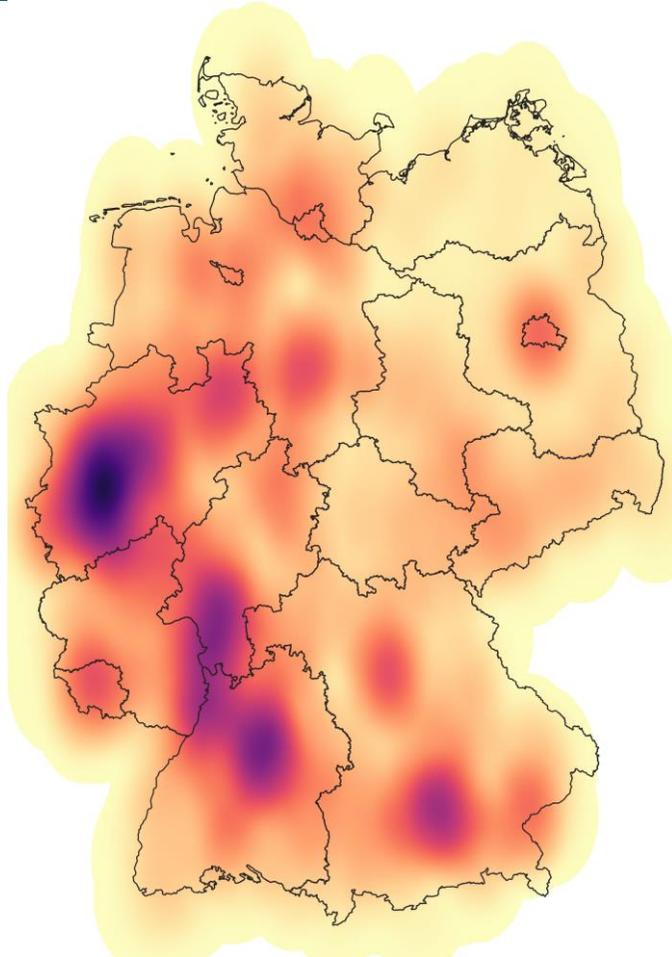


BA2021 t+3

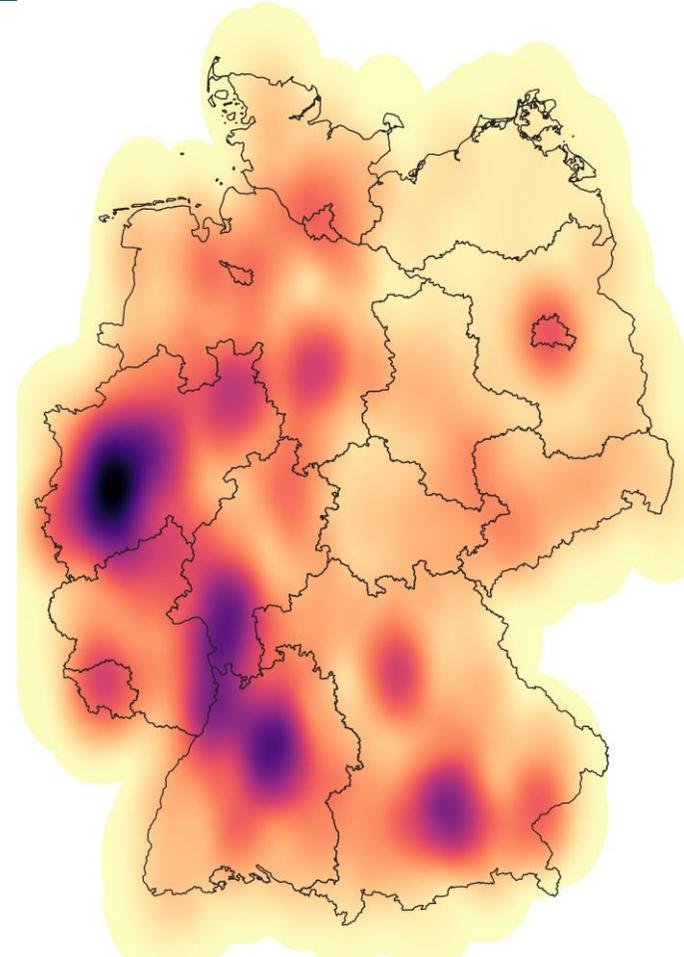


# Heatmap Stromverbrauch Wärmepumpen

BA2021 t+1

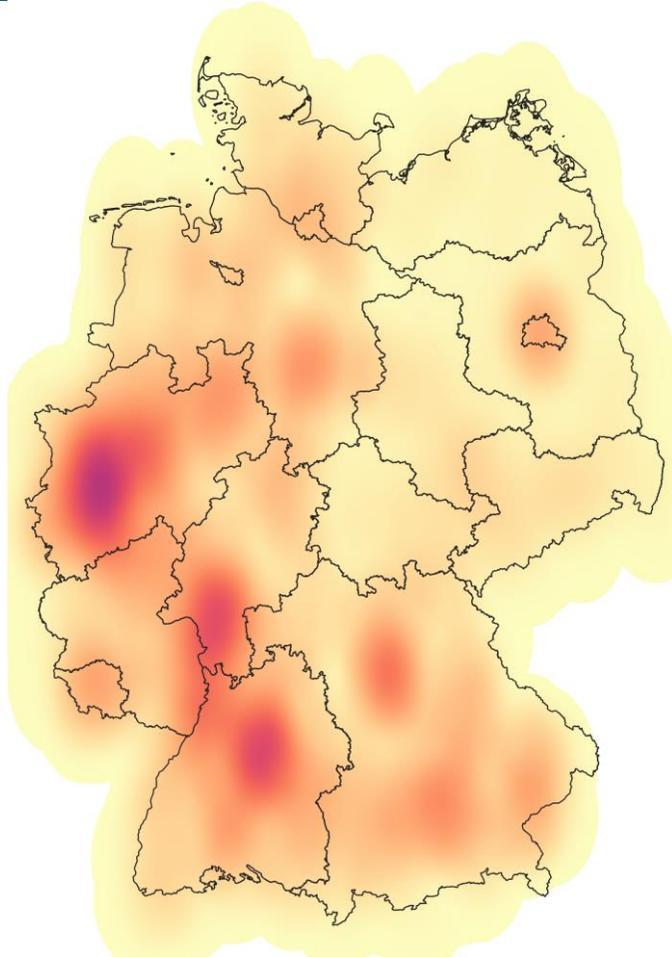


BA2021 t+3

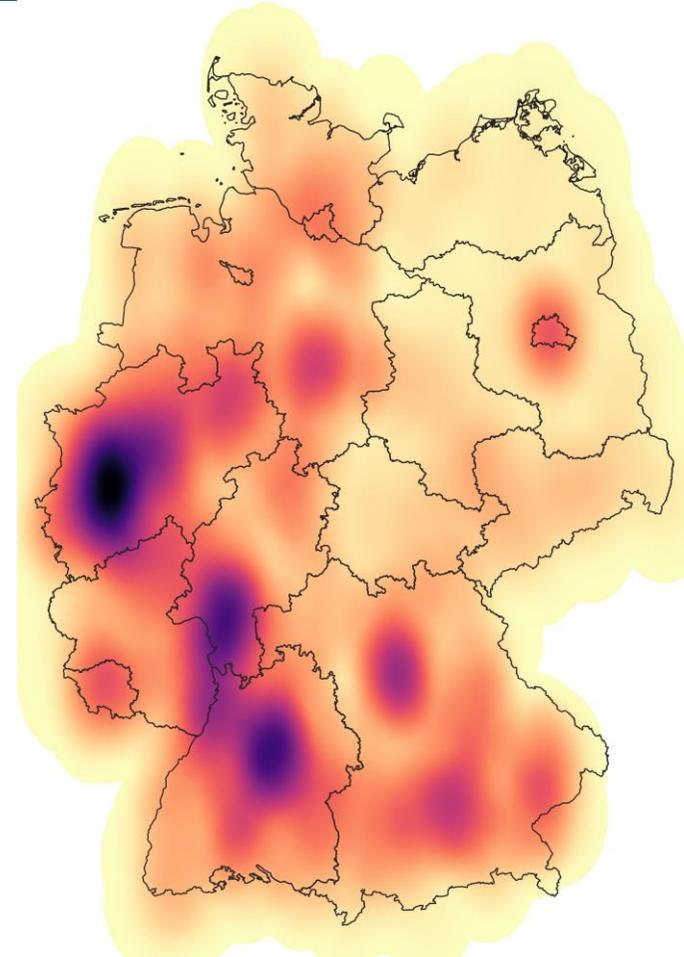


# Heatmap Stromverbrauch Elektromobilität

BA2021 t+1



BA2021 t+3



# Herleitung Jahreshöchstlast – Leitgedanken

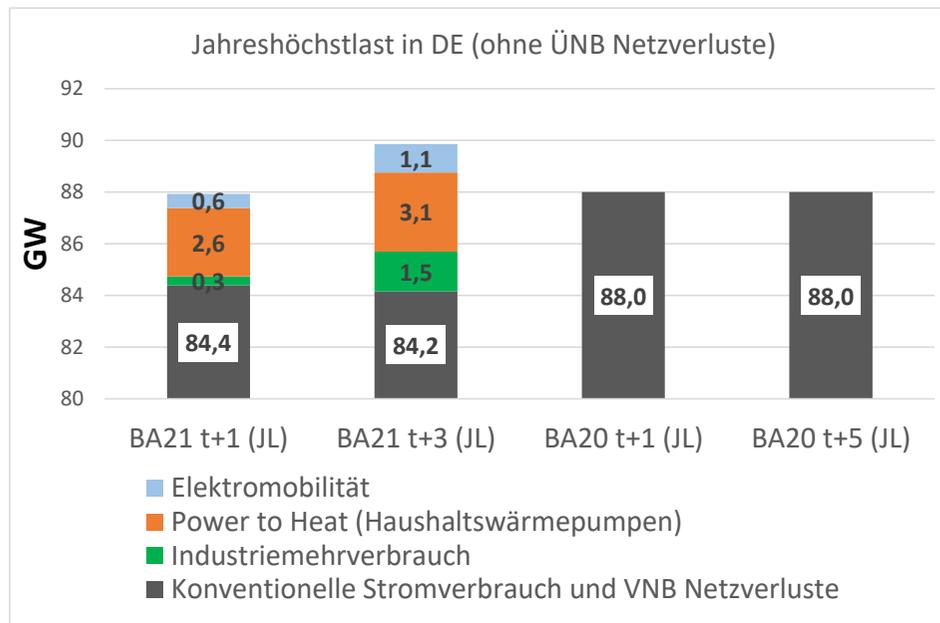
1. Die Jahreshöchstlast ergibt sich aus dem Zusammenspiel der folgenden Lastkomponenten
  - konventionellem Stromverbrauch (Industrie, Haushalte, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor)
    - Regionale Zeitreihenprofile basieren auf Stromverbrauchszeitreihen aus der Bilanzkreisabrechnung (MABIS)
  - Netzverluste VNB
    - Regionale Zeitreihenprofile basieren auf Stromverbrauchszeitreihen aus der Bilanzkreisabrechnung (MABIS)
  - Großverbraucher (u.a. Industrie, Rechenzentren)
    - Industrielastprofile auf Basis von VDEW-Standardlastprofilen
    - Lastprofile der Rechenzentren auf Basis von historischen Daten
  - Haushaltswärmepumpen
    - Ungesteuerte temperaturabhängige Lastprofilmodellierung gemäß NEP21-Methodik
  - Elektromobilität
    - Berücksichtigt Fahrverhalten und ungesteuertes Ladeverhalten gemäß FfE-Studie für NEP21
  - Power to Gas (Wasserstoff, Methan)
    - Residuallast-/Strompreisorientierung bei 3500/1500 VLS
2. Zugrunde liegendes Wetterjahr ist 2012
3. **Die Dokumentation der Methodik zur Herleitung der Lastzeitreihen ist ausführlich beschrieben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, BNetzA**

# Herleitung Jahreshöchstlast - Ergebnisse

	BA21 (t+1)	BA21 (t+3)	BA20 (t+1)	BA20 (t+5)
Jahreshöchstlast* [GW]	87,9	89,6	88	88
Stromverbrauch* [TWh]	528	539	552	552
Stunde der Jahreshöchstlast	907	907	907	907

\* ohne ÜNB Netzverluste, inkl VNB Netzverluste

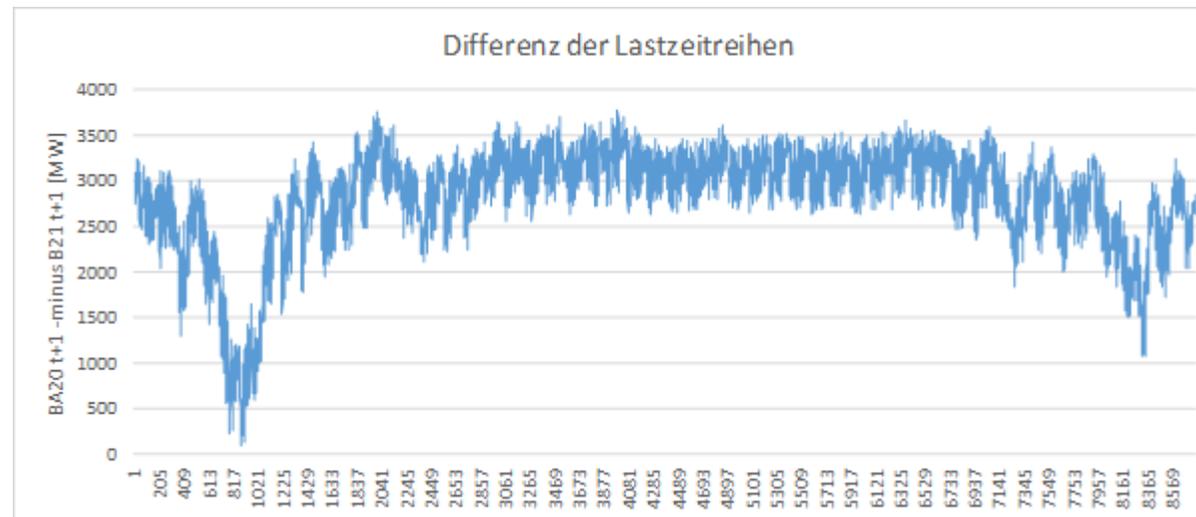
## Aufschlüsselung der Jahreshöchstlast



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

# Herleitung Jahreshöchstlast – Ergebnisse

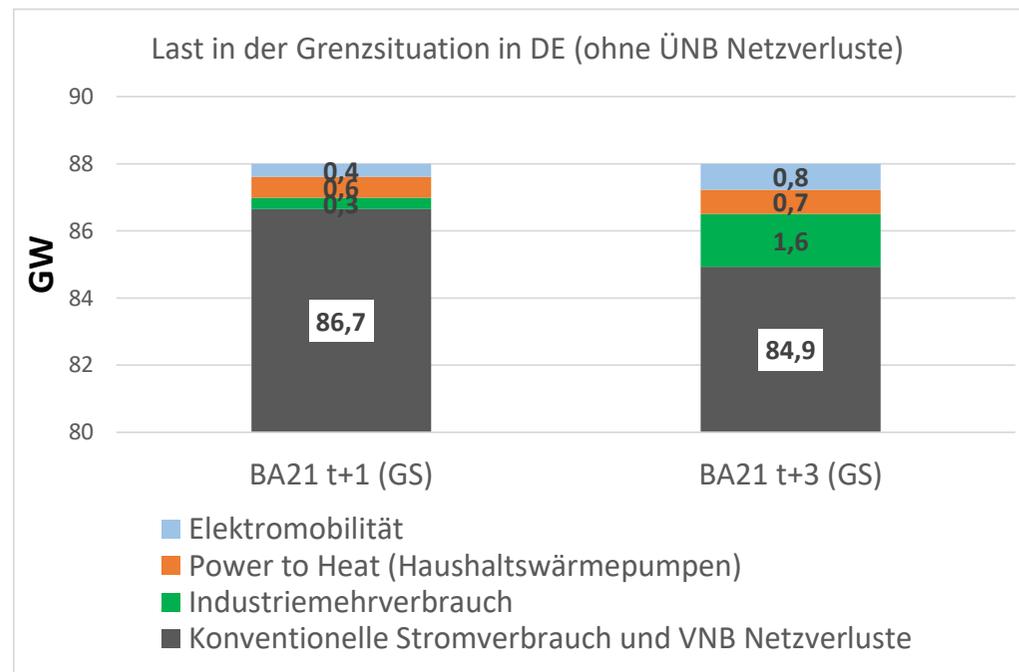
- Im Jahresverlauf ist zu erkennen, dass die gesamte Lastzeitreihe der BA21 t+1 in jeder Stunde kleiner ist als in der BA20 t+1. Dies ist vor allem auf die Aktualisierung des deutschen Stromverbrauchs von 2012 auf 2018 zurückzuführen<sup>1</sup>
- Im Sommer und in der Übergangszeit, wenn die Wärmepumpen wenig Strom nachfragen, entsteht ein Delta von bis zu 3,5 GW
- Somit spiegelt sich in der BA21 erstmalig eine deutliche Temperaturabhängigkeit in der Lastzeitreihe wider, dies ist bei der Skalierung der GS zu beachten



1) siehe Folie 33: Herleitung Stromverbrauch - Konventioneller Stromverbrauch

# Herleitung Last in Grenzsituation – Leitgedanken und Ergebnisse

- Die Jahreshöchstlast der synthetischen Woche liegt in der Stunde 282
- Der Stromverbrauch der neuen Stromanwendungen (Großverbraucher, Elektromobilität, Wärmepumpen,..) wird entsprechend der Stunde 282 des Jahreslaufs übernommen
- Der gesamte Stromverbrauch in der Stunde 282 soll entsprechend der Höchstlast in 2012 (88 GW) betragen, dazu wird der konventionelle Stromverbrauch in der Stunde 282 skaliert



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

**NTC**

---

*Europa*

---

*Kostenkomponenten*

---

# NTC

## Marktsimulation - Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

- Für die Zeithorizonte t+1 und t+3 der BA 2021 werden NTCs<sup>1</sup> unter der Berücksichtigung der minRAM-Vorgaben bestimmt
  
- 1. **Netzlevel A und B** (DE, AT, BE, CZ, DKW, FR, HU, IT, NL, PL, SI, SK)
  - Abschätzung basierend auf der thermischen Grenzkuppelkapazität mit Anwendung der „**Max-Regel**“:
  - $NTC = \text{MAX}(\text{thermische Grenzkuppelkapazität} \times N-1\text{-Faktor}^2 \times \text{minRAM-Vorgabe};$   
 $(\text{thermische Grenzkuppelkapazität} - \text{Kapazität der größten Leitung}) \times \text{minRAM-Vorgabe};$   
Standard-NTC<sup>3</sup> ohne minRAM-Anpassung)
  
- 2. **Netzlevel C** (BG, ES, GR, HR, PT, RO) und **Netzlevel D** (DKE, EE, FI, IE, LT, LV, SE)
  - Standard-NTC<sup>3</sup> ohne minRAM-Anpassung

1) NTC gelten in beide Handelsrichtungen

2) N-1-Faktor = Abschätzung zu 0,7

3) Standard-NTC = der im Rahmen der Ermittlung der Eingangsdaten für die BA2021 von den ÜNB erhobene Wert (vgl. Folie 63)

# minRAM-Werte je Land t+1

- Falls Aktionsplan (AP) vorliegt, werden etwaige zusätzliche Derogations (DG) vernachlässigt (→ NL, PL, s.u.)

Land	AP	DG in 2021	minRAM	Anmerkung / Begründung
AT		X	40,0%	Derogation, aber keine Information; Ergebnis des MACZT-Monitorings von APG für 1. HJ 2020 ergab eine MACZT der (limitierenden bzw. NTC begrenzenden) CNECs von 43%
BE		X	60,0%	Derogation, Reduktion der minRAM in Abhängigkeit der Loop Flow-Belastung (im Durchschnitt Reduktion um 10%)
DE	X		31,0%	Entsprechend Aktionsplan
FR			70,0%	Keine Information über Derogation in 2021
NL	X	X	62%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Bei Kuppelleitungen wird das max. der individuellen minRAM-Werte berücksichtigt. Derogations werden nicht berücksichtigt (bspw. über pauschale Reduktion der minRAM um 5-10%; s.o.), allerdings External Constraints
CZ		X	60,0%	Derogation, aber keine Information; Auswertung ergab, dass CEPS in 56% der Stunden im 1. HJ 2020 compliant mit 70% gewesen wäre
HU		X	35,0%	Derogation, aber keine Information; Auswertung der MAVIR ergab mittlere MACZT zwischen 20% und 50% im 1. HJ 2020
PL	X	X	30,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI			70,0%	Keine Information über Derogation in 2021
SK		X	70,0%	Derogation, aber keine Information
HR		X	70,0%	Derogation, aber keine Information
RO	X		70,0%	Aktionsplan, aber keine Information
IT			70,0%	Keine Information über Derogation in 2021

## minRAM-Werte je Land t+3

- Aufgrund nicht vorhandener Informationen zu Derogations (DG) werden ausschließlich Aktionspläne (AP) berücksichtigt

Land	AP	DG	minRAM	Anmerkung / Begründung
AT			70,0%	Kein Aktionsplan
BE			70,0%	Kein Aktionsplan
DE	X		50,5%	Entsprechend Aktionsplan
FR			70,0%	Kein Aktionsplan
NL	X		66%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Bei Kuppelleitungen wird das max. der individuellen minRAM-Werte berücksichtigt.
CZ			70,0%	Kein Aktionsplan
HU			70,0%	Kein Aktionsplan
PL	X		50,0%	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI			70,0%	Kein Aktionsplan
SK			70,0%	Kein Aktionsplan
HR			70,0%	Kein Aktionsplan
RO	X		70,0%	Aktionsplan, aber keine Information
IT			70,0%	Kein Aktionsplan

# NTC

## Marktsimulation - Bestimmung von „NTCs“

- Der „Standard-NTC“ (ohne Min-RAM) ergibt sich für die BA aus unterschiedlichen Quellen
  - Die NTCs aus dem **ENTSO-E Mid Term Adequacy Forecast (MAF)** mit den Zieljahren 2021 und 2025 bilden die Hauptquelle
    - Interpolation der Zwischenjahre auf Basis der Projektdaten (IBN, „transfer capacity increase“) des aktuellen TYNDP 2020
  - An den deutschen Grenzen werden daneben auch **Meldungen der ausländischen TSO** und dem **Systembetrieb** berücksichtigt
    - Die Systemführung liefert Informationen zur Abhängigkeit der NTCs DE-FR, DE-CH DE-NL und DE-DKW von der stündlichen Windeinspeisung (siehe Folien „C-Funktion“). Auch der grundlegende NTC t+1 wird für diese Grenzen von den Erfahrungen des Systembetriebs gespiegelt.
    - Für die Analyse der Grenzsituation werden **unter Berücksichtigung der Minimum-Regel** an den Ländergrenzen für t+1 und t+3 die von den benachbarten TSOs für den Starkwind/Starklast-Fall gemeldeten NTC-Werte genutzt. Für die bekannten Ländergrenzen wird analog zum Jahreslauf die C-Funktion angewendet.

# NTC

## Marktsimulation - Berechnung mit C-Funktion t+1

- An den Grenzen **DE-NL, DE-FR und DE-CH** wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die **C-Funktion** verwendet. Die C-Funktion reduziert den Standard-NTC in Abhängigkeit der Windeinspeisung in Deutschland.
- Zusätzlich wird eine **Einhaltung der Mindesthandelskapazitäten („minRAM“)** sichergestellt.
- Parametrierung:
  - Standard-NTC auf Basis der ÜNB-Meldungen MAF2019/TYNDP20 bilden Ausgangspunkt für C-Funktion
  - Übernahme „Windstufen“ (C-Funktion) aus Angaben Systembetrieb für t+1In der ersten Stufe wird 100% des Standard NTC (sNTC) vergeben. In den darauffolgenden Stufen erfolgt eine Reduktion um x MW

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC	sNTC
7.001	11.000	0	-500	-200	-262	0	0
11.001	14.000	0	-700	-400	-260	0	0
14.001	18.000	-649	-300	-200	-262	0	0
18.001	99.999	-332	-300	-400	-197	0	0

- Anwendung „Max-Regel“<sup>1</sup> auf alle Stufen der C-Funktion unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung

1) siehe Folie 60: Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

# NTC

## Marktsimulation - NTC-Berechnung mit C-Funktion und minRAM t+1 und t+3 (JL)

- Anwendung „Max-Regel“ auf alle Stufen der C-Funktion unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung:  
Wenn die minRAM größer ist als eine Stufe der C-Funktion (**rot** gekennzeichnet) ersetzt sie diese

- Jahreslauf t+1

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	4250	3000	2000	4250	3000	4000
7001	11000	4250	2500	1800	3988	3000	4000
11001	14000	4250	1800	1400	3728	3000	4000
14001	18000	3601	1500	1200	3466	3000	4000
18001	99999	3269	1200	800	3269	3000	4000
minRAM		3398	1233	0	3398	1233	0

- Jahreslauf t+3

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	4550	3000	2700	4550	3000	4600
7001	11000	4550	2500	2500	4288	3000	4600
11001	14000	4550	1800	2100	4028	3000	4600
14001	18000	3901	1500	1900	3766	3000	4600
18001	99999	3569	1200	1500	3569	3000	4600
minRAM		5535	2009	0	5535	2009	0

Wenn die minRAM alle Stufen der C-Funktion überschreitet, gibt es für die betroffene Grenze keine Windabhängigkeit mehr.

# NTC

## Marktsimulation - NTC-Berechnung mit C-Funktion und minRAM t+1 und t+3 (GS)

- Anwendung „Max-Regel“ auf alle Stufen der C-Funktion unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung:  
Wenn die minRAM größer ist als eine Stufe der C-Funktion (**rot** gekennzeichnet) ersetzt sie diese

- Grenzsituation t+1

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	2968	1800	2000	2968	1800	4000
7001	11000	2968	1300	1800	2706	1800	4000
11001	14000	2968	600	1400	2446	1800	4000
14001	18000	2319	300	1200	2184	1800	4000
18001	99999	1987	0	800	1987	1800	4000
minRAM		3398	1233	0	3398	1233	0

- Grenzsituation t+3

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7000	3268	1800	3000	3268	1800	4600
7001	11000	3268	1300	2800	3006	1800	4600
11001	14000	3268	600	2400	2746	1800	4600
14001	18000	2619	300	2200	2484	1800	4600
18001	99999	2287	0	1800	2287	1800	4600
minRAM		5535	2009	0	5535	2009	0

Wenn die minRAM alle Stufen der C-Funktion überschreitet, gibt es für die betroffene Grenze keine Windabhängigkeit mehr.

# NTC

## Marktsimulation - Ermittlung der Handelskapazität an der Grenze DE-DKW (Jahreslauf/GS)

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

Angaben in [MW]		2021/2022 (t+1)		2023/2024 (t+3)	
TenneT Wind (Onshore+Offshore) von	TenneT Wind (Onshore+Offshore) bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	2500	2500	3500	3500
5000	6000	2500	2500	3500	2900
6000	7000	2500	2400	3500	2800
7000	8000	2500	2300	3500	2550
8000	9000	2500	1500	3500	1950
9000	10000	2500	1500	3500	1950
10000	99999	2500	1500	3500	1950

- Die Mindest-Import-NTC von 1500 MW (t+1) und 1950 MW (t+3) ergeben sich auf Basis von TenneT's commitment unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse (2020) und Westküstenleitung (2023).

# Annahmen zu Handelskapazitäten von marktgebietsübergreifenden HGÜs

- Im Jahreslauf werden jeweils 100% der HGÜ-Kapazität für den Handel freigegeben.
- In der Grenzsituation werden die Kapazitäten von HGÜs auf 70% beschränkt.
- Die HGÜ zwischen DE und Skandinavien in DE-Importrichtung (Skandinavien → DE) werden weiter eingeschränkt.<sup>1</sup> Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem CEP-Zielwert von 70% (zum 01.01.2026; s. Tabelle).  
In Exportrichtung (DE → Skandinavien) wird 70% der Kapazität für den Handel freigegeben.

HGÜ-Verbindung	Startwert (zum 01.01.2020)	DE-Importkapazität t+1	DE-Importkapazität t+3
Baltic Cable (DE-SE)	41,0%	50,67%	60,33%
Kontek (DE-DKE)	70,0%	70,0%	70,0%
NordLink (DE-NO)	0,0%	23,33 %	46,67%

- Die Berechnung der Startwerte erfolgte auf Basis historischer Auslastungswerte der HGÜ-Verbindungen.
  - Für bestehende Verbindungen wurde das Maximum aus dem Durchschnittswert der Jahre 2016 bis 2018 und dem Durchschnittswert des Jahres 2018 angesetzt.
  - Für neu hinzukommende Verbindungen (→ NordLink in 2021) wurde ein Startwert von 0% festgelegt.
- Die Kapazität der innerhalb der Flow-based Region befindlichen HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) wird in der Grenzsituation sowohl in Ex- als auch in Importrichtung begrenzt.<sup>2</sup> Die im jeweiligen Betrachtungszeitraum freigegebene Kapazität ergibt sich wie folgt:<sup>3</sup>

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

1: Grund ist die Annahme, dass in Situationen mit hoher Netzbelastung in DE nur die mindestens nach CEP freizugebenden Kapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden, da höhere Importe aus Skandinavien den RD-Bedarf steigern würden.

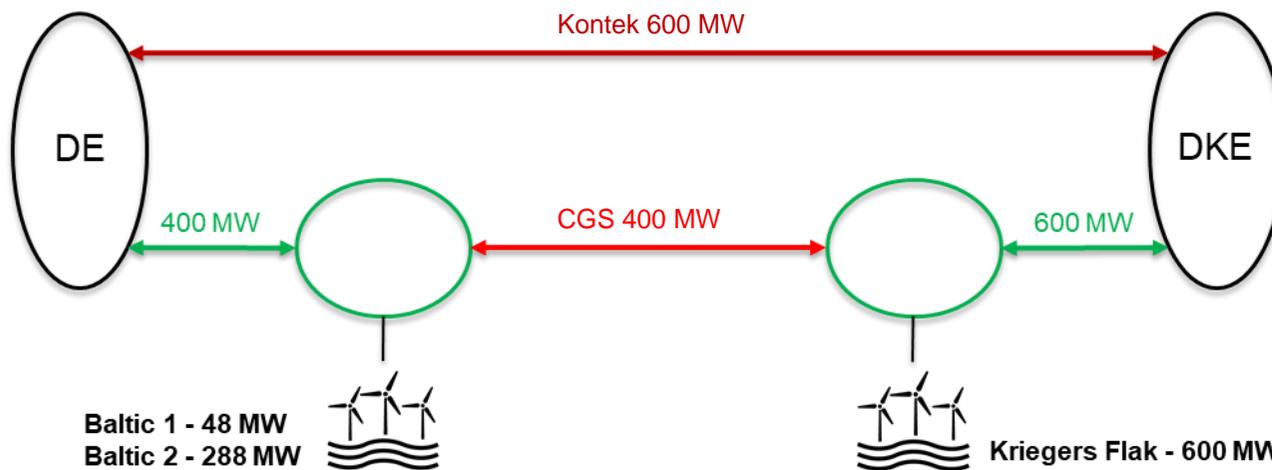
2: Annahme: ALEGrO besitzt im Gegensatz zu den HGÜ-Verbindungen zwischen DE und Skandinavien keine eindeutige entlastende oder belastende Wirkung.

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

# 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 - Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+1

Grenze	Standard NTC		minRAM NTC		NTC BA21 t+1		
	NTC JL	NTC GS	minRAM(1): (Thermische Grenzkuppelkapazität - Kapazität der größten Leitung) * minRAM	minRAM(2): (Thermische Grenzkuppelkapazität * 0,7 * minRAM	finaler NTC JL	finaler NTC GS	Bemerkung
AT-DE	4900	4900	2484	2560	<b>4900</b>	<b>4900</b>	NTC
CH-DE	4000	4000	0	0	<b>4000</b>	<b>4000</b>	C-Funktion
CZ-DE	2100	3000	898	1295	<b>2100</b>	<b>3000</b>	NTC
DE-AT	4900	4900	2484	2560	<b>4900</b>	<b>4900</b>	NTC
DE-CH	2000	2000	0	0	<b>2000</b>	<b>2000</b>	C-Funktion
DE-CZ	1500	2200	898	1295	<b>1500</b>	<b>2200</b>	NTC
DE-DKW	2500	2500	0	0	<b>2500</b>	<b>2500</b>	NTC
DE-FR	3000	1800	685	1233	<b>3000</b>	<b>1800</b>	C-Funktion
DE-LU	999999	999999	0	0	<b>999999</b>	<b>999999</b>	NTC
DE-NL	4250	2968	2427	3398	<b>4250</b>	<b>3398</b>	C-Funktion
DE-PL	500	300	1086	1106	<b>1106</b>	<b>1106</b>	minRAM
DKW-DE	2500	2500	0	0	<b>2500</b>	<b>2500</b>	NTC
FR-DE	3000	1800	685	1233	<b>3000</b>	<b>1800</b>	C-Funktion
LU-DE	999999	999999	0	0	<b>999999</b>	<b>999999</b>	NTC
NL-DE	4250	2968	2427	3398	<b>4250</b>	<b>3398</b>	C-Funktion
PL-DE	3000	400	1086	1106	<b>3000</b>	<b>1106</b>	NTC
SE-DE1	615	615	0	0	<b>615</b>	<b>308</b>	HGÜ (100% / 50,7%)
DKE-DE1	600	600	0	0	<b>600</b>	<b>420</b>	HGÜ (100% / 70%)
BE-DE1	1000	1000	0	0	<b>1000</b>	<b>500</b>	HGÜ (100% / 50%)
DKE-DE2	400	400	0	0	<b>400</b>	<b>280</b>	HGÜ (100% / 70%)
NO-DE1	1400	1400	0	0	<b>1400</b>	<b>327</b>	HGÜ (100% / 23,3%)

# NTC

## Marktsimulation - Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+3

Grenze	Standard NTC		minRAM NTC		NTC BA21 t+3		
	NTC JL	NTC GS	minRAM(1): (Thermische Grenzkupplkapazität - Kapazität der größten Leitung) * minRAM	minRAM(2): (Thermische Grenzkupplkapazität * 0,7 * minRAM	finaler NTC JL	finaler NTC GS	Bemerkung
AT-DE	4900	4900	5352	5735	<b>5735</b>	<b>5735</b>	minRAM
CH-DE	4600	4600	0	0	<b>4600</b>	<b>4600</b>	C-Funktion
CZ-DE	2100	3000	1462	2109	<b>2109</b>	<b>3000</b>	minRAM
DE-AT	4900	4900	5352	5735	<b>5735</b>	<b>5735</b>	minRAM
DE-CH	2700	3000	0	0	<b>2700</b>	<b>3000</b>	C-Funktion
DE-CZ	1500	2200	1462	2109	<b>2109</b>	<b>2200</b>	minRAM
DE-DKW	3500	3500	0	0	<b>3500</b>	<b>3500</b>	NTC
DE-FR	3000	1800	1115	2009	<b>3000</b>	<b>2009</b>	C-Funktion
DE-LU	999999	999999	0	0	<b>999999</b>	<b>999999</b>	NTC
DE-NL	5535	3268	3954	5535	<b>5535</b>	<b>5535</b>	C-Funktion
DE-PL	500	300	1810	1843	<b>1843</b>	<b>1843</b>	minRAM
DKW-DE	3500	3500	0	0	<b>3500</b>	<b>3500</b>	NTC
FR-DE	3000	1800	1115	2009	<b>3000</b>	<b>2009</b>	C-Funktion
LU-DE	999999	999999	0	0	<b>999999</b>	<b>999999</b>	NTC
NL-DE	5535	3268	3954	5535	<b>5535</b>	<b>5535</b>	C-Funktion
PL-DE	2500	-100	1810	1843	<b>2500</b>	<b>1843</b>	NTC
SE-DE1	615	615	0	0	<b>615</b>	<b>369</b>	HGÜ (100% / 60,3%)
DKE-DE1	600	600	0	0	<b>600</b>	<b>420</b>	HGÜ (100% / 70%)
BE-DE1	1000	1000	0	0	<b>1000</b>	<b>505</b>	HGÜ (100% / 50,5%)
DKE-DE2	400	400	0	0	<b>400</b>	<b>280</b>	HGÜ (100% / 70%)
NO-DE1	1400	1400	0	0	<b>1400</b>	<b>653</b>	HGÜ (100% / 46,7%)

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

**Europa**

---

*Kostenkomponenten*

---

# Europa

## Marktsimulation - Installierte Leistung und Höchstlasten im Ausland, inkl. AT

### ▪ Abfrage bei (benachbarten) ausländischen TSO:

- Im Rahmen der Systemanalysen 2021 wurden die (benachbarten) ausl. TSO für den **Zeithorizont t+1** zu folgenden Daten abgefragt:
  - NTC, Last zu Referenzzeitpunkten

- Die Rückmeldungen werden entsprechend in den Eingangsdaten berücksichtigt.

### ▪ Mantelzahlen:

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den von den ausländischen TSO gemeldeten Werten für den **Midterm Adequacy Forecast (MAF 2019): 2021 und 2025** indem diese auf die Zieljahre der Systemanalyse interpoliert werden
- Die **Lastzeitreihen** (Jahreslauf) für das Ausland werden ohne weitere Anpassung der Datenbasis von ENTSO-E übernommen. Es werden die Lastzeitreihen des Wetterjahres 2012 verwendet, die von ENTSO-E mit einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete und das Szenariojahr 2021 hergeleitet wurden und im MAF 2019 Anwendung fanden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage für die Anpassungen der Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.
- Die Informationen des **konv. Kraftwerkspark** im Ausland entstammen ebenfalls der Datenbasis von ENTSO-E.

# Europa

## Marktsimulation - Installierte Leistungen t+1 (2021/22)

2021/2022 (t+1)	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	4,4	2,2	4,0	0,0	0,0	60,5	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	7,6	1,0	0,3
Steinkohle	0,2	0,6	0,0	0,4	0,3	1,2	2,1	0,2	6,0	0,0	4,0	14,8	0,0	0,8
Erdgas	4,1	6,0	0,0	1,3	0,5	0,4	6,9	2,2	30,7	0,0	12,1	2,0	0,2	0,7
Mineraloelprodukte	0,2	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	1,3	0,4	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	1,0	1,2	0,8	1,6	0,3	0,7	6,8	0,5	6,2	0,1	4,5	6,7	0,1	0,1
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>5,4</b>	<b>12,4</b>	<b>3,0</b>	<b>12,4</b>	<b>1,4</b>	<b>2,4</b>	<b>77,6</b>	<b>6,0</b>	<b>43,7</b>	<b>0,1</b>	<b>21,1</b>	<b>31,2</b>	<b>2,1</b>	<b>4,7</b>
Pumpspeicher	3,6	1,3	4,0	1,2	0,0	0,0	3,5	0,0	7,6	1,3*	0,0	1,5	0,3	0,9
Speicherwasser	2,4	0,0	8,2	0,7	0,0	0,0	8,3	0,0	10,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Schwellwasser	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	6,0	0,1	4,1	0,4	0,0	0,0	13,6	0,1	5,7	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5
<b>Summe Wasserkraft</b>	<b>13,6</b>	<b>1,5</b>	<b>16,3</b>	<b>2,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>25,5</b>	<b>0,1</b>	<b>23,4</b>	<b>1,4</b>	<b>0,0</b>	<b>2,2</b>	<b>1,3</b>	<b>2,4</b>
Wind_Onshore	4,2	2,9	0,1	0,4	0,9	3,9	21,0	0,3	11,2	0,3	4,8	6,6	0,0	0,0
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	0,7	1,6	0,7	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0
PV	3,1	5,7	3,1	2,5	0,3	0,9	16,7	3,9	24,1	0,2	7,9	1,8	0,3	0,6
Sonstige_EE	0,6	0,5	0,7	0,9	0,3	0,5	2,3	0,3	4,6	0,0	0,5	0,9	0,0	0,2
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>7,9</b>	<b>11,4</b>	<b>4,0</b>	<b>3,8</b>	<b>2,1</b>	<b>6,8</b>	<b>40,7</b>	<b>4,5</b>	<b>39,9</b>	<b>0,5</b>	<b>16,3</b>	<b>9,3</b>	<b>0,4</b>	<b>0,8</b>
<b>Gesamt</b>	<b>25,9</b>	<b>24,0</b>	<b>22,4</b>	<b>16,8</b>	<b>3,2</b>	<b>8,6</b>	<b>137,0</b>	<b>10,1</b>	<b>100,8</b>	<b>1,8</b>	<b>32,9</b>	<b>36,0</b>	<b>3,6</b>	<b>7,8</b>

\* Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet (siehe Folie 11)

# Europa

## Marktsimulation - Installierte Leistungen t+3 (2023/24)

2023/2024 (t+3)	AT	BE	CH	CZ	DKE	DKW	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	1,5	2,2	4,0	0,0	0,0	61,4	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	7,6	0,9	0,2
Steinkohle	0,1	0,6	0,0	0,4	0,3	1,2	0,7	0,2	6,0	0,0	4,0	15,5	0,0	0,7
Erdgas	3,6	7,2	0,0	1,3	0,5	0,4	7,3	2,2	30,4	0,0	11,4	2,0	0,2	0,7
Mineraloelprodukte	0,2	0,1	0,0	0,0	0,2	0,1	0,5	0,4	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige	1,0	1,2	0,8	1,5	0,3	0,6	6,6	0,5	6,2	0,1	4,4	6,6	0,2	0,1
<b>Summe konv. Kapazitäten</b>	<b>4,8</b>	<b>10,7</b>	<b>3,0</b>	<b>12,3</b>	<b>1,3</b>	<b>2,3</b>	<b>76,5</b>	<b>5,8</b>	<b>43,4</b>	<b>0,1</b>	<b>20,2</b>	<b>31,7</b>	<b>2,0</b>	<b>4,5</b>
Pumpspeicher	4,0	1,4	4,0	1,2	0,0	0,0	3,5	0,0	7,6	1,3*	0,0	1,5	0,4	0,9
Speicherwasser	2,4	0,0	8,2	0,7	0,0	0,0	8,4	0,0	10,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Schwellwasser	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	6,1	0,1	4,1	0,4	0,0	0,0	13,6	0,1	5,8	0,0	0,0	0,5	1,1	1,5
<b>Summe Wasserkraft</b>	<b>14,3</b>	<b>1,5</b>	<b>16,3</b>	<b>2,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>25,5</b>	<b>0,1</b>	<b>23,7</b>	<b>1,4</b>	<b>0,0</b>	<b>2,2</b>	<b>1,5</b>	<b>2,4</b>
Wind_Onshore	5,1	3,3	0,2	0,5	1,0	4,0	24,7	0,3	11,8	0,3	5,4	6,9	0,0	0,1
Wind_Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	0,9	1,6	2,2	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0
PV	4,4	7,0	3,7	2,8	0,4	1,0	21,5	4,6	25,7	0,2	9,9	2,9	0,4	0,6
Sonstige_EE	0,6	0,3	0,8	0,9	0,3	0,5	2,5	0,3	4,7	0,0	0,5	0,9	0,0	0,2
<b>Summe Kapazitäten EE</b>	<b>10,0</b>	<b>12,8</b>	<b>4,7</b>	<b>4,2</b>	<b>2,5</b>	<b>7,0</b>	<b>50,8</b>	<b>5,2</b>	<b>42,2</b>	<b>0,6</b>	<b>20,3</b>	<b>10,7</b>	<b>0,4</b>	<b>0,9</b>
<b>Gesamt</b>	<b>28,2</b>	<b>23,8</b>	<b>23,2</b>	<b>17,2</b>	<b>3,6</b>	<b>8,7</b>	<b>146,2</b>	<b>10,6</b>	<b>103,1</b>	<b>1,9</b>	<b>36,2</b>	<b>38,0</b>	<b>3,8</b>	<b>7,7</b>

\* Die Pumpspeicher in Luxemburg (KW Vianden) werden dem deutschen Marktgebiet zugeordnet (siehe Folie 12)

# Europa

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

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2020 ist derzeit **keine** Kraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.
- Es besteht ein gesichertes RD-Potenzial in AT in Höhe von 1,5 GW

# Europa

## Marktsimulation - Höchstlasten t+1 (2021/22) und t+3 (2023/24)

- **Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:**
  - Verwendung aktueller Rückmeldungen der ausländischen TSO. Liegen keine Rückmeldungen vor, werden die Werte aus dem europäischen **Midterm Adequacy Forecast 2019 (MAF) oder Vorjahresmeldungen** verwendet
  - Keine zeithorizontabhängige Unterscheidung der Lasten SWSL

**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.

Rückmeldung („Starkwind/Starklast“ )	Höchstlast t+1 und t+3 [GW]	Kommentar
AT	11,7	Rückmeldung T+1
BE	13,2	Rückmeldung T+1
CH	7,8	Rückmeldung T+1
CZ	9,6	Rückmeldung T+1
DK-E	2,4	Rückmeldung T+1
DK-W	3,8	Rückmeldung T+1
ES	41,8	Rückmeldung T+1 BA19
FI	12,8	2021 - MAF2019
FR	93,4	Rückmeldung T+1
GB	50,8	2021 - MAF2019
HU	7,0	Rückmeldung T+1
IE	4,5	2021 - MAF2019
IT	52,0	Rückmeldung T+1 BA19
LU	0,8	2021 - MAF2019
NI	1,7	2022 - MAF2019
NL	18,2	Rückmeldung T+1
NO	21,4	2021 - MAF2019
PL	27,1	Rückmeldung T+1 BA19
PT	7,2	2021 - MAF2019
SE	22,6	Rückmeldung T+1 BA19
SI	2,2	Rückmeldung T+1
SK	4,0	Rückmeldung T+1

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 4. Eingangsparmeter & Methodik – Marktsimulation

---

*Allgemeines*

---

*Konventioneller Kraftwerkspark DE*

---

*KWK <10MW*

---

*Erneuerbare Energien (EE) in DE*

---

*Offshore Windparks DE*

---

*Verbrauch/Höchstlasten DE*

---

*NTC*

---

*Europa*

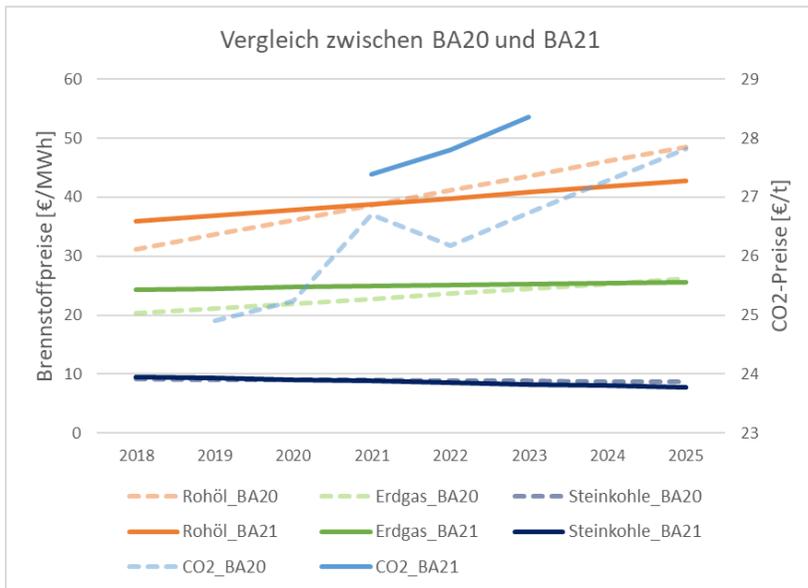
---

*Kostenkomponenten*

---

# Kostenkomponenten

Marktsimulation - Brennstoff- und CO2-Preise t+1 (2021/22) und t+3 (2023/24)



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2018 und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **World Energy Outlook 2019 (WEO2019)**.
- konstant angenommene Braunkohle- und Kernbrennstoff Preise.
- Ableitung der CO<sub>2</sub>-Preise anhand der **durchschnittlichen Future Preise** für die Jahre 2020 bis 2023.

	Rohöl [€ <sub>2018</sub> /MWh]	Erdgas [€ <sub>2018</sub> /MWh]	Steinkohle [€ <sub>2018</sub> /MWh]	Braunkohle [€ <sub>2018</sub> /MWh]	Kernbrennstoff [€ <sub>2018</sub> /MWh]	CO <sub>2</sub> -Preise [€/t]
<b>(t+1)</b>	38,8	24,9	8,8	3,0	1,4	27,4
<b>(t+3)</b>	40,8	25,3	8,3	3,0	1,4	28,4

	Rohöl [\$ <sub>2018</sub> /barrel]	Erdgas [\$ <sub>2018</sub> /Mbtu]	Steinkohle [\$ <sub>2018</sub> /t]
<b>(t+1)</b>	73,57	7,77	84,71
<b>(t+3)</b>	77,29	7,89	79,86

Wechselkurs: 1 USD = 0,8467 EUR

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

---

2. Randbedingungen

---

3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen

---

4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation

---

**5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling**

---

6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen

---

7. Identifikation der Grenzsituation

---

8. Marktsimulation

---

9. Netzanalysen

---

10. Fazit

---

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 5. Eingangsparmeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

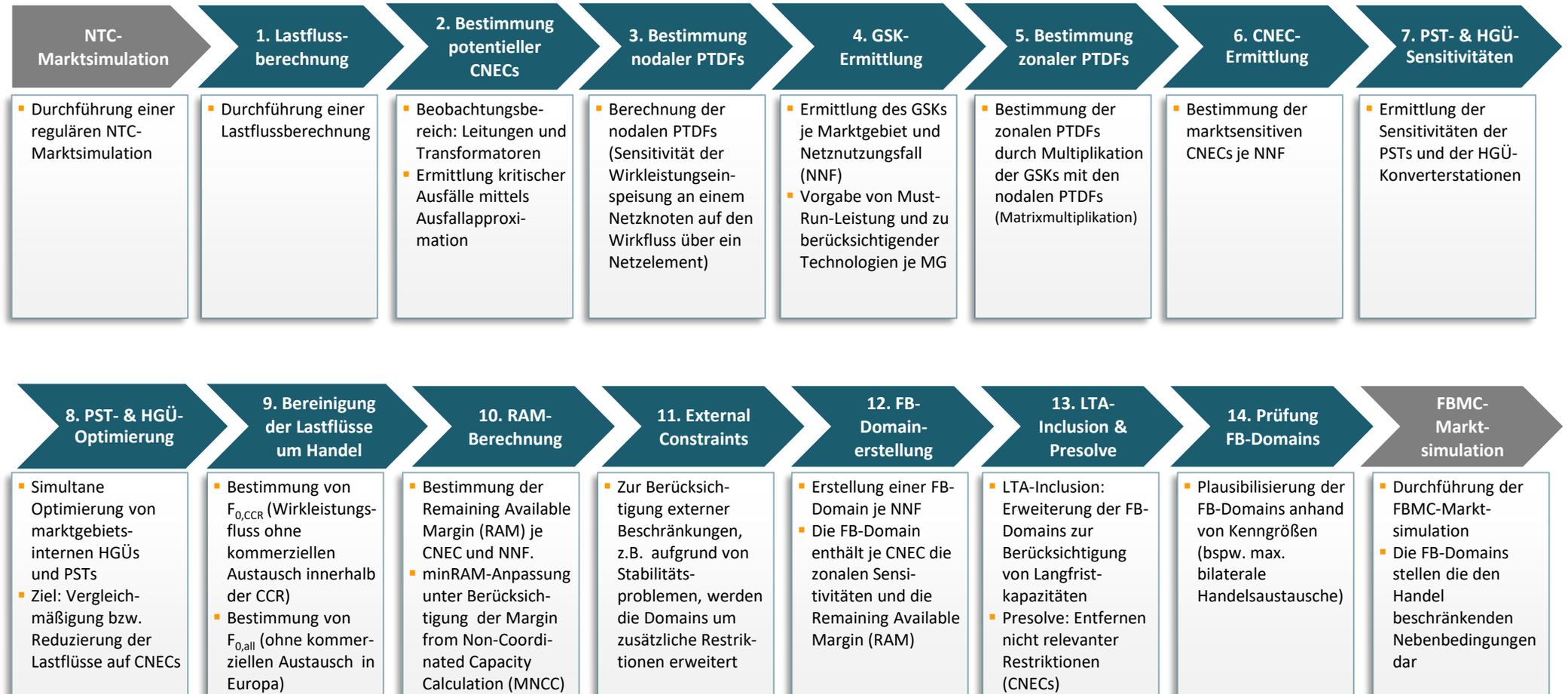
---

*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Prozessablaufdiagramm



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 & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

---

*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+1 (04/2021 – 03/2022)

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	<b>EM-Methode</b>	Standard Hybrid Coupling	Analog zur CWE-Methodik (Stand 2020)
1.2	<b>FB-Region (CCR)</b>	CWE: AT, BE, DE/LU, FR, NL	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Go-live-Datum von Core-FBMC: 02/2022 (jüngste Vorgabe EU-Kommission)</li> <li>– DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)</li> </ul>
1.3	<b>non-CCR-Marktgebiete</b>	EU Mitgliedsstaaten: BG, CZ, DKE, DKW, ES, GR, HR, HU, IT, LT, PL, PT, RO, SE, SI, SK Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, NO, RS	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	<b>CNECs</b>	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV; PTDF-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	
1.5	<b>minRAM-Faktoren</b>	AT: $R_{all} = 40,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ BE: $R_{all} = 60,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ DE: $R_{all} = 31,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ FR: $R_{all} = 70,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ NL: $R_{all} = 37,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$	Siehe ausführliche Informationen auf Folie 84.
1.6	<b>minRAM-Anpassung (AMR)</b>	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq \min RAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq \min RAM_{CCR}$ mit: $\min RAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$ ; $\min RAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$ ; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	
1.7	<b>MNCC</b>	DE: Berücksichtigung der für den Handel außerhalb der CCR zur Verfügung gestellten Kapazitäten (NTC-Werte) Alle anderen CCR-Marktgebiete: Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	
1.8	<b>FRM</b>	Pauschal 10% von $F_{max}$	
1.9	<b>GSK-Strategie</b>	Vereinfachte Abbildung der CWE-Methodik (Stand 2020)	
1.10	<b>PSTs</b>	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analog zur CWE-Methodik (Stand 2020)</li> <li>- „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs</li> </ul>
1.11	<b>HGÜs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden</li> <li>- Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und von 50% in der Grenzsituation (Abbildung mittels „Evolved Flow-Based“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA (Details s. Folie 86).</li> <li>- Alle übrigen HGÜ-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation <u>maximal</u> mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt (s. Folie 86).</li> </ul>
1.12	<b>External Constraints</b>	Vereinfachte Abbildung der CWE-Methodik (Stand 2020)	
1.13	<b>LTAs</b>	Verwendung der realen Werte aus 2020	

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte der Parametrierung und Arbeitshypothesen für t+3 (04/2023 – 03/2024)

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	<b>EM-Methode</b>	Standard Hybrid Coupling (kein Advanced Hybrid Coupling (AHC))	Rechtliche Vorgabe: Konzept für AHC 18 Monate nach Core Go-live; Umsetzung bis Q1 2024 unwahrscheinlich
1.2	<b>FB-Region (CCR)</b>	Core-Fokusregion: AT, BE, CZ, DE/LU, FR, HU, NL, PL, SI, SK	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Go-live-Datum von Core-FBMC: 02/2022 (jüngste Vorgabe EU-Kommission)</li> <li>- LU, HR, RO: Abbildung über NTCs</li> <li>- DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = <math>\infty</math>)</li> </ul>
1.3	<b>non-CCR-Marktgebiete</b>	EU Mitgliedsstaaten: BG, DKE, DKW, ES, GR, HR, IT, LT, PT, RO, SE Drittstaaten: AL, BA, CH, GB, ME, MK, NO, RS	Berücksichtigung bei Bestimmung der MNCC.
1.4	<b>CNECs</b>	CNEs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente ( $\geq 220$ kV; PTFD-Grenzwert: 5%) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente ( $\geq 220$ kV)	Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) wird evtl. nur die 380 kV-Spannungsebene berücksichtigt.
1.5	<b>minRAM-Faktoren</b>	DE: $R_{all} = 50,5\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ NL: $R_{all} = 53,0\%$ / ind. (interne NE / GKL), $R_{CCR} = 20,0\%$ PL: $R_{all} = 50,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$ Übrige CCR-Marktgebiete: $R_{all} = 70,0\%$ , $R_{CCR} = 20,0\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aktionspläne von DE, NL und PL werden berücksichtigt (s. Folie 85).</li> <li>- Für DE gilt: Bereitstellung von mind. 50,5% der Übertragungskapazität für den europäischen Handel und von mind. 20% für den Handel innerhalb der CCR.</li> </ul>
1.6	<b>minRAM-Anpassung (AMR)</b>	I) $RAM_{0,CCR} + MNCC + AMR \geq minRAM_{all}$ II) $RAM_{0,CCR} + AMR \geq minRAM_{CCR}$ mit: $minRAM_{all} = R_{all} \times F_{max}$ ; $minRAM_{CCR} = R_{CCR} \times F_{max}$ ; $RAM_{0,CCR} = F_{max} - F_{0,CCR} - FRM$	
1.7	<b>MNCC</b>	Berücksichtigung des erwarteten Handels außerhalb der CCR (Fuaf)	Fuaf-Methodik ist Core-Zielmethodik.
1.8	<b>FRM</b>	Pauschal 10% von $F_{max}$	
1.9	<b>GSK-Strategie</b>	Vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2020)	
1.10	<b>PSTs</b>	Freigabe von ca. 30% des Stufungsbereichs für den Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analog zur Core-Methodik (Stand 2020)</li> <li>- „Gleichbehandlung“ grenznaher und grenzferner PSTs</li> </ul>
1.11	<b>HGÜs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marktgebietsinterne HGÜs innerhalb der CCR: nicht vorhanden</li> <li>- Marktgebietsübergreifende HGÜs innerhalb der CCR (ALEGrO): Freigabe von 100% der Kapazität für den Markt im Jahreslauf und von 50,5% in der Grenzsituation (Abbildung mittels „Evolved Flow-Based“)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Begrenzung von ALEGrO in der Grenzsituation erfolgt auf Wunsch der BNetzA (Details s. Folie 86).</li> <li>- Alle übrigen HGÜ-Interkonnektoren werden im Jahreslauf ebenfalls mit 100% und in der Grenzsituation maximal mit 70% der Kapazität (ggf. liegt ind. Maximalwert vor) berücksichtigt (s. Folie 86).</li> </ul>
1.12	<b>External Constraints</b>	Keine	Annahme: External Constraints entfallen bis 2023/24.
1.13	<b>LTAs</b>	Verwendung der realen Werte aus 2020	Core-LTA-Methodik ist noch undefiniert und wird bis 2023/24 wahrscheinlich nicht umgesetzt sein. Für die Zwischenphase wird von einer Beibehaltung des Status Quo ausgegangen.

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – minRAM-Werte je Land für t+1

- Falls Aktionsplan (AP) vorliegt, werden etwaige zusätzliche Derogations (DG) vernachlässigt (→ NL, PL, s.u.)

Land	AP	DG in 2021	minRAM intern	minRAM Grenze	Anmerkung / Begründung
AT		X	40,0%		Derogation, aber keine Information; Ergebnis des MACZT-Monitorings von APG für 1. HJ 2020 ergab eine MACZT der (limitierenden bzw. NTC begrenzenden) CNECs von 43%
BE		X	60,0%		Derogation, Reduktion der minRAM in Abhängigkeit der Loop Flow-Belastung (im Durchschnitt Reduktion um 10%)
DE	X		31,0%		Entsprechend Aktionsplan
FR			70,0%		Keine Information über Derogation in 2021
NL	X	X	37,0%	Individuell für jede Leitung (37% - 62%)	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für alle <u>internen</u> Netzelemente (NE), da minRAM-Startwerte dieser NE sehr ähnlich sind. Bei Kuppelleitungen werden individuelle minRAM-Werte berücksichtigt. Derogations werden nicht berücksichtigt (bspw. über pauschale Reduktion der minRAM um 5-10%; s.o.), allerdings External Constraints
CZ		X	60,0%		Derogation, aber keine Information; Auswertung ergab, dass CEPS in 56% der Stunden im 1. HJ 2020 compliant mit 70% gewesen wäre
HU		X	35,0%		Derogation, aber keine Information; Auswertung der MAVIR ergab mittlere MACZT zwischen 20% und 50% im 1. HJ 2020
PL	X	X	30,0%		Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI			70,0%		Keine Information über Derogation in 2021
SK		X	70,0%		Derogation, aber keine Information
HR		X	70,0%		Derogation, aber keine Information
RO	X		70,0%		Aktionsplan, aber keine Information
IT			70,0%		Keine Information über Derogation in 2021

# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – minRAM-Werte je Land für t+3

- Aufgrund nicht vorhandener Informationen zu Derogations (DG) werden ausschließlich Aktionspläne (AP) berücksichtigt

Land	AP	DG	minRAM intern	minRAM Grenze	Anmerkung / Begründung
AT			70,0%		Kein Aktionsplan
BE			70,0%		Kein Aktionsplan
DE	X		50,5%		Entsprechend Aktionsplan
FR			70,0%		Kein Aktionsplan
NL	X		53,0%	Individuell für jede Leitung (53% - 66%)	Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für alle <u>internen</u> Netzelemente (NE), da minRAM-Startwerte dieser NE sehr ähnlich sind. Bei Kuppelleitungen werden individuelle minRAM-Werte berücksichtigt.
CZ			70,0%		Kein Aktionsplan
HU			70,0%		Kein Aktionsplan
PL	X		50,0%		Aktionsplan mit leitungsscharfen minRAM-Werten liegt vor. Ein (gemittelter) Wert für <u>alle</u> Netzelemente, da minRAM-Startwerte sehr ähnlich sind.
SI			70,0%		Kein Aktionsplan
SK			70,0%		Kein Aktionsplan
HR			70,0%		Kein Aktionsplan
RO	X		70,0%		Aktionsplan, aber keine Information
IT			70,0%		Kein Aktionsplan

# Annahmen zu Handelskapazitäten in der BA2021

## Marktgebietsübergreifende HGÜs

- Im Jahreslauf werden jeweils 100% der HGÜ-Kapazität für den Handel freigegeben.
- In der Grenzsituation werden die Kapazitäten von HGÜs zwischen DE und Skandinavien in DE-Importrichtung (Skandinavien → DE) weiter eingeschränkt.<sup>1</sup> Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem CEP-Zielwert von 70% (zum 01.01.2026; s. Tabelle).  
In Exportrichtung (DE → Skandinavien) wird 70% der Kapazität für den Handel freigegeben.

HGÜ-Verbindung	Startwert (zum 01.01.2020)	DE-Importkapazität t+1	DE-Importkapazität t+3
Baltic Cable (DE-SE)	41,0%	50,67%	60,33%
Kontek (DE-DKE)	70,0%	70,0%	70,0%
NordLink (DE-NO)	0,0%	23,33 %	46,67%

- Die Berechnung der Startwerte erfolgte auf Basis historischer Auslastungswerte der HGÜ-Verbindungen.
  - Für bestehende Verbindungen wurde das Maximum aus dem Durchschnittswert der Jahre 2016 bis 2018 und dem Durchschnittswert des Jahres 2018 angesetzt.
  - Für neu hinzukommende Verbindungen (→ NordLink in 2021) wurde ein Startwert von 0% festgelegt.
- Die Kapazität der innerhalb der Flow-based Region befindlichen HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) wird in der Grenzsituation sowohl in Ex- als auch in Importrichtung begrenzt.<sup>2</sup> Die im jeweiligen Betrachtungszeitraum freigegebene Kapazität ergibt sich wie folgt:<sup>3</sup>

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

1: Grund ist die Annahme, dass in Situationen mit hoher Netzbelastung in DE nur die mindestens nach CEP freizugebenden Kapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden, da höhere Importe aus Skandinavien den RD-Bedarf steigern würden.

2: Annahme: ALEGrO besitzt im Gegensatz zu den HGÜ-Verbindungen zwischen DE und Skandinavien keine eindeutige entlastende oder belastende Wirkung.

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

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 5. Eingangsparmeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

***FB-Region und CNECs***

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

---

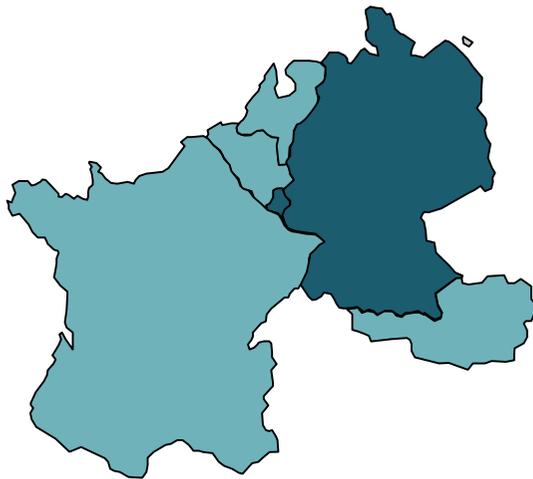
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

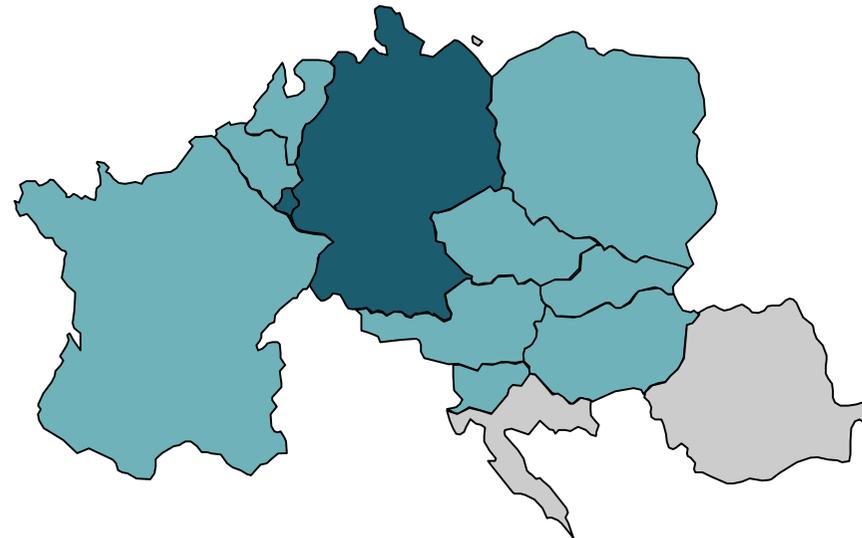
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – FB-Region (CCR)

### BA2021 t+1



### BA2021 t+3



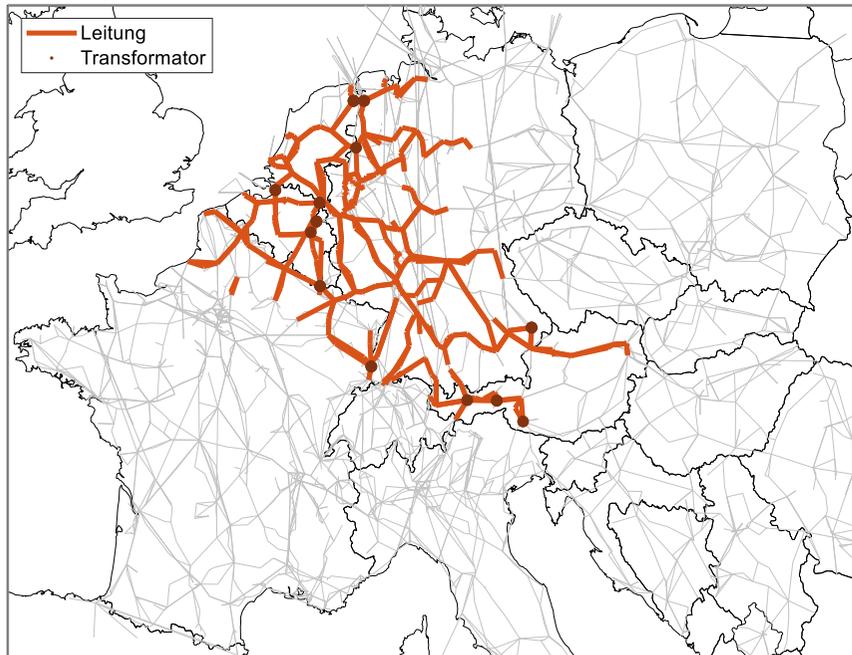
In der BA2021 werden folgende Regionen mittels lastflussbasierter Marktkopplung (FBMC) abgebildet:

- t+1: CWE-Region bestehend aus den Marktgebieten DE/LU, BE, FR, NL und AT.
- t+3: Core-Region (reduziert) bestehend aus den Marktgebieten DE/LU, BE, FR, NL, AT, CZ, HU, PL, SI und SK.  
Die Abbildung der elektrisch weiter entfernten Marktgebiete HR und RO erfolgt mittels NTC.

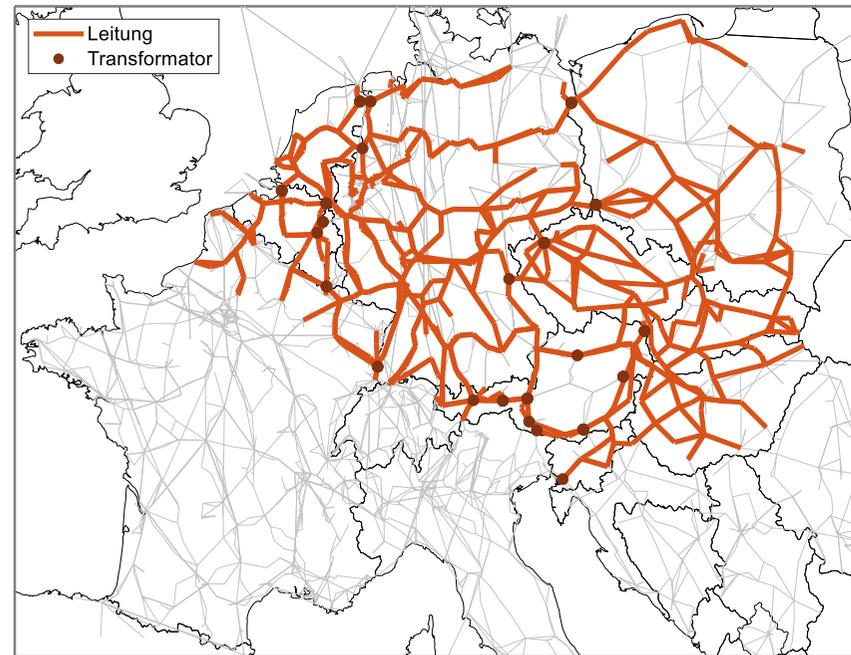
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – CNECs

### BA2021 t+1



### BA2021 t+3 Basis



- 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% und für interne Netzelemente 5%.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 5. Eingangsparmeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

**Generation Shift Keys (GSK)**

---

*PSTs und HGÜs*

---

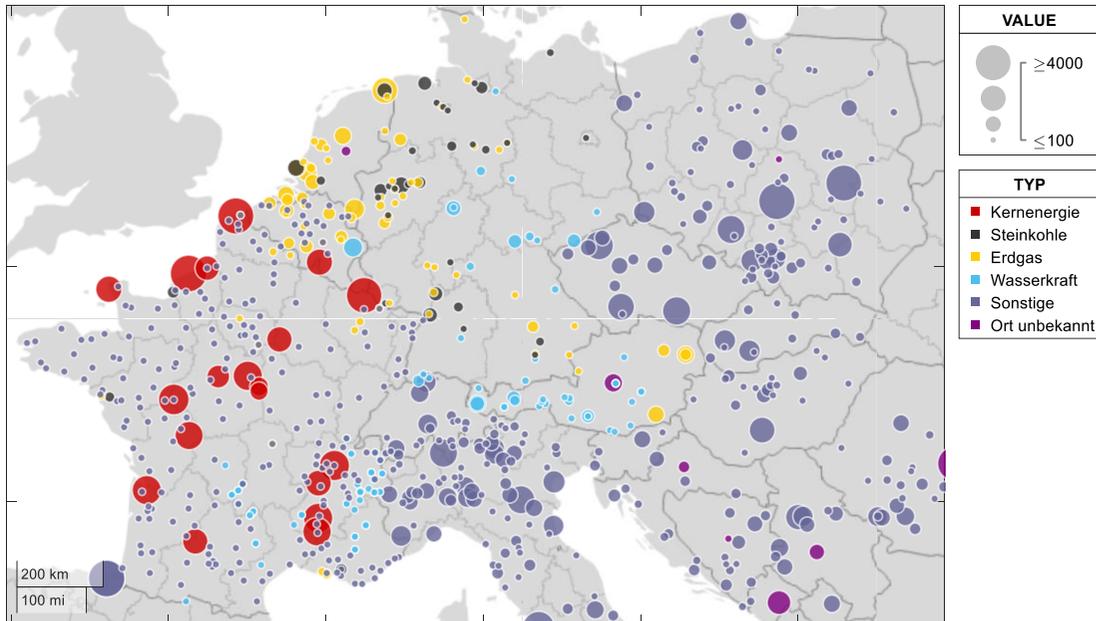
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

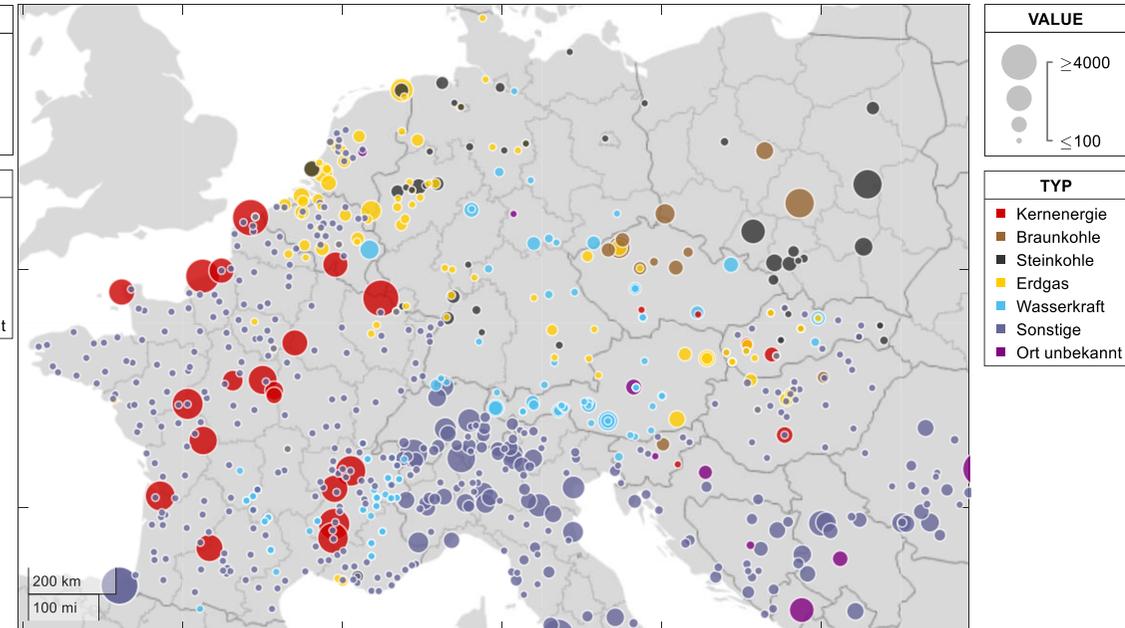
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – Generation Shift Keys (GSK)

### BA2021 t+1<sup>1</sup>



### BA2021 t+3 Basis<sup>1</sup>



In der BA2021 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der CWE- und Core-GSKs:

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

<sup>1</sup>Dargestellt ist die über das Jahr gemittelte Kraftwerksleistung, die bei der GSK-Bestimmung berücksichtigt wird ( $P_{akt}$  bzw.  $P_{max}$ - $P_{min}$ ).

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 5. Eingangsparmeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

***PSTs und HGÜs***

---

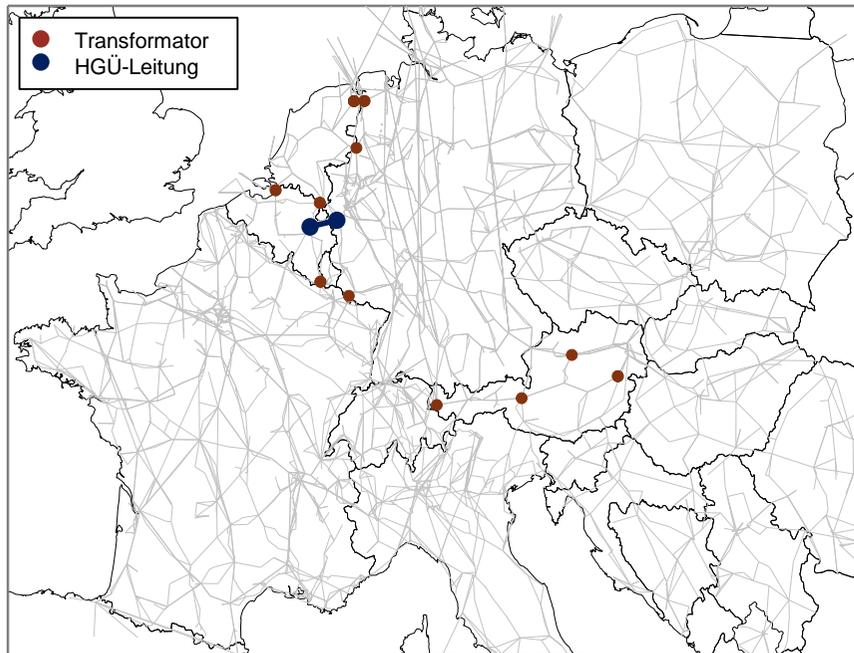
*Flow-Based Handelskapazitäten*

---

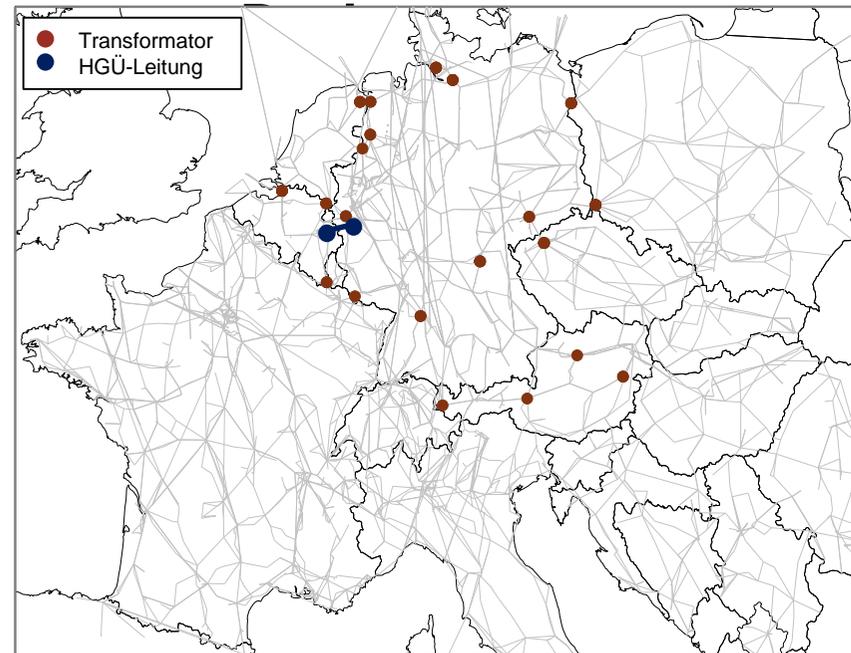
# Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2021

## Eckpunkte und Arbeitshypothesen – PSTs und HGÜs

### BA2021 t+1



### BA2021 t+3



- Der Einsatz von **PSTs** innerhalb der CCR wird im Rahmen der FB-Domainerstellung mit dem Ziel der Handelskapazitätserhöhung optimiert (non-costly Remedial Action Optimization – **nRAO**). Dabei werden ca. 30% des Stufungsbereichs jedes PST berücksichtigt.
- Die Abbildung des Einsatzes der **marktgebietsübergreifenden HGÜ** innerhalb der CCR erfolgt in der **FBMC-Marktsimulation** mittels der **Evolved Flow-Based** Methodik. Dabei werden im Jahreslauf 100% der Übertragungskapazität (t+1 u. t+3) und in der Grenzsituation 50% (t+1) bzw. 50,5% (t+3) der Kapazität berücksichtigt.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 5. Eingangsparemeter & Methodik – Flow-Based Market Coupling

---

*Prozesskette*

---

*Parametrierung und Arbeitshypothesen*

---

*FB-Region und CNECs*

---

*Generation Shift Keys (GSK)*

---

*PSTs und HGÜs*

---

*Flow-Based Handelskapazitäten*

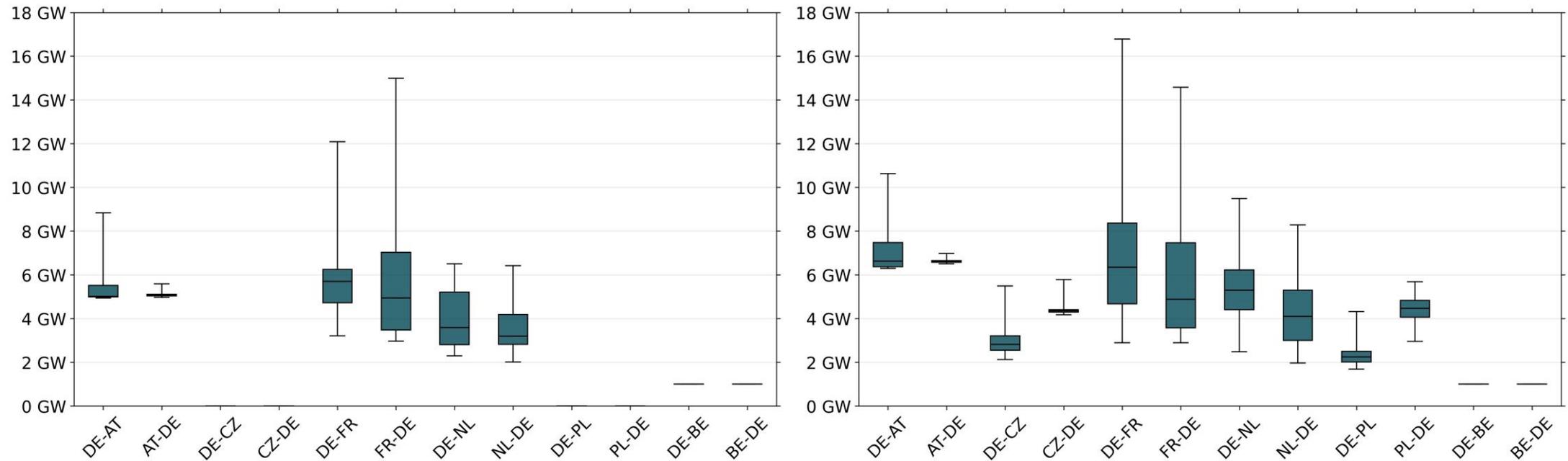
---

# Flow-Based Handelskapazitäten in der BA2021

## Maximale bilaterale Austausche im Jahreslauf (DE-Grenzen)

### BA2021 t+1

### BA2021 t+3 Basis



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

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  - 6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen**
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. Marktsimulation
  9. Netzanalysen
  10. Fazit
-

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 6. Eingangsparmeter & Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

*Netzausbaumaßnahmen*

---

*Freisaltplanung*

---

# Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA 2021 – Ranking potenzieller Netzreservekraftwerke (I)

- Für die Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios wird neben der netztechnischen Wirksamkeit der potenziellen Netzreservekraftwerke auch die technische Eignung dieser potenziellen Kraftwerke herangezogen.
- Legitimationsgrundlage hierfür ist §3 Abs.2 NetzResV:  
*„Grundlage der Prüfung ist eine von den Betreibern von Übertragungsnetzen jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten auch im Hinblick auf deren technische Eignung für die Abwehr von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich ihrer Anfahrzeiten und ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten, ...“*
- Zur Beurteilung der technischen Eignung werden Kriterien herangezogen, mit denen ein effizienter Einsatz der Netzreserve beurteilt werden kann. Diese betreffen:
  - Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB auf die Kraftwerke
  - Flexibilität und Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes
- Die Modellierung der technischen Eignung erfolgt über individuelle Strafkostenterme in der Zielfunktion der Redispatch-Optimierung. Technisch weniger geeignete Kraftwerke werden mit höheren Strafkosten belegt, damit diese vom Optimierungsalgorithmus nachrangig zum Engpassmanagement herangezogen werden.

# Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA 2021 – Ranking potenzieller Netzreservekraftwerke (II)

## Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB

- Als Äquivalent für die Zugriffsmöglichkeiten wird die Anschlussspannungsebene bewertet. Ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) bietet folgende Vorteile:
  - Direkte Kommunikationswege der ÜNB ohne Einbindung unterlagerter Verteilnetzbetreiber
  - Kein Risiko von Einsatzeinschränkungen aufgrund von Engpässen in unterlagerten Netzen
- Mit abnehmender Spannungsebene werden diese Effekte zunehmend aufgezehrt

## Flexibilität und Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes

- Repräsentativ für die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes sind die benötigten Zeiten für den Wechsel von Betriebszuständen und das Anfahren bestimmter Betriebspunkte:
  - Anfahrzeiten aus dem Stillstand auf Mindest- und Nennleistung
  - Abfahrzeiten von Nennleistung auf Mindestleistung und Netztrennung
  - Verhältnis von Mindestleistung zu Nennleistung als Indikator für die Breite des Betriebsbereichs
  - Mindestbetriebs- und –stillstandszeiten
  - Sonstige Einschränkungen des Kraftwerkseinsatzes (Genehmigungsauflagen, Umweltrestriktionen, etc.)

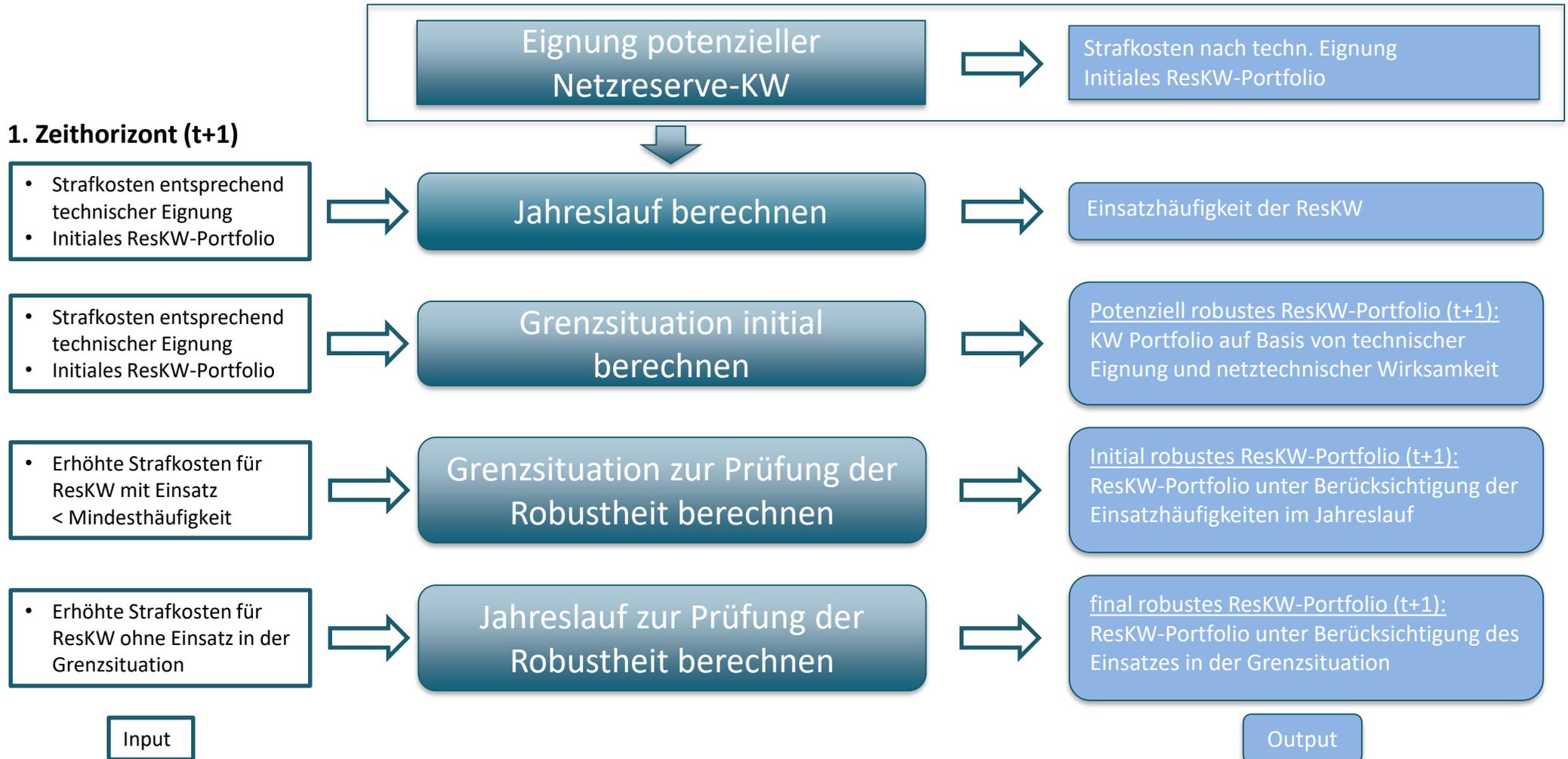
# Überblick der Strafkosten

Strafkosten der aktuellen Netzreserve und andere Optimierungsvariable

	Strafkosten [€/MWh]
Marktkraftwerke in DE	500
Einsenkung der Pumpleistung in DE	500
RD Potenzial in AT	500
Netzreservekraftwerke, potenzielle Netzreserve und Kapazitätsreserve entsprechend der technischen Eignung	2.500 – 7.500 (ist 3.000 – 5.417)
Pro-Rata-Reduzierte Kohlekraftwerke	5.000
Ausländisches Redispatch-Potenzial (für Robustheitsprüfung)	40.000 (60.000)
Einsenkung Windeinspeisung & PV (PV nur in t+3)	10.000
Verbleibende Überlastungen	800.000

Ranking Netz ResKW	Berücksichtigt		Energieträger	BNA Nummer	ÜNB ID	Strafkosten [€/MWh]
	t+1	t+3				

# Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke



## 2. Zeithorizont (t+3)

Entspricht dem Vorgehen in (t+1), wobei ResKW, die nicht zum robusten Portfolio für (t+1) gehören, bereits im initialen Jahreslauf mit höheren Strafkosten belegt werden

# Redispatch 2.0

## Modellierung für BA 2021 t+1 und BA 2021 t+3

- Modellierung eines realistischen Ansatzes zur Umsetzung des Redispatch 2.0 auf Basis der geänderten gesetzlichen Vorgaben
- Der Zeitbedarf für prozessuale und anlagentechnische Umsetzung lässt die Berücksichtigung von zusätzlichen Redispatch-Potenzialen erst für den Zeitraum BA 2021 t+3 zu

### Umsetzung für BA 2021 t+1

- Anpassung der Strafkostenlogik gem. Mindestfaktorenfestlegung der BNetzA
- Berücksichtigung von Redispatchpotenzial gem. KWEP ab Anlagengröße 100 kW

### Umsetzung für BA 2021 t+3

- Berücksichtigung Redispatch-Potenzial von PV-Anlagen größer 100 kW
- Berücksichtigung von Redispatchpotenzial gem. KWEP ab Anlagengröße 100 kW
- Zusätzlich ungenutztes, aber wahrscheinlich technisch verfügbares Redispatch-Potenzial von Anlagen im Hoch- und Höchstspannungsbereich wird berücksichtigt, das bisher von den Kraftwerksbetreibern noch nicht gemeldet wurde
- Anpassung der Strafkostenlogik gem. Mindestfaktorenfestlegung der BNetzA

### Ausblick zukünftige Bedarfsanalysen

- Aufteilung von KWK-Anlagen nach Leistungsscheiben und Berücksichtigung von verschiedenen Strafkosten

# Berücksichtigung Kapazitätsreserve (KapRes) in BA2021

- Kapazitätsreserve kann für den Redispatch eingesetzt werden
- Sie muss nicht nachrangig zur Netzreserve eingesetzt werden, hat jedoch Auflagen bzgl. Betriebsstunden (z.B. wg. BImSchG, etc...)
  
- Modellierung für den t+1 Zeithorizont
  - **Freigabe** von KapRes sowohl in der Grenzsituation als auch in Jahreslauf
  - **Strafkosten:** gemäß Ranking, wie für die anderen potenziellen und bestehenden Netzreserve
  - Max. Leistung auf Gebotsmenge beschränkt
- Modellierung für den t+3 Zeithorizont
  - **Freigabe** von KapRes sowohl in der Grenzsituation als auch in Jahreslauf
  - Bekannte KapRes-Anlagen aus t+1 (Summe 1056 MW) werden als potenzielle Netzreserve betrachtet
  - **Strafkosten:** gemäß Ranking, wie für die anderen potenziellen und bestehenden Netzreserve



Bezuschlagte Anlagen für die Kapazitätsreserve ab Okt. 2020	Leistung [MW]	Strafkosten
Statkraft 02 Landesbergen	56	
LEAG Ahrensfelde AB	60	
LEAG Ahrensfelde CD	60	
LEAG Thyrow AB	60	
LEAG Thyrow CDE	90	
RWE Gersteinwerk Block F	340	
RWE Gersteinwerk Block G	340	
Statkraft Emden	50	
<b>Summe</b>	<b>1056</b>	

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 6. Eingangsparmeter & Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

**Netzausbaumaßnahmen**

---

*Freisaltplanung*

---

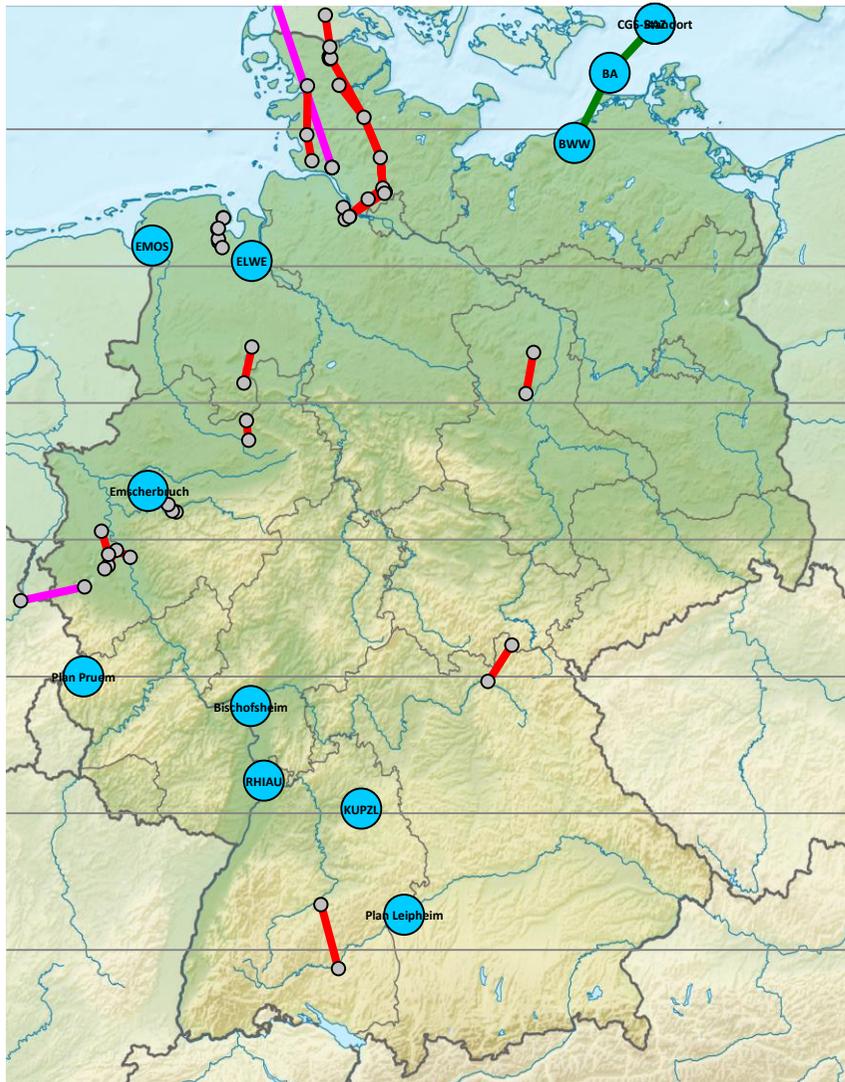
# Allgemeines

## Netztopologie - Eckpunkte

- **Zeithorizonte:**
  - t+1 (2021/22):
    - Realisierung der Netzausbaumaßnahmen bis 31.12.2021
  - t+3 (2023/24):
    - Realisierung der Netzausbaumaßnahmen bis 31.12.2023

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Geographische Übersicht BA21 t+1



Streckenmaßnahme

— 380 kV

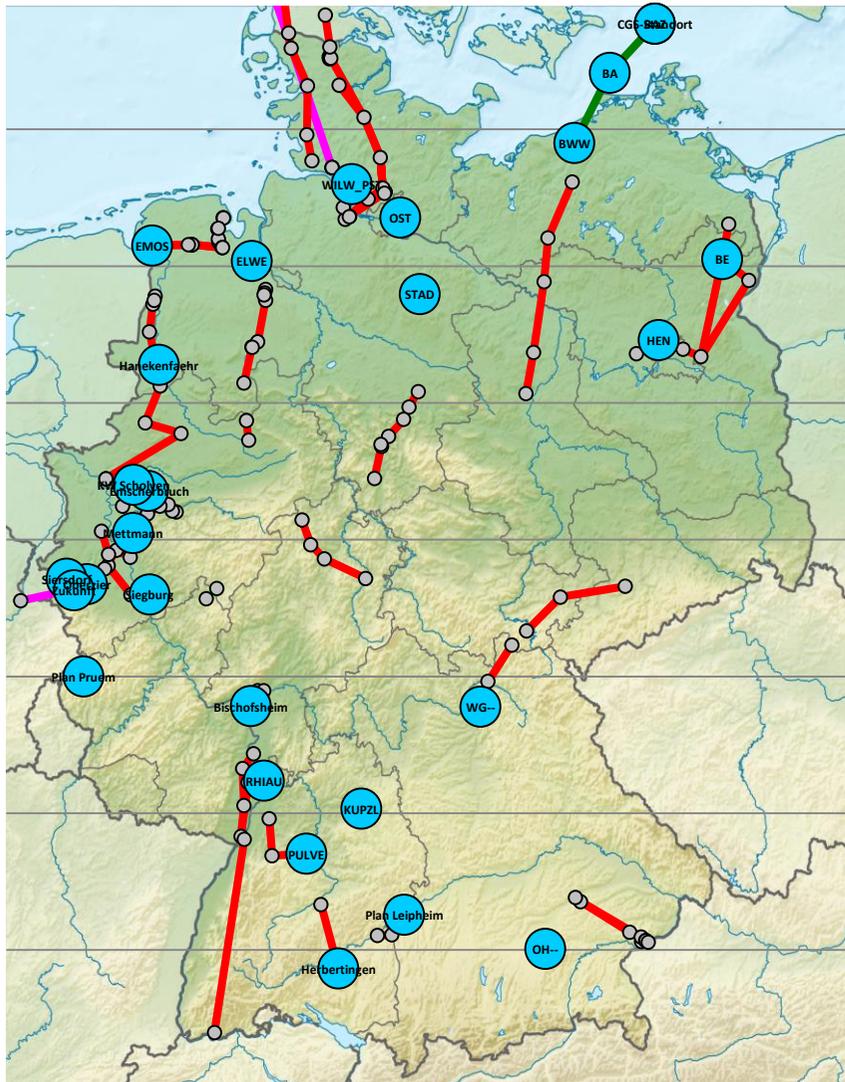
— 220 kV

Punktmaßnahme



# Netzausbaumaßnahmen DE

## Geographische Übersicht BA21 t+3



Streckenmaßnahme

— 380 kV

— 220 kV

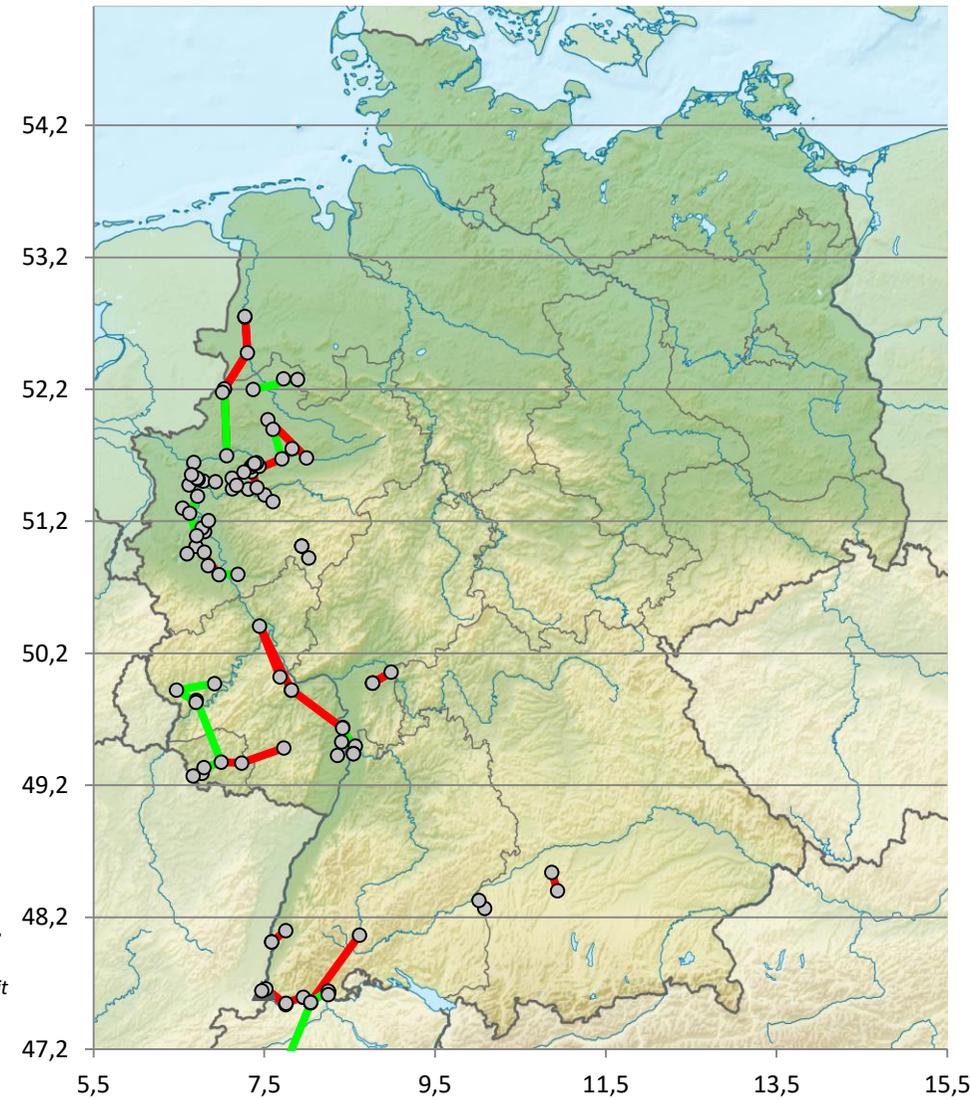
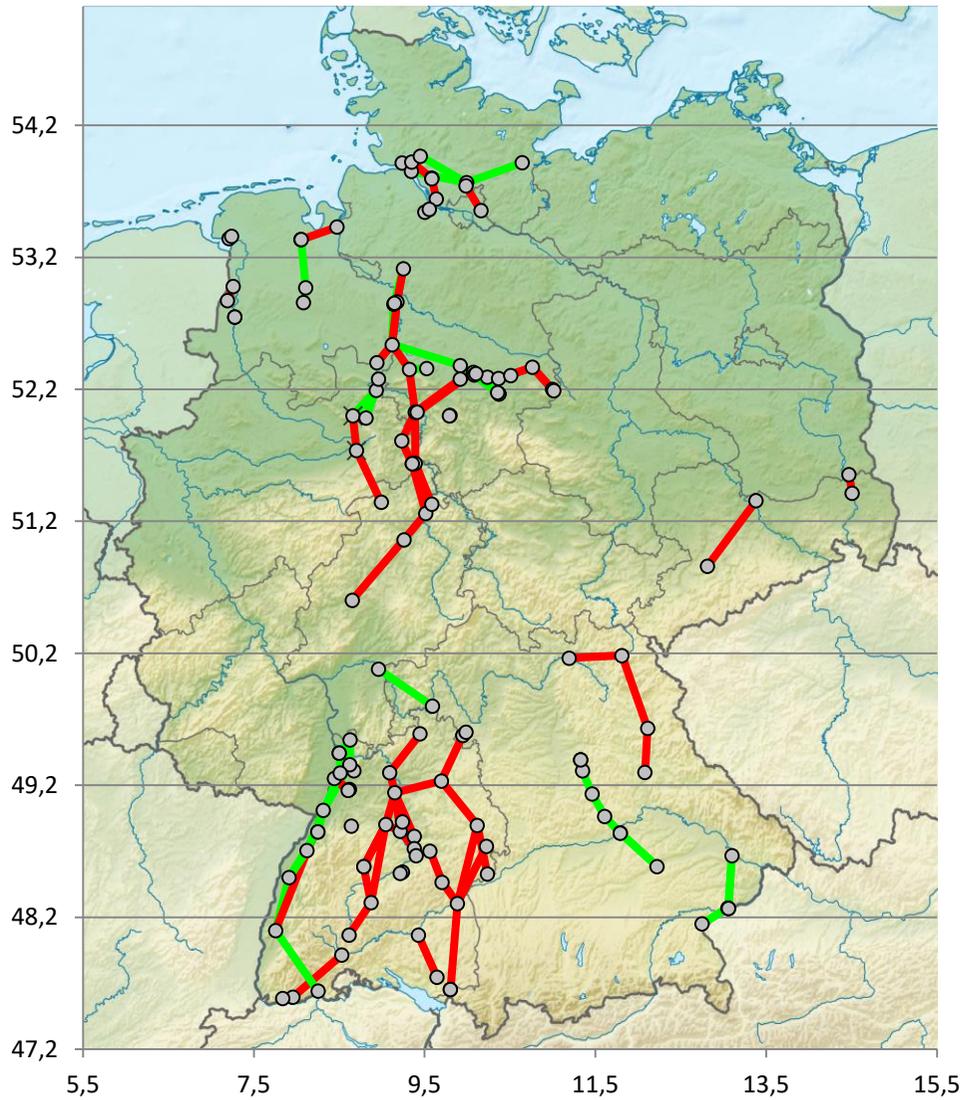
Punktmaßnahme



# Geographische Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

WAFB für BA2021 t+3 lokal\*

WAFB für BA2021 t+3 regional\*

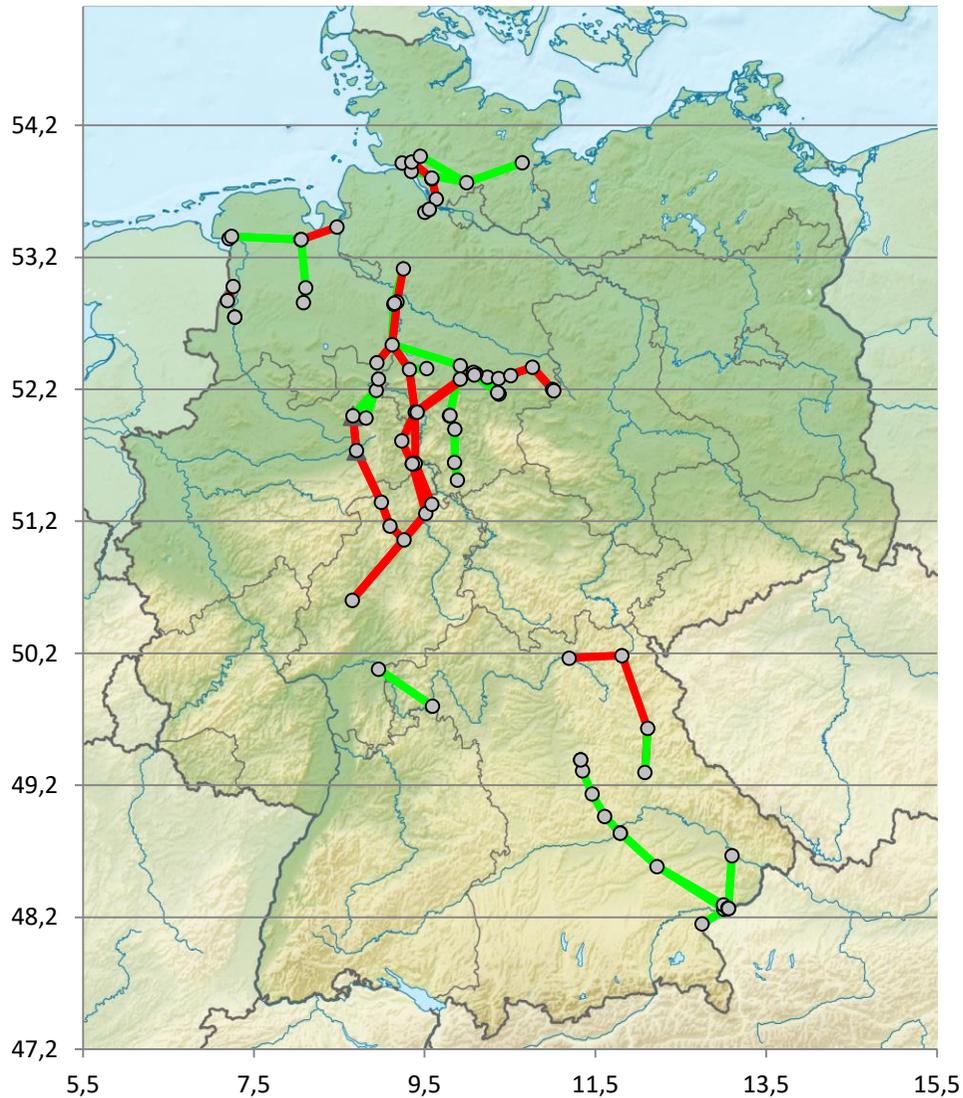


— 380 kV  
— 220 kV

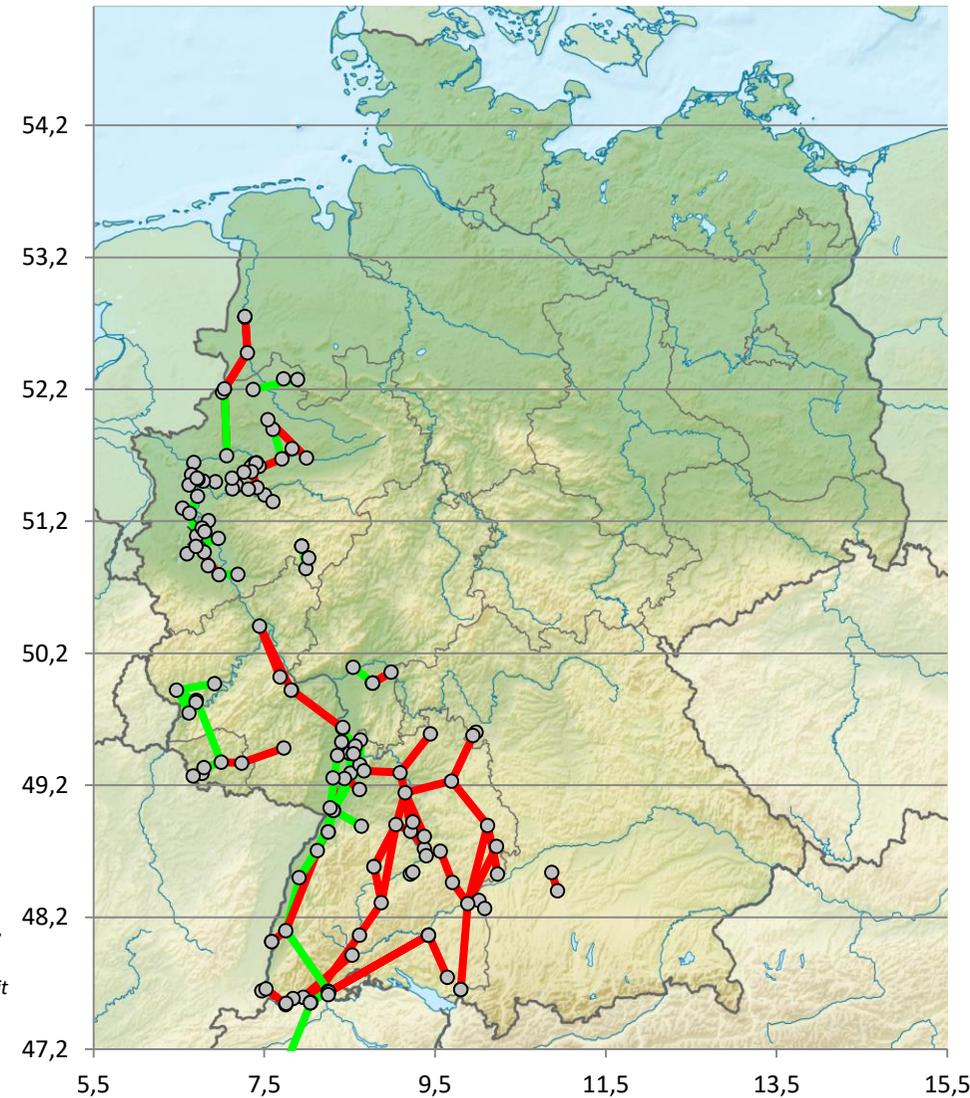
*\*Dargestellt sind nur Stromkreise bei denen ein witterungsabhängiger Betrieb mit variablen Strombelastbarkeiten der Freileitungen möglich ist*

# Geographische Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

WAFB für BA2021 t+1 lokal\*



WAFB für BA2021 t+1 regional\*



# Netzausbaumaßnahmen DE

## BBPIG-Maßnahmen

### BNetzA-Monitoring BMWFi-Controlling

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	BBP-Nr.	Q2/2019 BMWFi	Q2/2020 BNetzA	BA21 t+1	BA21 t+3
P24	M71a	Stade - Dollern Abschnitt 1		Leitung	7	2021	2021	x	x
P25	M42	Süderdonn (früher Barlt) - Heide/West		Leitung	8	2019	2019	x	x
P25	M43	Heide/West - Husum/Nord		Leitung	8	2021	2021	x	x
P25	M44	Husum/Nord - Klixbüll (früher Niebüll/Ost)		Leitung	8	2022	2022		x
P25	M45	Klixbüll (früher Niebüll/Ost) - Endrup (DK)	x	Leitung	8	2023	2023		x
P34	M22a	Stendal/West - Wolmirstedt		Leitung	39	2020	2020	x	x
P34	M22b	Parchim/Süd - Perleberg		Leitung	39	2022	2022		x
P34	M22a	Perleberg - Stendal/West		Leitung	39	2023	2023		x
P34	M22c	Güstrow - Parchim/Süd		Leitung	39	2023	2023		x
P36	M21	Bertikow - Pasewalk		Leitung	11	2023	2023		x
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf		Leitung	14	2023	2023		x
P46	M56	Mechlenreuth - Redwitz		Leitung	18	2024	2024		
P46	M56	Schwandorf - Etzenricht		Leitung	18	2024	2024		
P52	M93	Punkt Rommelsbach - Herberlingen		Leitung	24	2021	2021	x	x
P52	M95	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen		Leitung	25	2023	2023		x
P64	M107Konv1	Konverter CGS	x	Anlage	29		2019	x	x
P64	M107offshore	Combined Grid Solution (CGS)	x	Leitung	29		2019	x	x
P65	M98	Oberzier - Bundesgrenze (BE)	x	Leitung	30	2020	2020	x	x
P66	M101	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde		Leitung	31	2020	2020	x	x
P67	M102	Simbach - Sankt Peter (AT)	x	Leitung	32	2022	2022		x
P67	M103	Altheim - Sankt Peter (AT)		Leitung	32	2023	2023		x
P68	M108	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	x	Leitung	33	2021	2021	x	x
P69	M105	Emden/Ost - Conneforde		Leitung	34	2023	2023		x
P70	M106*	Birkenfeld - Mast 115A		Leitung	35	2021	N/A		x
P118	M207	Borken - Mecklar		Leitung	43	2023	2023		x
P151	M353	Borken - Twistetal		Leitung	45	2023	2023		x
P185	M420	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen		Leitung	46	2021	2021	x	x

\*Projekt P70 M106 Birkenfeld - Mast 115A steht nach neuesten Erkenntnissen erst im Betrachtungshorizont BA 2021 t+3 zur Verfügung

# Netzausbaumaßnahmen DE

## EnLAG-Maßnahmen

### BNetzA-Monitoring BMWi-Controlling

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	EnLAG-Nr.	Q2/2019 BMWi	Q2/2020 BNetzA	BA21 t+1	BA21 t+3
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	x	Leitung	3	2022	N/A		x
50HzT-003	M50HzT-003TR2	Bertikow		Anlage	3	2022	N/A		x
50HzT-007	M50HzT-007a*	Neuenhagen - Hennigsdorf – Wustermark		Leitung	11	2021	N/A		x
AMP-001	M001	Wehrendorf - St. Hülfe		Leitung	2	2021	2021	x	x
AMP-009/ TTG-007	M009/M-TTG- 007a	Niederrhein - Dörpen/West		Leitung	5	2023	2023		x
AMP-010	M010j	Hesseln - Gütersloh		Leitung	16	2021	2021	x	x
AMP-014	M014	Osterath - Rommerskirchen		Leitung	15	2021	2021	x	x
AMP-018	M018	Rommerskirchen - Sechtem		Leitung	15	2022	2022		x
AMP-022	M022	Kruckel - Garenfeld		Leitung	19	2021	2021	x	x
AMP-022	M022	Landesgrenze NW/RP - Eiserfeld		Leitung	19	2022	2022		x
AMP-022	M022	Landesgrenze NW/RP - Dauersberg		Leitung	19	2022	2022		x
TTG-005	M-TTG-005a	Hamburg/Nord - Dollern		Leitung	1	2019	2019	x	x
TTG-005	M-TTG-005c	Audorf - Flensburg - Kassø	x	Leitung	1	2020	2020	x	x
TTG-009	M-TTG-009a	Ganderkesee - St. Hülfe		Leitung	2	2023	N/A		x
TTG-006		Lamspringe - Hardeggen		Leitung	6	2022	N/A		x
TTG-006		Wahle - Lamspringe		Leitung	6	2022	N/A		x
TTG-006		Hardeggen - Mecklar		Leitung	6	2024	N/A		

\*Projekt 50HzT-007 M50HzT-007a steht nach neuesten Erkenntnissen erst im Betrachtungshorizont BA 2021 t+3 zur Verfügung

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Netzoptimierungs-Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	Für BA berücksichtigtes IBN-Jahr	BA21 t+1	BA21 t+3
P113	M519	Stadorf TCSC		Anlage	2023		x
P310	M485	Bürstadt-Kühmoos		Leitung	2023		x
P324	M512	Witten-Hattingen		Leitung	2023		x
P345	M556	PST Hamburg/Ost		Anlage	2023		x
P346	M557	Lastflusssteuernde Maßnahme in Hanekenfähr		Anlage	2023		x
P347	M558	Lastflusssteuernde Maßnahme in Oberzier		Anlage	2023		x
P348	M559	PST Wilster/West		Anlage	2023		x
P349	M560	PST Würgau		Anlage	2023		x
P350	M561	PST Pulverdingen		Anlage	2023		x

# Netzausbaumaßnahmen DE

## Sonstige Maßnahmen

P-Nr.	M-Nr.	Bezeichnung	Inter-konnektor	Art	Für BA berücksichtigtes IBN-Jahr	BA21 t+1	BA21 t+3
50HzT-003	M50HzT-003c	2. Einschleifung Vierraden	x	Leitung	2022		x
AMP-028	M028	KW Herne		Anlage	2021	x	x
AMP-100		ABN Saar Nord / Trier		Leitung/Anlage	2021/2022	x	x
AMP-102		LU-Einschleifung Flebour		Anlage	2021	x	x
AMP-107		Scholven		Anlage	2023		x
AMP-108		GuD Scholven		Anlage	2022		x
AMP-109		KW Leipheim		Anlage	2021	x	x
P26	M79	Elbekreuzung		Leitung	2019	x	x
P47a	M64	Kriftel-Farbwerke Höchst-Süd		Leitung	2022		x
P69	M105TR2	Emden/Ost		Anlage	2019	x	x
P109	M224	Prüm		Anlage	2021	x	x
P154	M356	Siegburg		Anlage	2022		x
P155	M357	Elsfleth/West		Anlage	2019	x	x
P158	M360	Mettmann		Anlage	2022		x
P177	M389TR1	Kupferzell		Anlage	2020	x	x
P179	M407TR1	Heidelberg-Nord		Anlage	2020	x	x
P407	M639	Bischofsheim		Anlage	2021	x	x
P407	M667	Herbertingen		Anlage	2022		x
P460	M687	Buescherhof		Leitung	2022		x
P462	M689	Siersdorf und Zukunft		Anlage	2023		x
P463	M690	St. Peter-Opladen		Leitung	2021	x	x

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 6. Eingangsparemeter & Methodik – Netzanalysen

---

*Redispatch-Methodik*

---

*Netzausbaumaßnahmen*

---

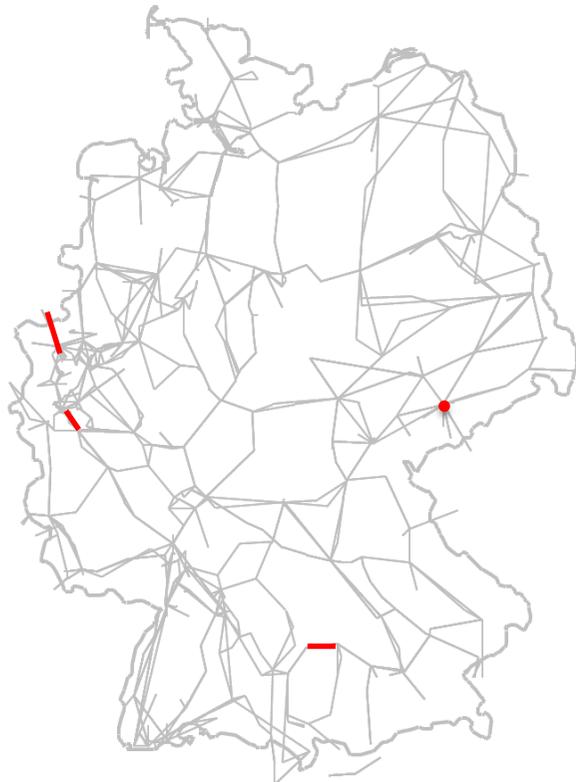
*Freischahtplanung*

---

# Freischnittplanung in der Grenzsituation

t+1

Freigeschaltete Betriebsmittel in Deutschland	Netzelement	Spannungsebene
T 403 Röhrsdorf	Transformator	380/220 kV
Ville Ost (Rommerskirchen-Sechtem)	Stromkreis	380 kV
Meitingen Süd (Gundelfingen-Meitingen)	Stromkreis	380 kV
Doetinchem black (Doetinchem-Niederrhein black) (NL-DE)	Stromkreis	380 kV



Freigeschaltete Betriebsmittel im Ausland	Netzelement	Spannungsebene
Diemen-Lelystad black (NL)	Stromkreis	380 kV
Roost Flebour Ost (LU)	Stromkreis	220 kV
Heisdorf Blooren (LU)	Stromkreis	220 kV
Aubange Mt St Martin 514 (BE)	Stromkreis	220 kV
Mercator Horta 73 (BE)	Stromkreis	380 kV
Chavanod Genissiat (FR)	Stromkreis	220 kV
Bois Tollot Verbois (FR)	Stromkreis	380 kV
Albertville Grande Ile 3 (FR)	Stromkreis	380 kV
Coche Praz (FR)	Stromkreis	380 kV
380 kV Pradella-Robbia/Sils (Preda) (CH)	Stromkreis	380 kV
Lienz / Trafo 41 (AT)	Transformator	380/220 kV
Kronstorf Dürnrrohr 433 (AT)	Stromkreis	380 kV
Babylon – Výškov (CZ)	Stromkreis	380 kV
Čebín – Sokolnice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Mírovka – Prosenice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Krosno-Lemesany 1/ 477 (PL-SK)	Stromkreis	380 kV
Krosno-Lemesany 2/ 478 (PL-SK)	Stromkreis	380 kV
Krizovany-Bystricany (SK)	Stromkreis	220 kV

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen
  7. **Identifikation der Grenzsituation**
  8. Marktsimulation
  9. Netzanalysen
  10. Fazit
-

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 7. Identifikation der Grenzsituation

---

*Grenzsituation t+1*

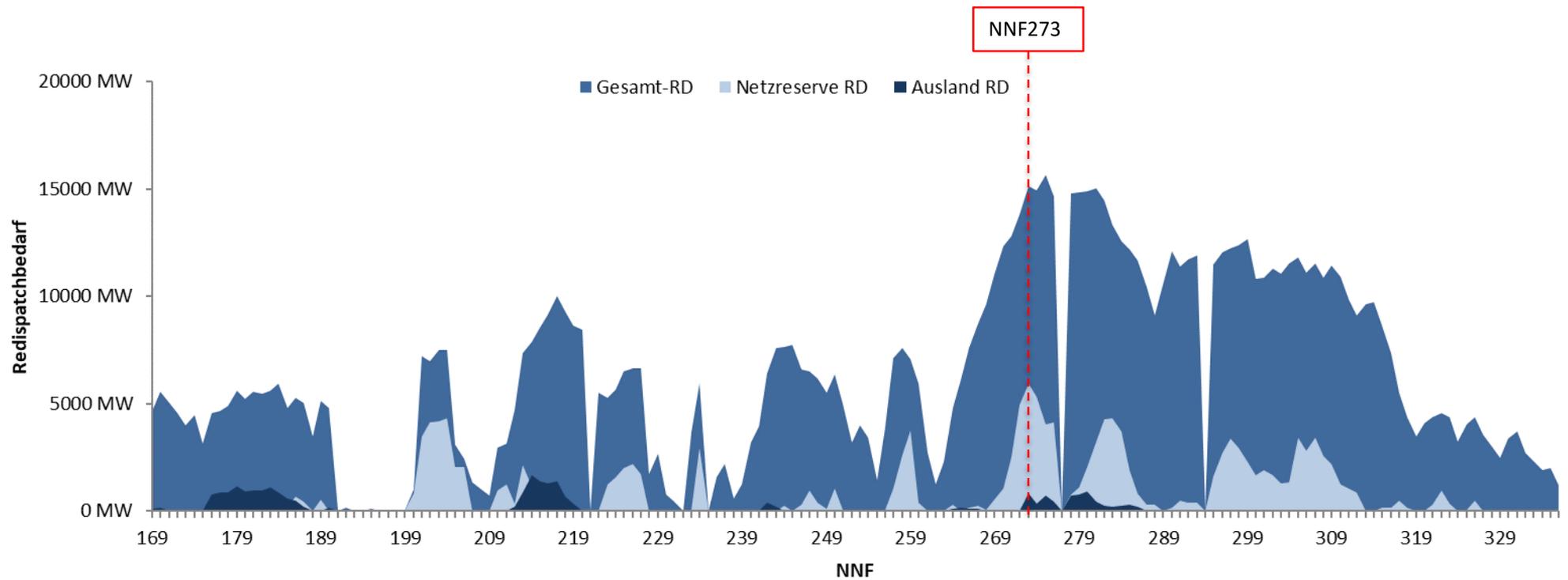
---

*Grenzsituation t+3*

---

# Identifikation der Grenzsituation in t+1

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)



Lücken in den RD-Verläufen sind nicht optimierte Stunden. Diese sind auf kritische RD-Mengen kontrolliert und sind nicht bedarfsdimensionierend.

# Identifikation der Grenzsituation in t+1

## Auswertung Synthetische Woche

- Netzreserve-Einsatz
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke wie in der BA20 in NNF 273
  - Leichter Anstieg der Netzreserve von auf 5,8 GW (BA20 t+1) auf 5,9 GW (BA21 t+1)
- Auslands-Redispatch
  - Redispatch im Ausland wird in einigen Stunden der synthetischen Woche benötigt (z.B. NNF273)
  - NNF sind insbesondere charakterisiert durch hohe Transite Richtung PL
  - Überlastungen sind vornehmlich auf den Grenzkuppelleitungen und deren Zubringern zu finden
    - Diese Situation ist durch Cross-Border-RD zu lösen
    - Keine neue Grenzsituation für die BA

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 7. Identifikation der Grenzsituation

---

*Grenzsituation t+1*

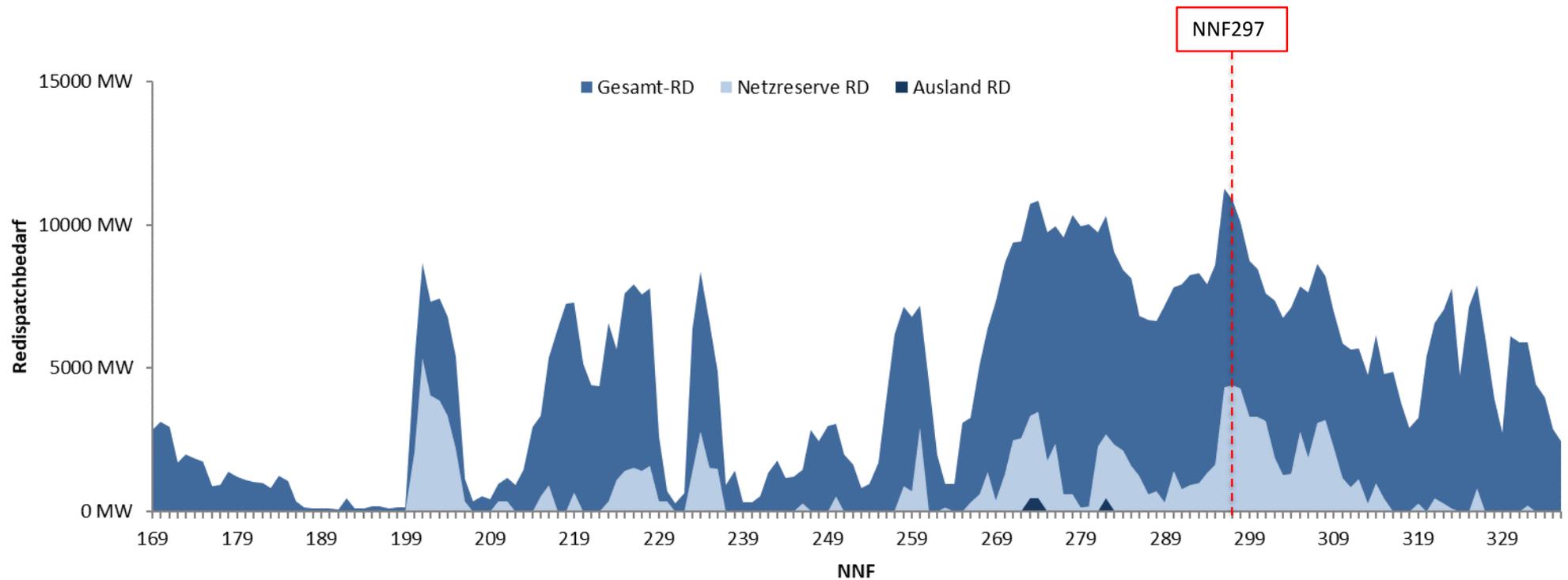
---

**Grenzsituation t+3**

---

# Identifikation der Grenzsituation in t+3 Basis

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)



Lücken in den RD-Verläufen sind nicht optimierte Stunden. Diese sind auf kritische RD-Mengen kontrolliert und sind nicht bedarfsdimensionierend. Importstunden mit hohem Netzreserveinsatz und negativem Redispatch im Ausland stellen keine neue GS dar.

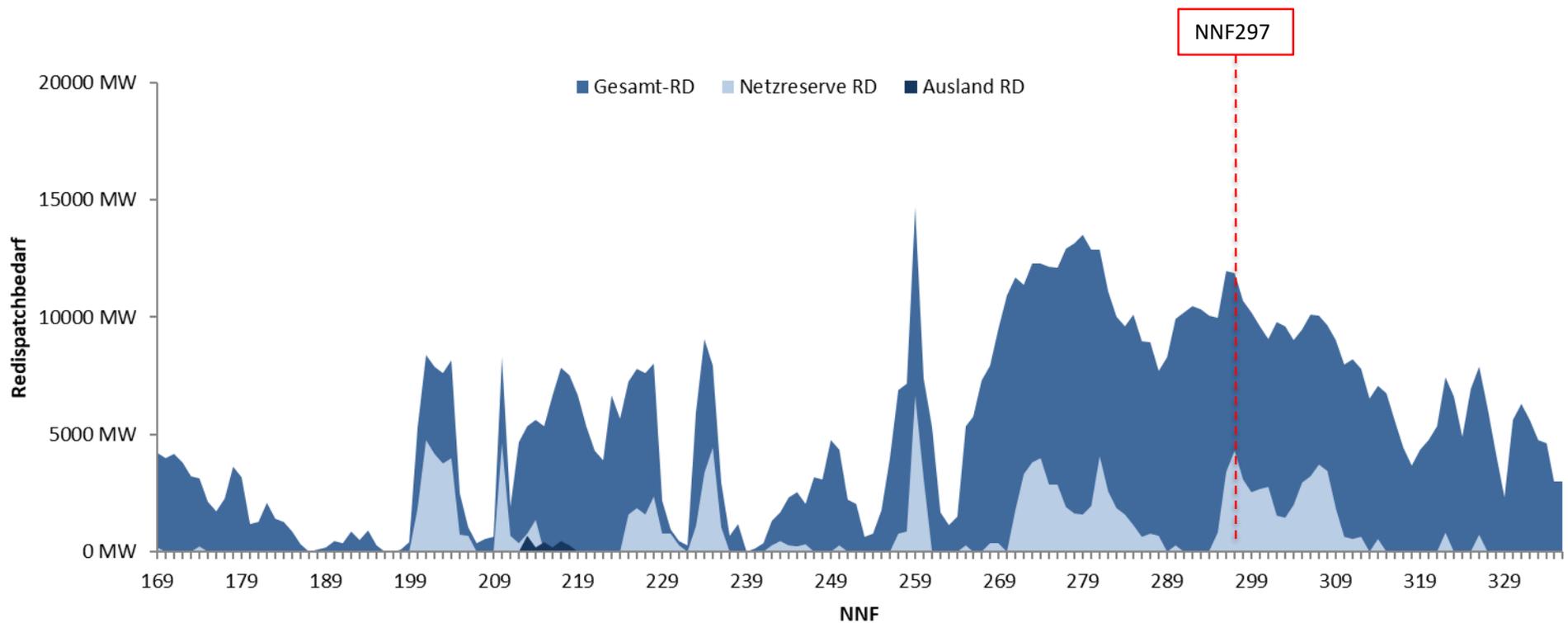
# Identifikation der Grenzsituation in t+3 Basis

## Auswertung Synthetische Woche

- Netzreserveeinsatz
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF 297
  - Leichter Rückgang der Netzreserve auf 4,4 GW von 5,9 GW im Vergleich zu t+1
- Auslands-Redispatch
  - Redispatch im Ausland wird ggü. t+1 in weniger Stunden der synthetischen Woche und in geringerer Höhe benötigt
  - Der Jahreslauf wurde ebenfalls auf bedarfsdimensionierende Netznutzungsfälle untersucht. In Hinblick auf den Einsatz an Netzreserve ist jedoch der NNF 297 aus der synthetischen Woche bedarfsdimensionierend.

# Identifikation der Grenzsituation in t+3 Netzsensitivität

RD-Ergebnisse synthetische Woche (initial)



Lücken in den RD-Verläufen sind nicht optimierte Stunden. Diese sind auf kritische RD-Mengen kontrolliert und sind nicht bedarfsdimensionierend. Importstunden mit hohem Netzreserveinsatz und negativem Redispatch im Ausland stellen keine neue GS dar.

# Identifikation der Grenzsituation in t+3 Netzsensitivität

## Auswertung Synthetische Woche

- Netzreserveeinsatz
  - Höchster Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF 297
  - Niedrigerer Einsatz der Netzreserve von 4,3 GW im Vergleich zu 5,9 GW in t+1
- Auslands-Redispatch
  - Stunden mit hohem Import weisen auf einen hohen Netzreserveeinsatz mit gleichzeitigem negativen Redispatch im Ausland hin. Das wiederum deutet auf ein sog. „transmission-adequacy-Problem“ hin, welches im vorliegenden Fall mit topologischen Maßnahmen behandelt werden kann und keine neue Grenzsituation darstellt.
  - Der Jahreslauf wurde ebenfalls auf bedarfsdimensionierende Netznutzungsfälle untersucht. In Hinblick auf den Einsatz an Netzreserve ist jedoch der NNF 297 aus der synthetischen Woche bedarfsdimensionierend.

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

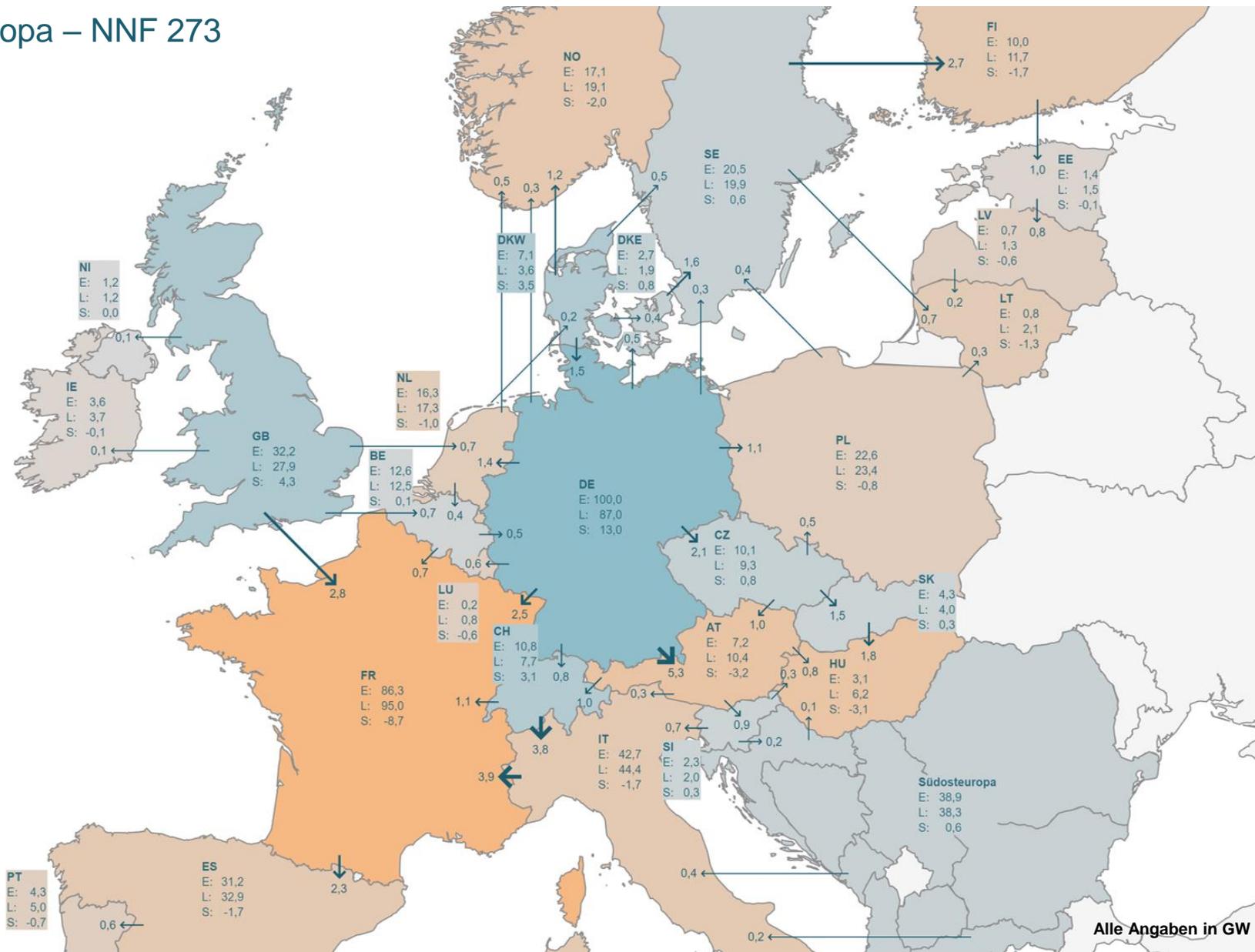
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. **Marktsimulation**
  9. Netzanalysen
  10. Fazit
-



# Marktsimulation – Grenzsituation t+1

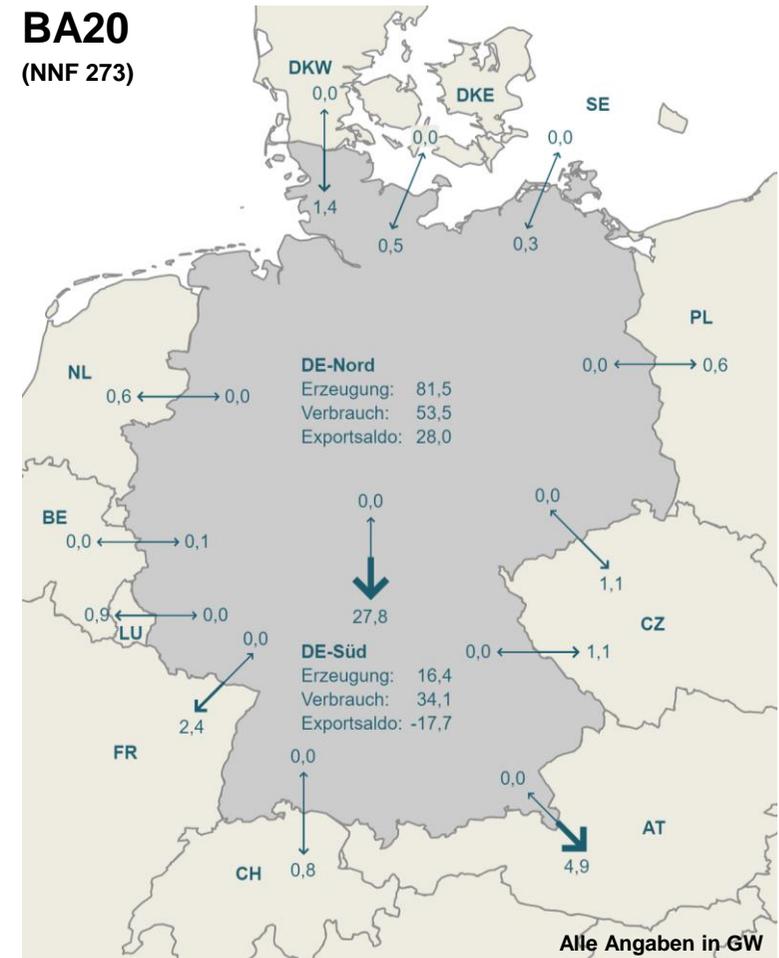
Handelssituation in Europa – NNF 273

- **Exportsaldo DE von 13 GW**
- **DE exportiert 8,6 GW** in die **südlichen Nachbarländer** AT, FR, CH
- **DE importiert** zusätzlich aus **DKW** und **BE**



# Marktsimulation – Grenzsituation t+1

Vergleich Im- und Exporte mit BA20 – NNF 273



- Die Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 28,3 GW
- Anstieg von 0,5 GW gegenüber der BA20 t+1

# Marktsimulation – Grenzsituation t+1

## Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit BA20 – NNF 273

### BA21 (NNF 273)

	Nord	Süd	Summe
<b>Energiemenge [GW]</b>			
<b>Erzeugung Konventionell</b>	34,2	10,2	44,4
Kernenergie	3,9	1,9	5,8
Braunkohle	14,0	0,0	14,0
Steinkohle	4,6	3,2	7,8
Erdgas	5,2	2,3	7,5
Sonstige Thermische	2,2	0,7	2,9
KWK<10MW	3,2	1,9	5,1
Stromspeicher	1,0	0,2	1,2
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	49,5	6,1	55,5
Wind Onshore	38,6	2,3	40,9
Wind Offshore	7,0	0,0	7,0
Photovoltaik	0,1	0,4	0,4
Biomasse	3,2	1,7	5,0
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Sonstige Erneuerbare	0,3	0,1	0,4
<b>Erzeugung Gesamt</b>	83,7	16,2	100,0
<b>Bruttostromverbrauch</b>	52,7	34,3	87,0
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0
Preissensitive Lasten	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,1	0,2	0,3
Konventionell	51,0	33,0	83,9
Wärmepumpen	0,3	0,3	0,6
Netzverluste	1,2	0,8	2,0
<b>Exportsaldo</b>	31,0	-18,1	12,9
Import (inkl. Nord-Süd)	2,0	28,3	30,3
Export (inkl. Nord-Süd)	33,0	10,3	43,2

### BA20 (NNF 273)

	Nord	Süd	Summe
<b>Energiemenge [GW]</b>			
<b>Erzeugung Konventionell</b>	35,2	10,2	45,4
Kernenergie	3,9	2,8	6,8
Braunkohle	14,9	0,0	14,9
Steinkohle	6,6	3,4	10,0
Erdgas	2,7	1,4	4,1
Sonstige Thermische	2,3	0,7	3,0
KWK<10MW	3,2	1,6	4,8
Stromspeicher	1,5	0,3	1,8
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	46,3	6,2	52,5
Wind Onshore	35,8	2,4	38,2
Wind Offshore	6,7	0,0	6,7
Photovoltaik	0,1	0,3	0,4
Biomasse	3,3	1,7	5,0
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Sonstige Erneuerbare	0,3	0,1	0,4
<b>Erzeugung Gesamt</b>	81,5	16,4	97,9
<b>Bruttostromverbrauch</b>	53,5	34,1	87,6
Stromspeicher	0,1	0,0	0,1
Preissensitive Lasten	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,0	0,0	0,0
Großverbraucher	0,0	0,0	0,0
Konventionell	52,3	33,4	85,7
Wärmepumpen	0,0	0,0	0,0
Netzverluste	1,1	0,7	1,8
<b>Exportsaldo</b>	28,0	-17,7	10,3
Import (inkl. Nord-Süd)	2,3	27,8	30,1
Export (inkl. Nord-Süd)	30,3	10,2	40,4

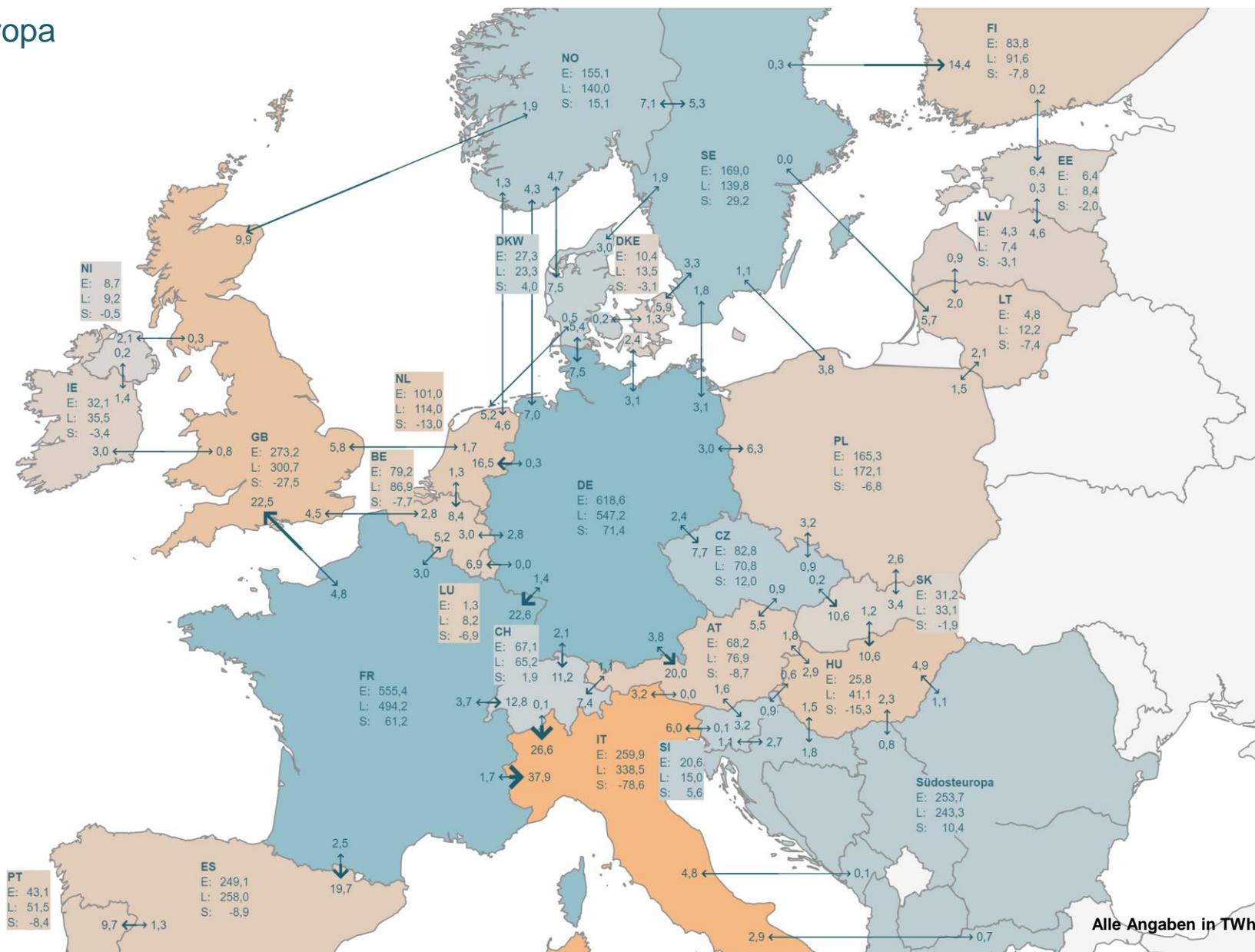
- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39% der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 16% der Gesamterzeugung-DE bereitgestellt.



# Marktsimulation – Jahressimulation t+1

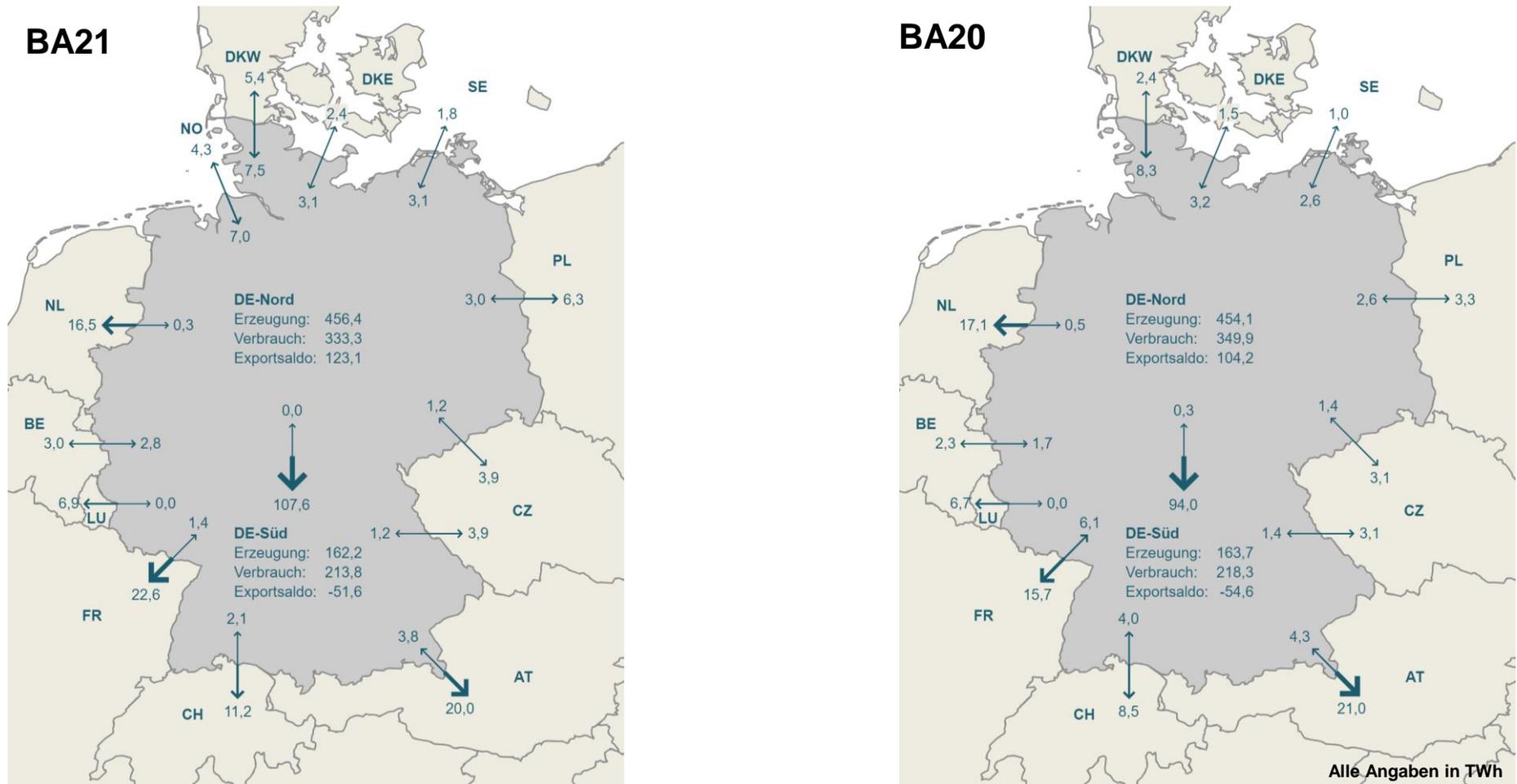
## Handelssituation in Europa

- DE ist mit einem **Exportsaldo** von ca. 71 TWh der größte europäische Stromexporteur
- DEs größte **Jahresexporte**: CH, AT, NL und FR
- DEs größte **Jahresimporte**: DK, SE



# Marktsimulation – Jahressimulation t+1

Vergleich Im- und Exporte mit BA20



- Die jährliche Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 107,6 TWh
- Anstieg von 13,6 TWh gegenüber der BA20 t+1

# Marktsimulation – Jahressimulation t+1

## Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit BA20

Energienmenge [TWh]	BA21			BA20		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
<b>Erzeugung Konventionell</b>	<b>276,4</b>	<b>89,5</b>	<b>365,9</b>	<b>276,3</b>	<b>91,2</b>	<b>367,5</b>
Kernenergie	28,2	18,9	47,2	30,0	29,3	59,3
Braunkohle	120,4	0,0	120,4	113,5	0,0	113,5
Steinkohle	44,1	32,2	76,3	56,5	24,8	81,3
Erdgas	43,2	17,5	60,7	36,8	18,6	55,4
Sonstige Thermische	18,0	4,9	22,9	17,4	4,9	22,3
KWK<10MW	19,5	11,2	30,7	19,5	9,5	29,0
Stromspeicher	2,9	4,8	7,8	2,6	4,0	6,6
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	<b>180,0</b>	<b>72,7</b>	<b>252,7</b>	<b>177,8</b>	<b>72,6</b>	<b>250,3</b>
Wind Onshore	88,2	11,8	100,1	85,9	14,9	100,8
Wind Offshore	30,4	0,0	30,4	34,0	0,0	34,0
Photovoltaik	28,6	28,2	56,9	25,1	25,1	50,1
Biomasse	28,4	15,1	43,5	28,4	15,1	43,5
Laufwasser	1,8	13,4	15,2	1,8	13,4	15,2
Sonstige Erneuerbare	2,5	4,1	6,6	2,5	4,1	6,6
<b>Erzeugung Gesamt</b>	<b>456,4</b>	<b>162,2</b>	<b>618,6</b>	<b>454,1</b>	<b>163,7</b>	<b>617,8</b>
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>333,3</b>	<b>213,8</b>	<b>547,2</b>	<b>349,9</b>	<b>218,3</b>	<b>568,2</b>
Stromspeicher	3,8	5,6	9,4	3,1	4,4	7,5
Preissensitive Lasten	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,8	0,7	1,5	0,0	0,0	0,0
Großverbraucher	1,0	1,4	2,3	0,0	0,0	0,0
Konventionell	319,5	200,8	520,3	341,6	210,8	552,4
Wärmepumpen	2,0	1,5	3,5	0,0	0,0	0,0
Netzverluste	6,1	3,9	9,9	5,1	3,2	8,3
<b>Exportsaldo</b>	<b>123,1</b>	<b>-51,6</b>	<b>71,5</b>	<b>104,2</b>	<b>-54,6</b>	<b>49,6</b>
Import (inkl. Nord-Süd)	28,1	116,2	144,3	20,6	109,9	130,5
Export (inkl. Nord-Süd)	151,2	64,6	215,7	124,8	55,3	180,1

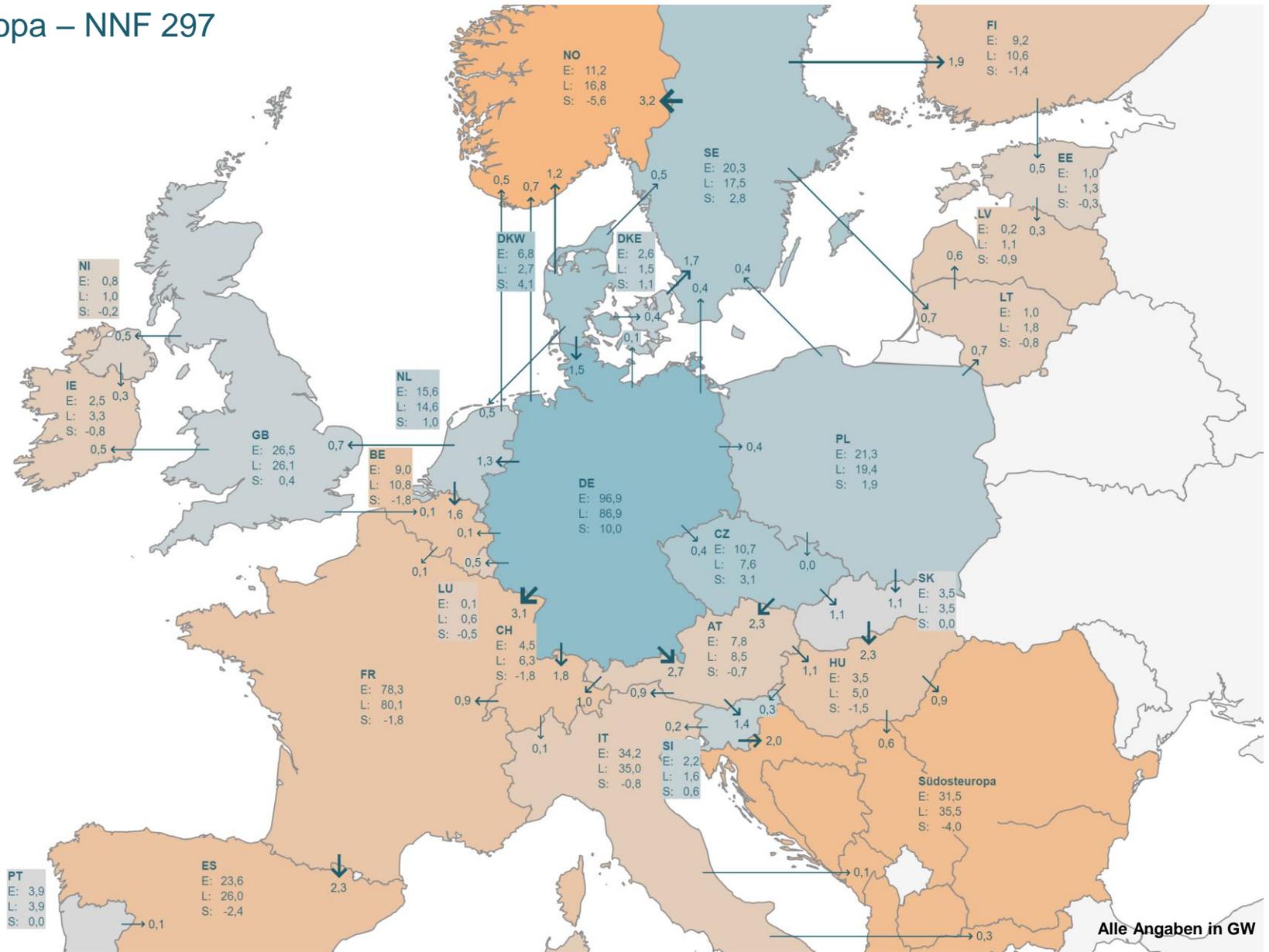
- **Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-51,6 TWh) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+123,1 TWh)**
- **Leichter Rückgang der thermischen Erzeugung aufgrund des Ausstiegs aus der Kohle- und Kernkraft**



# Marktsimulation – Grenzsituation t+3

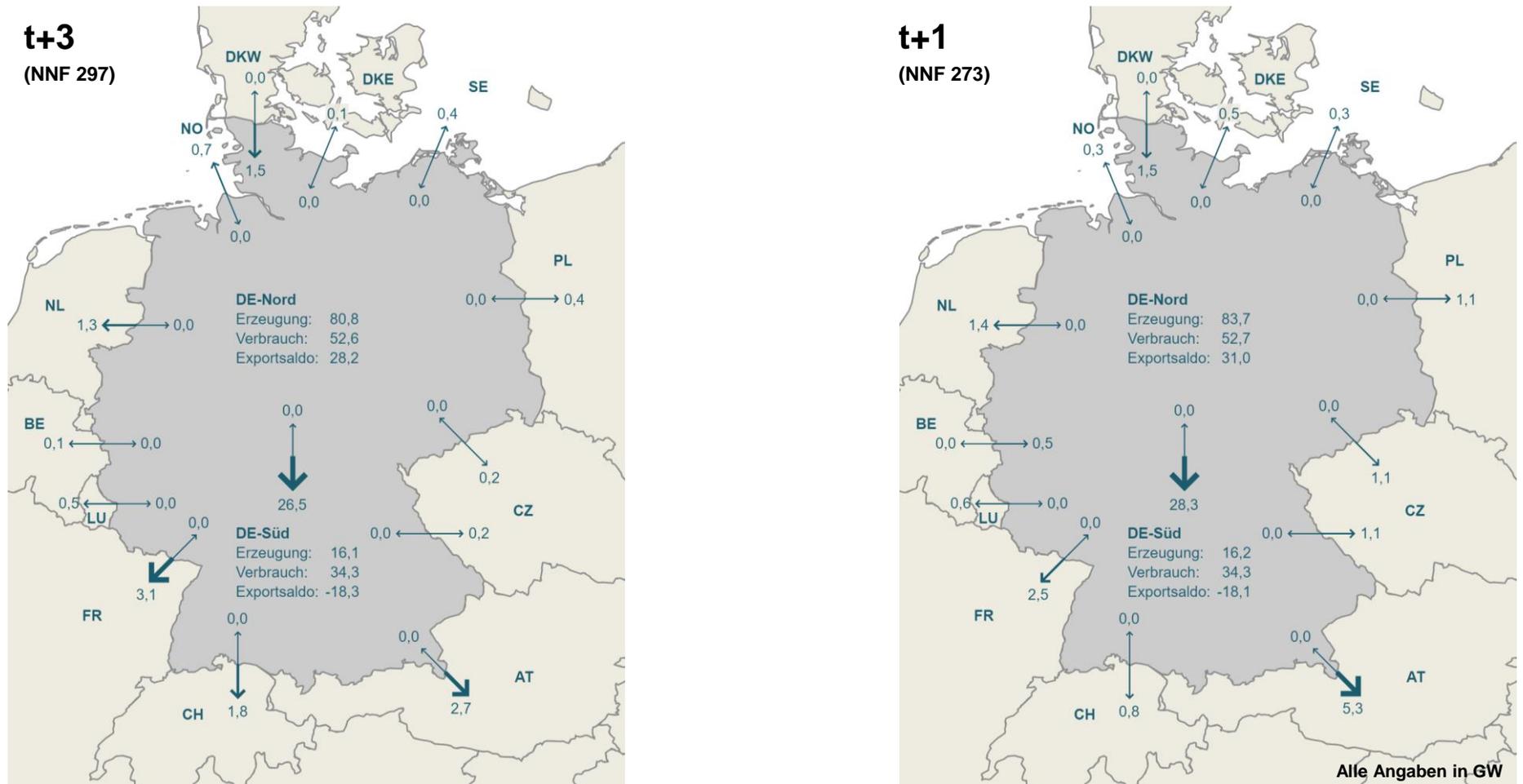
Handelssituation in Europa – NNF 297

- DE ist mit einem **Exportsaldo** von ca. **10 GW** größter europäischer Exporteur
- Größte **Exporte** in Richtung **FR, AT, CH** und **NL**
- **Importe** nur aus **DK**



# Marktsimulation – Grenzsituation t+3

Vergleich Im- und Exporte mit t+1 – NNF 297



- Die Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 26,5 GW
- Rückgang um 1,8 GW gegenüber t+1

# Marktsimulation – Grenzsituation t+3

Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit t+1 – NNF 297

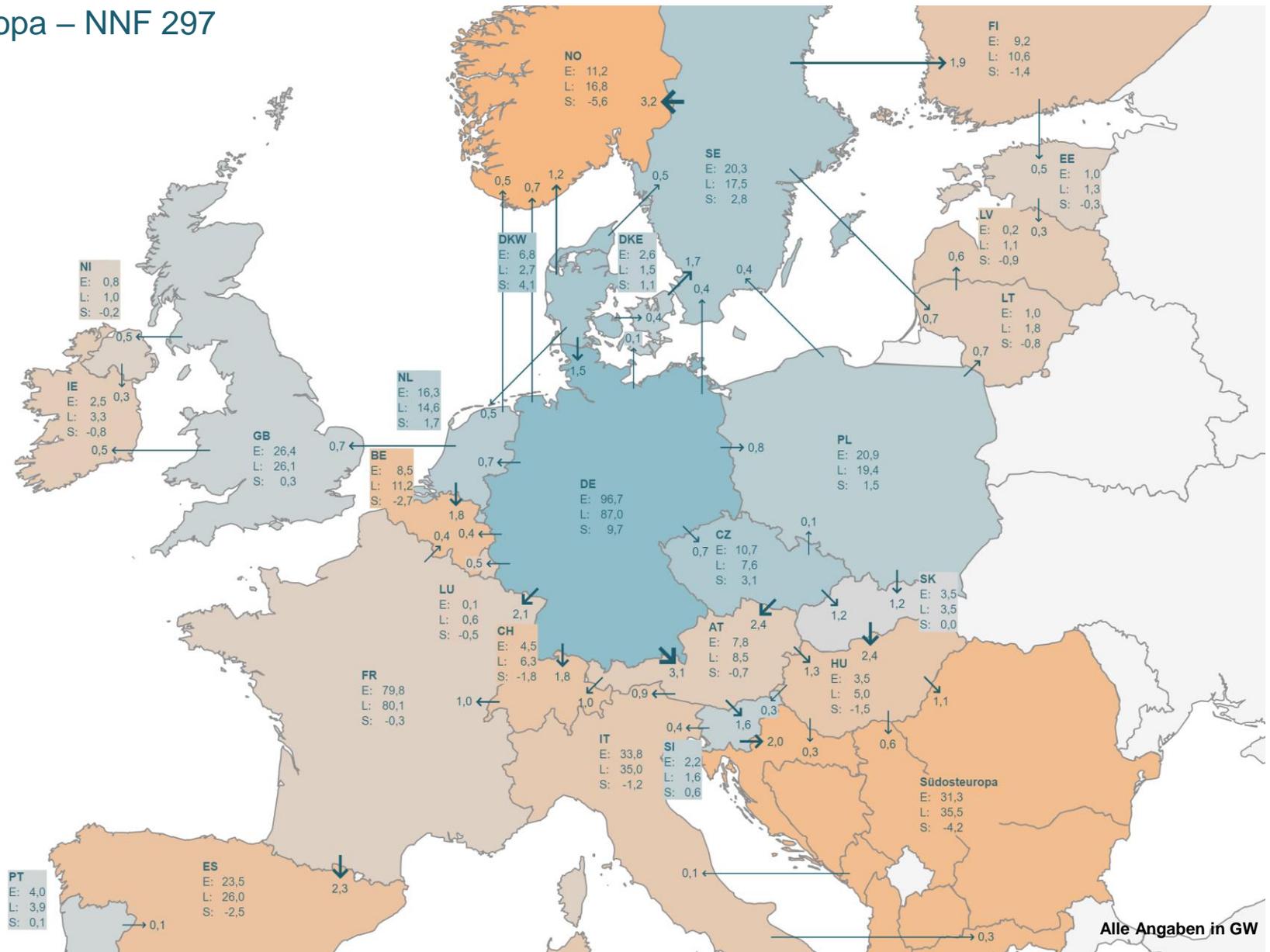
Energienmenge [GW]	t+3 (NNF 297)			t+1 (NNF 273)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
<b>Erzeugung Konventionell</b>	30,9	8,0	38,9	34,2	10,2	44,4
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	3,9	1,9	5,8
Braunkohle	13,6	0,0	13,6	14,0	0,0	14,0
Steinkohle	4,8	2,5	7,3	4,6	3,2	7,8
Erdgas	5,8	2,7	8,4	5,2	2,3	7,5
Sonstige Thermische	2,3	0,7	3,0	2,2	0,7	2,9
KWK<10MW	3,6	2,1	5,7	3,2	1,9	5,1
Stromspeicher	0,8	0,1	0,9	1,0	0,2	1,2
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	49,9	8,1	58,0	49,5	6,1	55,5
Wind Onshore	38,0	4,2	42,2	38,6	2,3	40,9
Wind Offshore	8,1	0,0	8,1	7,0	0,0	7,0
Photovoltaik	0,2	0,4	0,6	0,1	0,4	0,4
Biomasse	3,2	1,7	4,8	3,2	1,7	5,0
Laufwasser	0,2	1,7	1,9	0,2	1,6	1,8
Sonstige Erneuerbare	0,3	0,1	0,4	0,3	0,1	0,4
<b>Erzeugung Gesamt</b>	80,8	16,1	96,9	83,7	16,2	100,0
<b>Bruttostromverbrauch</b>	52,6	34,3	86,9	52,7	34,3	87,0
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preissensitive Lasten	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,6	0,7	1,3	0,1	0,2	0,3
Konventionell	49,9	32,3	82,2	51,0	33,0	83,9
Wärmepumpen	0,4	0,4	0,8	0,3	0,3	0,6
Netzverluste	1,3	0,9	2,2	1,2	0,8	2,0
<b>Exportsaldo</b>	28,2	-18,3	10,0	31,0	-18,1	12,9
Import (inkl. Nord-Süd)	1,5	26,5	28,0	2,0	28,3	30,3
Export (inkl. Nord-Süd)	29,7	8,3	38,0	33,0	10,3	43,2

- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39% der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 17% der Gesamterzeugung-DE bereitgestellt.

# Marktsimulation – Grenzsituation t+3 Netzsensitivität

Handelssituation in Europa – NNF 297

- DE ist mit einem **Exportsaldo** von **ca. 9,7 GW** das größte Exportland
- Größte Exporte in Richtung **FR, AT, CH und NL**
- Importe aus **DK**





# Marktsimulation – Grenzsituation t+3 Netzsensitivität

Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit t+1 – NNF 297

## t+3 Netz-Sensi (NNF 297)

## t+1 (NNF 273)

Energienmenge [GW]	t+3 Netz-Sensi (NNF 297)			t+1 (NNF 273)		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
<b>Erzeugung Konventionell</b>	<b>30,7</b>	<b>8,0</b>	<b>38,7</b>	<b>34,2</b>	<b>10,2</b>	<b>44,4</b>
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	3,9	1,9	5,8
Braunkohle	13,6	0,0	13,6	14,0	0,0	14,0
Steinkohle	4,7	2,5	7,2	4,6	3,2	7,8
Erdgas	5,8	2,7	8,4	5,2	2,3	7,5
Sonstige Thermische	2,3	0,7	2,9	2,2	0,7	2,9
KWK<10MW	3,6	2,1	5,7	3,2	1,9	5,1
Stromspeicher	0,8	0,1	0,8	1,0	0,2	1,2
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	<b>49,9</b>	<b>8,1</b>	<b>58,0</b>	<b>49,5</b>	<b>6,1</b>	<b>55,5</b>
Wind Onshore	38,0	4,2	42,2	38,6	2,3	40,9
Wind Offshore	8,1	0,0	8,1	7,0	0,0	7,0
Photovoltaik	0,2	0,4	0,6	0,1	0,4	0,4
Biomasse	3,2	1,7	4,8	3,2	1,7	5,0
Laufwasser	0,2	1,7	1,9	0,2	1,6	1,8
Sonstige Erneuerbare	0,3	0,1	0,4	0,3	0,1	0,4
<b>Erzeugung Gesamt</b>	<b>80,7</b>	<b>16,1</b>	<b>96,7</b>	<b>83,7</b>	<b>16,2</b>	<b>100,0</b>
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>52,6</b>	<b>34,3</b>	<b>87,0</b>	<b>52,7</b>	<b>34,3</b>	<b>87,0</b>
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Preissensitive Lasten	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,6	0,7	1,3	0,1	0,2	0,3
Konventionell	49,9	32,3	82,2	51,0	33,0	83,9
Wärmepumpen	0,4	0,4	0,8	0,3	0,3	0,6
Netzverluste	1,4	0,9	2,3	1,2	0,8	2,0
<b>Exportsaldo</b>	<b>28,0</b>	<b>-18,3</b>	<b>9,8</b>	<b>31,0</b>	<b>-18,1</b>	<b>12,9</b>
Import (inkl. Nord-Süd)	1,5	26,1	27,6	2,0	28,3	30,3
Export (inkl. Nord-Süd)	29,5	7,8	37,3	33,0	10,3	43,2

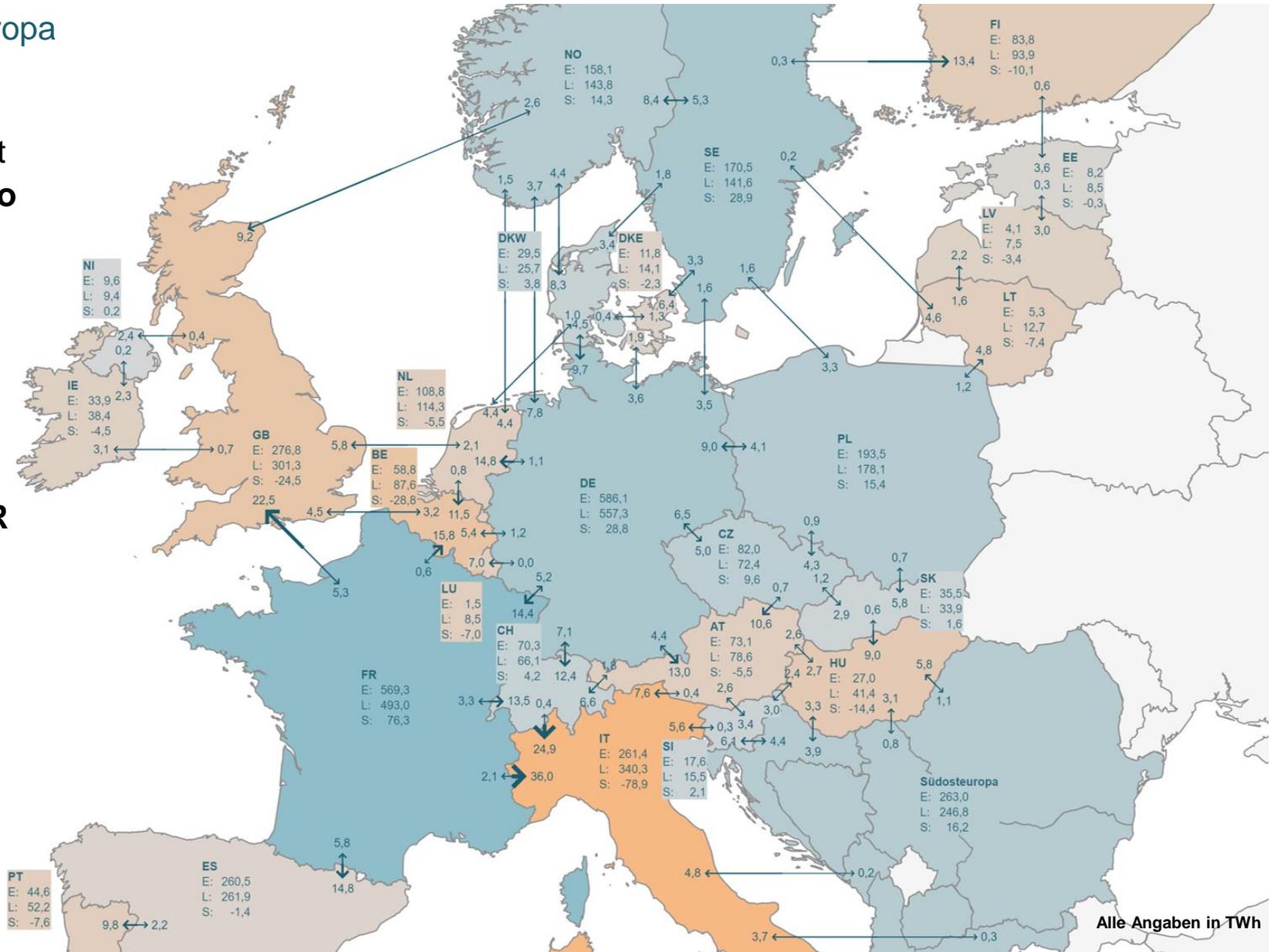
- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39% der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 17% der Gesamterzeugung-DE bereitgestellt.



# Marktsimulation – Jahressimulation t+3

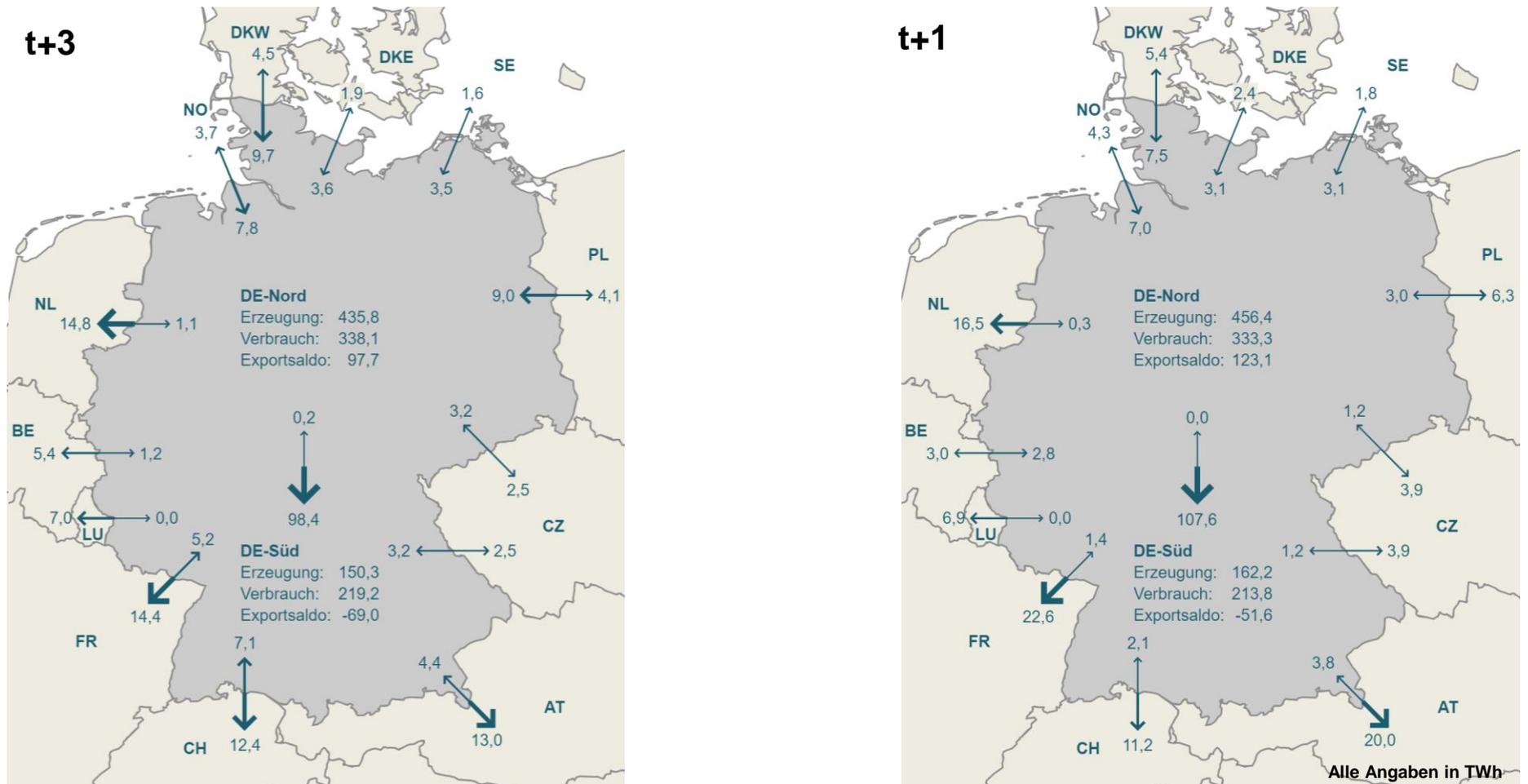
## Handelssituation in Europa

- Deutschland ist mit einem **Exportsaldo** von ca. **29 TWh** eines der größten europäischen Exportländer
- DEs **größte Jahresexporte:** CH, AT, NL und FR
- DEs **größte Jahresimporte:** DK, PL



# Marktsimulation – Jahressimulation t+3

Vergleich Im- und Exporte mit t+1



- Die Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 98,4 TWh
- Rückgang von 9,2 TWh gegenüber t+1

# Marktsimulation – Jahressimulation t+3

## Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit t+1

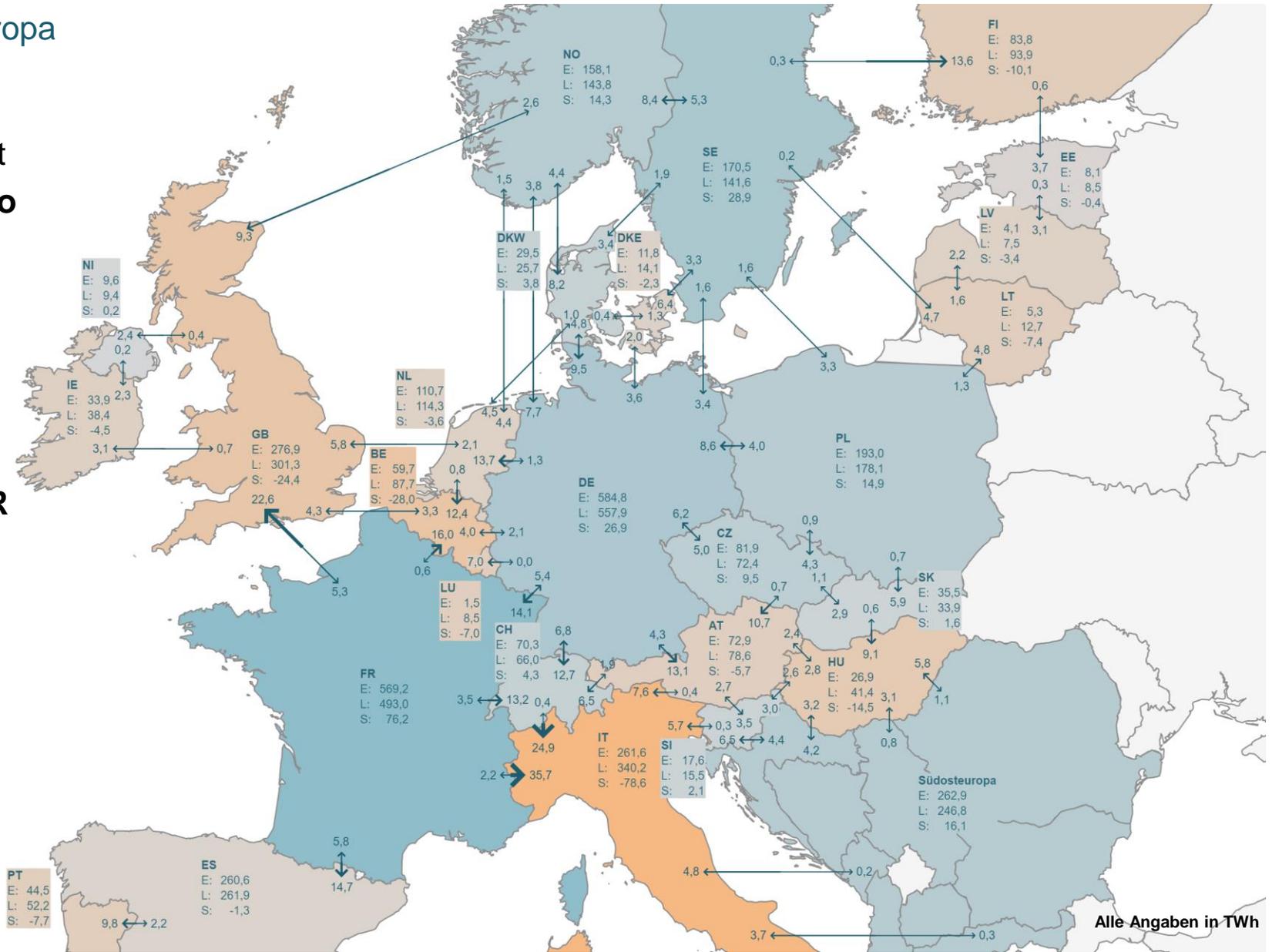
Energienmenge [TWh]	t+3			t+1		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
<b>Erzeugung Konventionell</b>	239,2	72,3	311,6	276,4	89,5	365,9
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	28,2	18,9	47,2
Braunkohle	106,7	0,0	106,7	120,4	0,0	120,4
Steinkohle	42,5	28,7	71,2	44,1	32,2	76,3
Erdgas	47,9	21,2	69,1	43,2	17,5	60,7
Sonstige Thermische	17,5	5,3	22,8	18,0	4,9	22,9
KWK<10MW	21,6	12,4	34,1	19,5	11,2	30,7
Stromspeicher	2,9	4,8	7,7	2,9	4,8	7,8
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	196,6	77,9	274,5	180,0	72,7	252,7
Wind Onshore	96,5	13,0	109,6	88,2	11,8	100,1
Wind Offshore	34,7	0,0	34,7	30,4	0,0	30,4
Photovoltaik	33,3	32,6	65,9	28,6	28,2	56,9
Biomasse	27,7	14,8	42,5	28,4	15,1	43,5
Laufwasser	1,8	13,4	15,2	1,8	13,4	15,2
Sonstige Erneuerbare	2,5	4,1	6,6	2,5	4,1	6,6
<b>Erzeugung Gesamt</b>	435,8	150,3	586,1	456,4	162,2	618,6
<b>Bruttostromverbrauch</b>	338,1	219,2	557,3	333,3	213,8	547,2
Stromspeicher	3,7	5,4	9,1	3,8	5,6	9,4
Preissensitive Lasten	0,8	0,0	0,8	0,1	0,0	0,1
Elektromobilität	1,6	1,5	3,1	0,8	0,7	1,5
Großverbraucher	5,4	6,2	11,6	1,0	1,4	2,3
Konventionell	318,3	200,6	518,9	319,5	200,8	520,3
Wärmepumpen	2,3	1,7	4,0	2,0	1,5	3,5
Netzverluste	6,0	3,9	9,9	6,1	3,9	9,9
<b>Exportsaldo</b>	97,7	-69,0	28,7	123,1	-51,6	71,5
Import (inkl. Nord-Süd)	39,2	118,4	157,6	28,1	116,2	144,3
Export (inkl. Nord-Süd)	136,9	49,5	186,4	151,2	64,6	215,7

- **Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-69 TWh) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+97,7 TWh)**

# Marktsimulation – Jahressimulation t+3 Netzsensitivität

Handelssituation in Europa

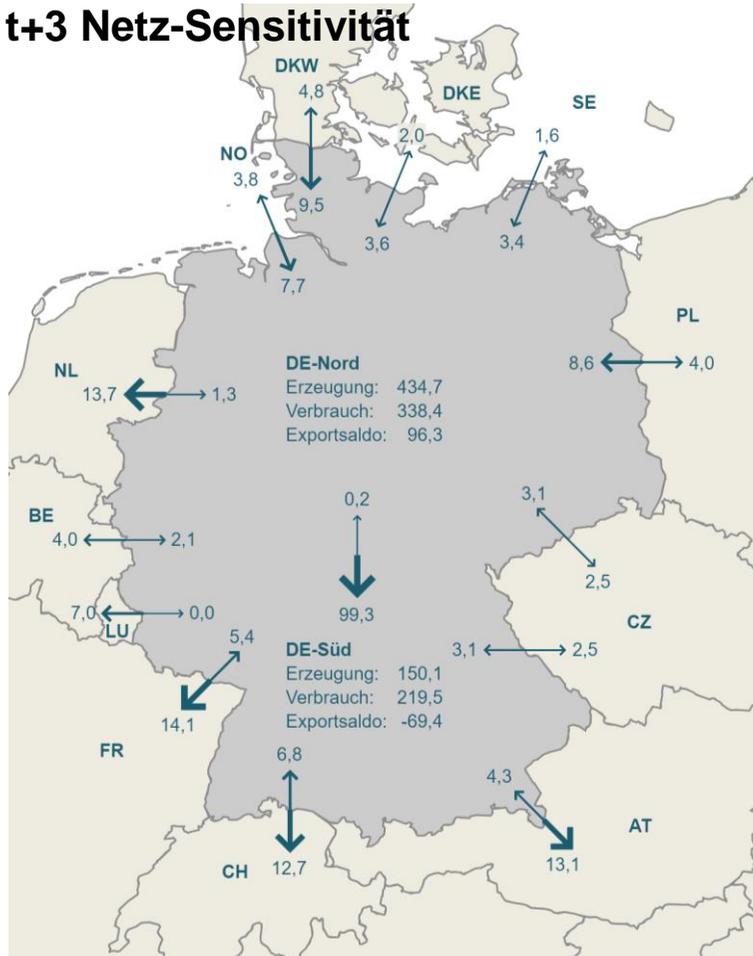
- Deutschland ist mit einem **Exportsaldo** von ca. **27 TWh** eines der größten Exportländer
- DEs größte **Jahresexporte:** CH, AT, NL und FR
- DEs größte **Jahresimporte:** DK, PL



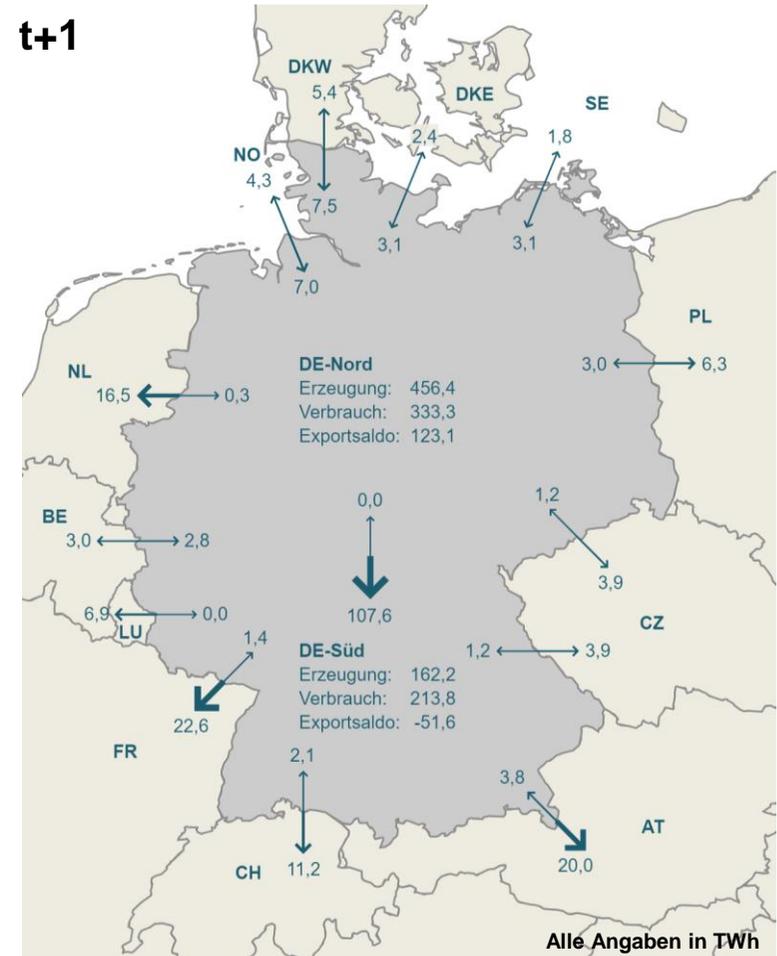
# Marktsimulation – Jahressimulation t+3 Netzsensitivität

Vergleich Im- und Exporte mit t+1

**t+3 Netz-Sensitivität**



**t+1**



Alle Angaben in TWh

- Die Nord-Süd-Transportaufgabe beträgt 99,3 TWh
- Rückgang von 8,3 TWh gegenüber t+1

# Marktsimulation – Jahressimulation t+3 Netzsensitivität

Vergleich Erzeugungs- & Nachfragesituation DE mit t+1

## t+3 Netz-Sensitivität

## t+1

Energienmenge [TWh]	t+3 Netz-Sensitivität			t+1		
	Nord	Süd	Summe	Nord	Süd	Summe
<b>Erzeugung Konventionell</b>	<b>238,2</b>	<b>72,1</b>	<b>310,3</b>	<b>276,4</b>	<b>89,5</b>	<b>365,9</b>
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	28,2	18,9	47,2
Braunkohle	106,4	0,0	106,4	120,4	0,0	120,4
Steinkohle	42,2	28,6	70,8	44,1	32,2	76,3
Erdgas	47,5	21,1	68,6	43,2	17,5	60,7
Sonstige Thermische	17,5	5,3	22,8	18,0	4,9	22,9
KWK<10MW	21,6	12,4	34,1	19,5	11,2	30,7
Stromspeicher	3,0	4,8	7,8	2,9	4,8	7,8
<b>Erzeugung Erneuerbare</b>	<b>196,6</b>	<b>77,9</b>	<b>274,5</b>	<b>180,0</b>	<b>72,7</b>	<b>252,7</b>
Wind Onshore	96,5	13,0	109,6	88,2	11,8	100,1
Wind Offshore	34,7	0,0	34,7	30,4	0,0	30,4
Photovoltaik	33,3	32,6	65,9	28,6	28,2	56,9
Biomasse	27,7	14,8	42,5	28,4	15,1	43,5
Laufwasser	1,8	13,4	15,2	1,8	13,4	15,2
Sonstige Erneuerbare	2,5	4,1	6,6	2,5	4,1	6,6
<b>Erzeugung Gesamt</b>	<b>434,7</b>	<b>150,1</b>	<b>584,8</b>	<b>456,4</b>	<b>162,2</b>	<b>618,6</b>
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>338,4</b>	<b>219,5</b>	<b>557,9</b>	<b>333,3</b>	<b>213,8</b>	<b>547,2</b>
Stromspeicher	3,7	5,4	9,2	3,8	5,6	9,4
Preissensitive Lasten	0,8	0,0	0,8	0,1	0,0	0,1
Elektromobilität	1,6	1,5	3,1	0,8	0,7	1,5
Großverbraucher	5,4	6,2	11,6	1,0	1,4	2,3
Konventionell	318,3	200,6	518,9	319,5	200,8	520,3
Wärmepumpen	2,3	1,7	4,0	2,0	1,5	3,5
Netzverluste	6,3	4,0	10,3	6,1	3,9	9,9
<b>Exportsaldo</b>	<b>96,3</b>	<b>-69,4</b>	<b>26,9</b>	<b>123,1</b>	<b>-51,6</b>	<b>71,5</b>
Import (inkl. Nord-Süd)	39,5	119,0	158,5	28,1	116,2	144,3
Export (inkl. Nord-Süd)	135,8	49,6	185,4	151,2	64,6	215,7

- **Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-69,4 TWh) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+96,3 TWh)**

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. Marktsimulation
  9. **Netzanalysen**
  10. Fazit
-

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+3*

---

*Jahreslauf t+3*

---

*Robustheitsprüfung*

---

*Kraftwerkssensitivität*

---

# Netzanalyse – Grenzsituation t+1

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF (t+1 inkl. Freischaltplanung)

Analysen	BA20 t+1	BA21 t+1	BA20 t+5	LA20 t+8
Netzausbau	Basis	Basis	Basis	Netz- Sensi
NNF	273	273	273	297
Betrachtungsjahr	2020/21	2021/22	2024/25	2027/28
	[GW]			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,8	7,7	5,0	3,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,6	2,8	3,1	0,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,1	4,3	3,2	3,4
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe <u>negativer RD</u></b>	<b>13,4</b>	<b>14,8</b>	<b>11,3</b>	<b>7,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	6,1	6,5	2,9	3,6
Pos. RD Netzreserve in DE	5,8	5,3	5,4	4,3**
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	-	0,8	1,5	
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	-	0,3	-	
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	0,0
Pos. RD im Ausland	0,0	0,3	0,0	0,0
<b>Summe <u>positiver RD</u></b>	<b>13,4</b>	<b>14,8</b>	<b>11,3</b>	<b>7,9</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

\*\* Enthält sowohl aktuelle als auch potentielle Netzreserve-KW

# Netzanalyse – Grenzsituation t+1

topologische Maßnahmen, Grenzsituation NNF273 & Jahreslauf

## Grenzsituation NNF273

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Lauchstädt
- 380/220-kV-Eiberg
- 220-kV-Wahle
- 220-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Uchtelfangen
- 380-kV-Irsching
- 220-kV-Sittling
- 220-kV-Altheim
- 380-kV-Kriffel
- 220-kV-Hattingen
- 220-kV-Utfort
- 380-kV-Paffendorf

### Abgeschaltete Stromkreise:

- 220-kV-Stromkreise Sottrum – Abzweig Wechold
- 220-kV-Stromkreis Ludersheim – Sittling
- 220-kV-Stromkreis Trennfeld – Raitersaich

### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

## Jahreslauf

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 380-kV-Irsching
- 220-kV-Sittling
- 220-kV-Altheim
- 220-kV-Wahle
- 380/220-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 220-kV-Utfort
- 220-kV-Pasewalk
- 380-kV-Streumen
- 380-kV-Lauchstädt

### Abgeschaltete Stromkreise:

- 220-kV-Stromkreise Sottrum – Abzweig Wechold
- 220-kV-Stromkreis Ludersheim – Sittling

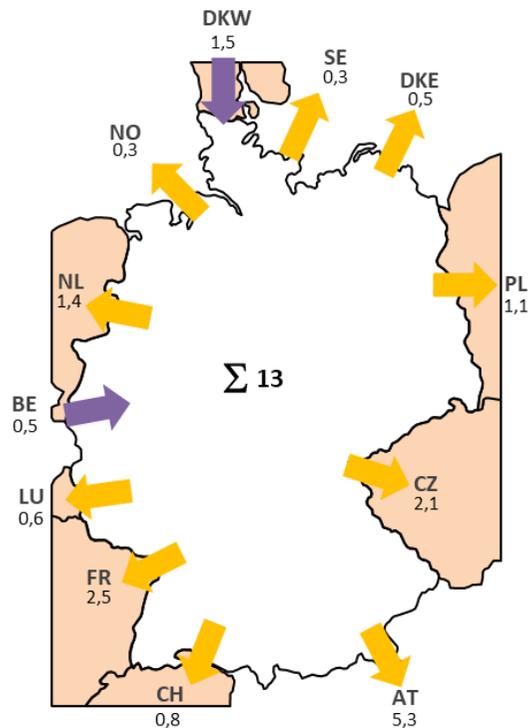
### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

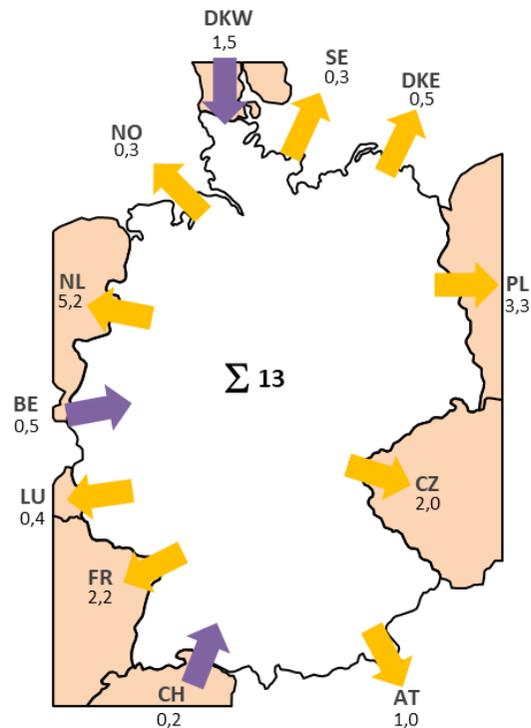
# Netzanalyse – Grenzsituation t+1

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach Redispatch), NNF 273 - mit Freischaltungen, mit topologische Maßnahmen

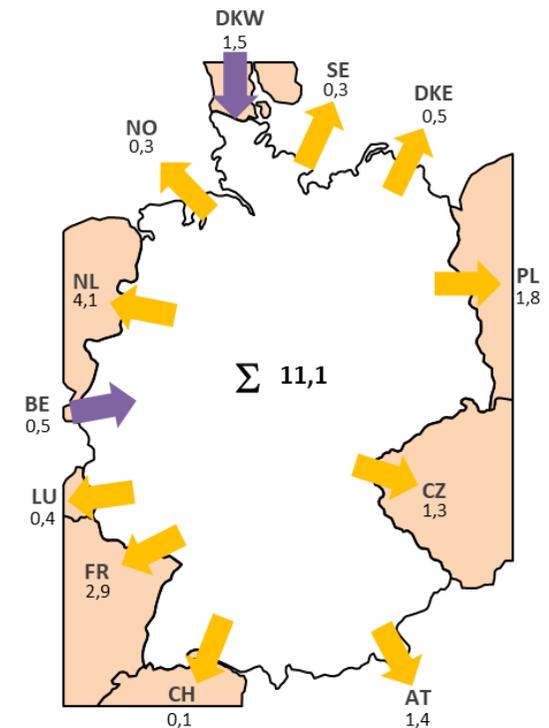
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

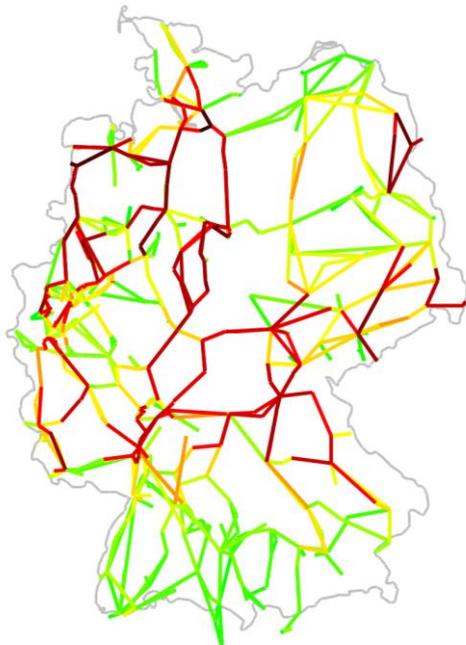


- Geringer Handelsimport aus Skandinavien (0,6 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA deutlich gesteigener Handelsexport nach Polen (1,1 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden (FR/AT/CZ/CH) (10,7 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss an den Grenzen zu NL, PL, CZ und FR
- Durch RD in AT und PL sinkt das Leistungsflusssaldo um ca. 1,8 GW auf 11,1 GW

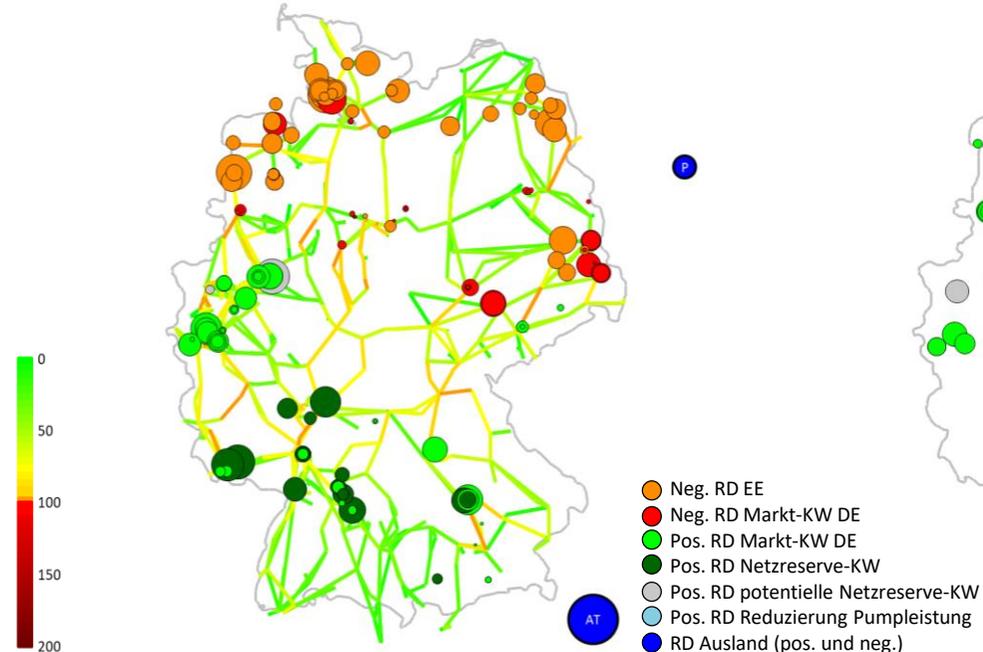
# Netzanalyse – Grenzsituation t+1

(n-1) und EC - GS initial - NNF 273

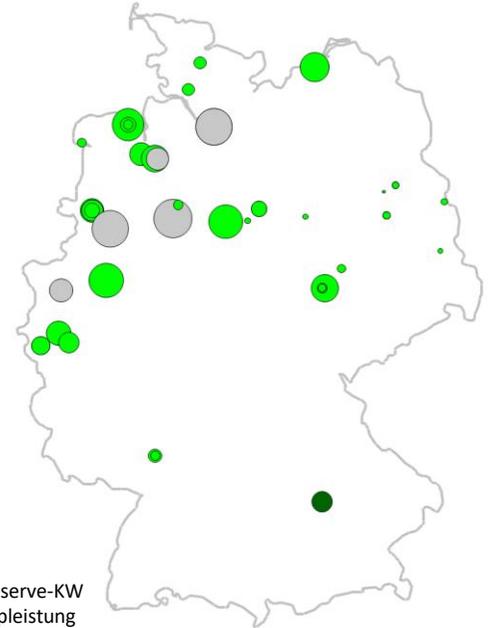
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



- Weiträumige Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Nach RD engpassfreies Netz, aber alle relevanten Nord-Süd-Achsen sind nahezu vollständig ausgelastet
- Vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd- und West-DE
- Die Netzreserve-Kraftwerke im Raum Ingolstadt werden nicht vollständig eingesetzt
- Im Ausland werden 1,5 GW in Österreich und 0,3 GW in Polen hochgefahren



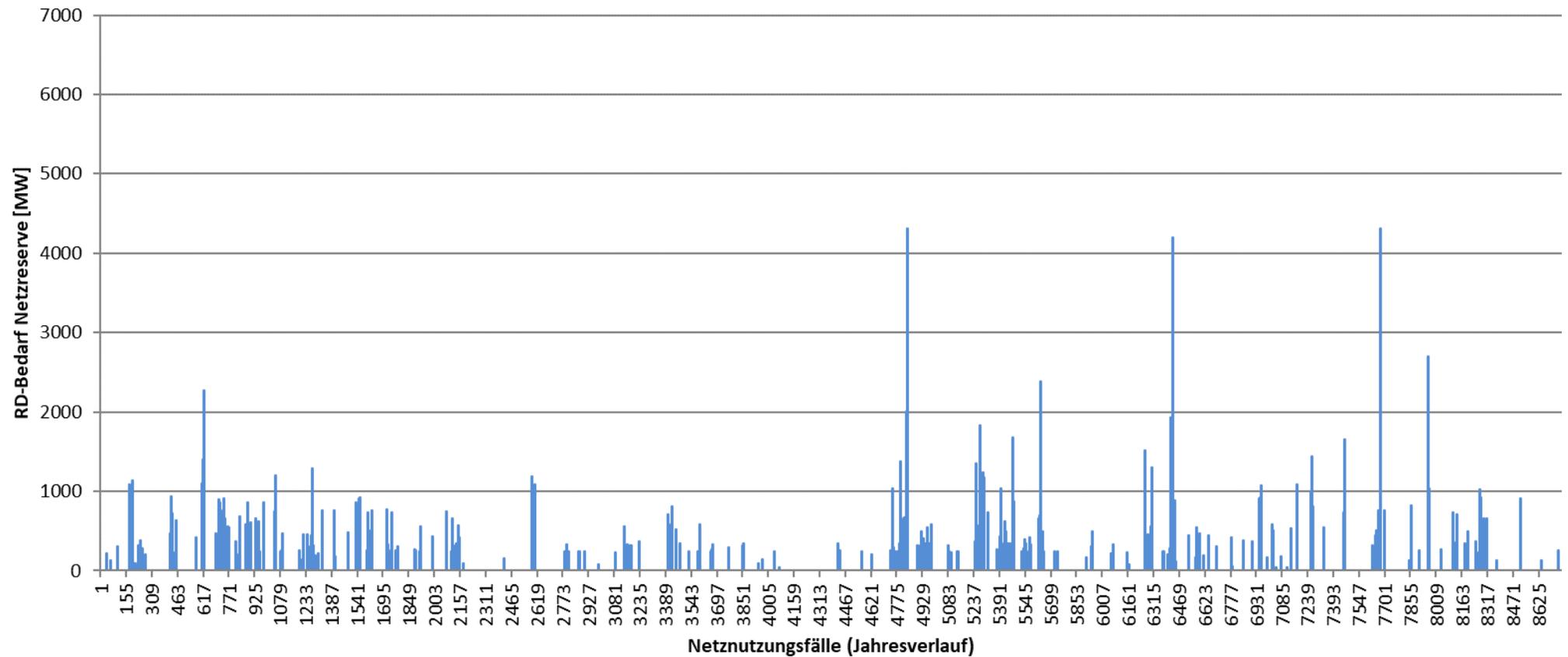
# Netzanalyse – Jahreslauf t+1

Ergebnisvergleich BA 20, BA21, LA20

Analysen	BA20 t+1	BA21 t+1	BA20 t+5	LA20 t+8
Netzausbau	Basis	Basis	Basis	Netz- Sensi
Betrachtungsjahr	2020/21	2021/22	2024/25	2027/28
	TWh			
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	4,1	2,6	1,1	1,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,6	1,2	2,3	0,15
Neg. RD PV-Einspeisung	-	-	0,1	0,03
Neg. RD marktbasierter KW in DE	5,6	7,8	1,7	0,8
Neg. RD im Ausland	0,03	0,004	0,04	0,002
<b>Summe negativer RD</b>	<b>11,3</b>	<b>11,6</b>	<b>5,3</b>	<b>2,5</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	8,1	8,4	4,5	2,1
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	0,3	0,3	0,3	0,03**
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	-	0,01	0,1	
Pos. RD mit Kapazitätsreserve-KW in DE		0,02		
Pos. RD in AT	2,6	2,6	0,4	0,34
Pos. RD im Ausland	0,33	0,2	0	0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>11,3</b>	<b>11,6</b>	<b>5,3</b>	<b>2,5</b>

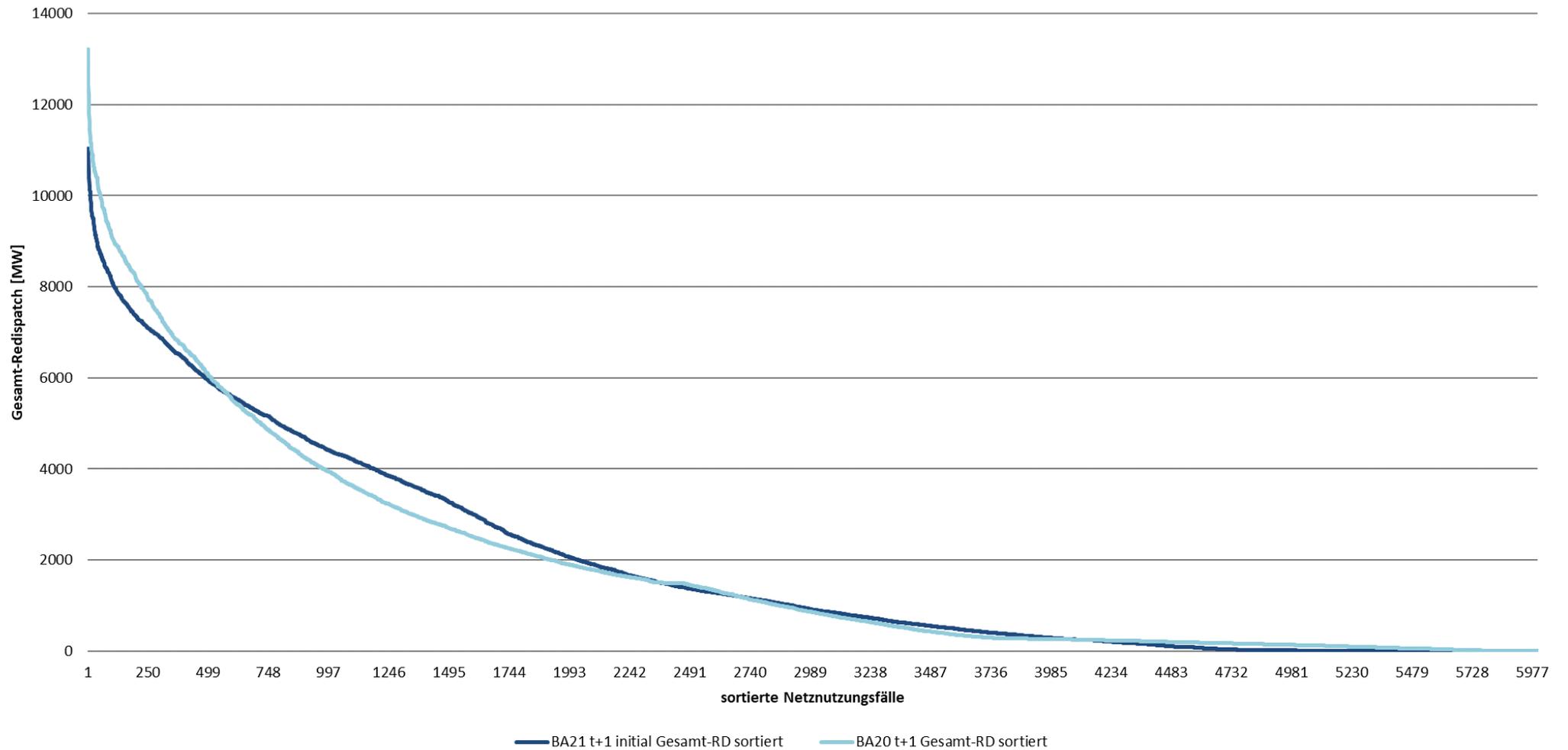
# Netzanalyse – Jahreslauf t+1

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im initialen Jahreslauf BA2021 (t+1)



# Netzanalyse – Jahreslauf t+1

Vergleich des Gesamt-Redispatches der initialen Jahresläufe BA20 (t+1) und BA21 (t+1)



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

***Grenzsituation t+3***

---

*Jahreslauf t+3*

---

*Robustheitsprüfung*

---

*Kraftwerkssensitivität*

---

# Netzanalyse – Grenzsituation t+3

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF (t+1 inkl. Freischaltplanung)

Analysen	BA20 t+1	BA21 t+1	BA21 t+3	BA21 t+3	BA20 t+5	LA20 t+8
Netzausbau	Basis	Basis	Basis	Netz- Sensi	Basis	Netz- Sensi
NNF	273	273	297	297	273	297
Betrachtungsjahr	2020/21	2021/22	2023/24	2023/24	2024/25	2027/28
	[GW]					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,8	7,7	5,4	5,9	5,0	3,6
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,6	2,8	1,3	2,0	3,1	0,9
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,1	4,3	4,2	3,9	3,2	3,4
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>13,4</b>	<b>14,8</b>	<b>11,0</b>	<b>11,9</b>	<b>11,3</b>	<b>7,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	6,1	6,5	5,1	6,1	2,9	3,6
Pos. RD Netzreserve in DE	5,8	5,3	4,1	3,9	5,4	4,3**
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	-	0,8	0,3	0,4	1,5	
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW		0,3	0,0	0,0		
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,0
Pos. RD im Ausland	0,0	0,3	0,02	0,0	0,0	0,0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>13,4</b>	<b>14,8</b>	<b>11,0</b>	<b>11,9</b>	<b>11,3</b>	<b>7,9</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

\*\* Enthält sowohl aktuelle als auch potentielle Netzreserve-KW

# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Basis

topologische Maßnahmen, Grenzsituation NNF297 & Jahreslauf

## Grenzsituation NNF297

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

- 380-kV-Eickum
- 380-kV-Elsfleth West
- 380-kV-Irsching
- 380-kV-Ottenhofen
- 220-kV-Wahle
- 380-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-Paffendorf
- 380-kV-Pfungstadt
- 220-kV-Utfort
- 220-kV-Bärwalde
- 380-kV-Lauchstädt

### Abgeschaltete Netzelemente:

- 380/220-kV-Transformator Schwandorf
- 380/220-kV-Transformator Sottrum
- 220-kV-Stromkreis Hessel- Gütersloh

## Jahreslauf

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

- 380-kV-Eickum
- 380-kV-Elsfleth West
- 380/220-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Pfungstadt
- 220-kV-Utfort
- 220-kV-Bärwalde
- 380-kV-Lauchstädt

### Abgeschaltete Netzelemente:

- 380/220-kV-Transformator Schwandorf

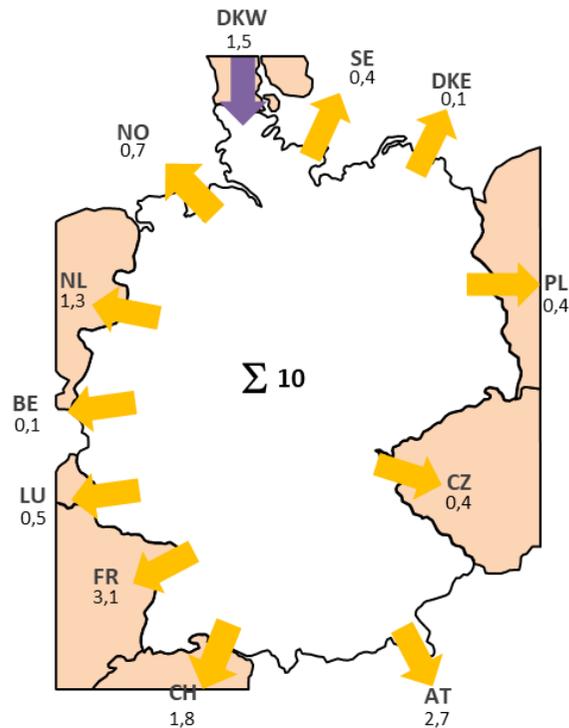
### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

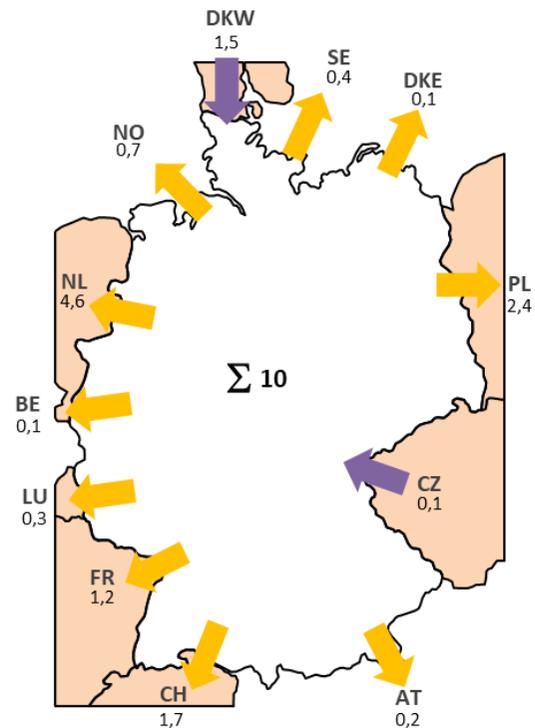
# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Basis

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach Redispatch), NNF 297 - mit topologischen Maßnahmen

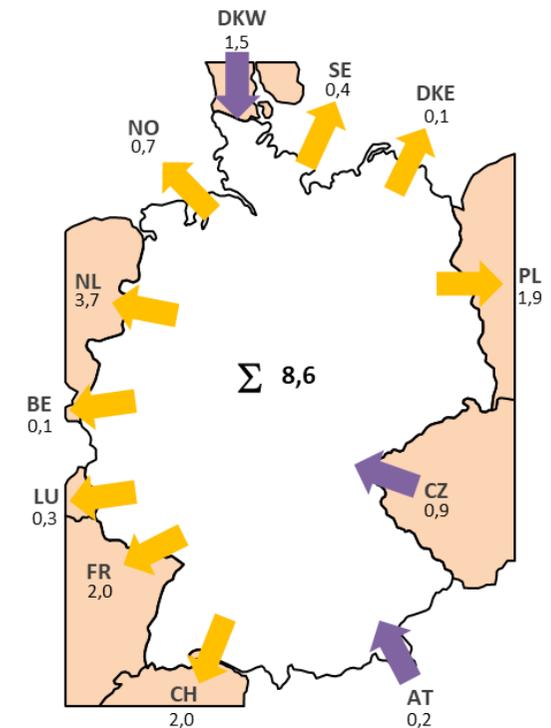
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

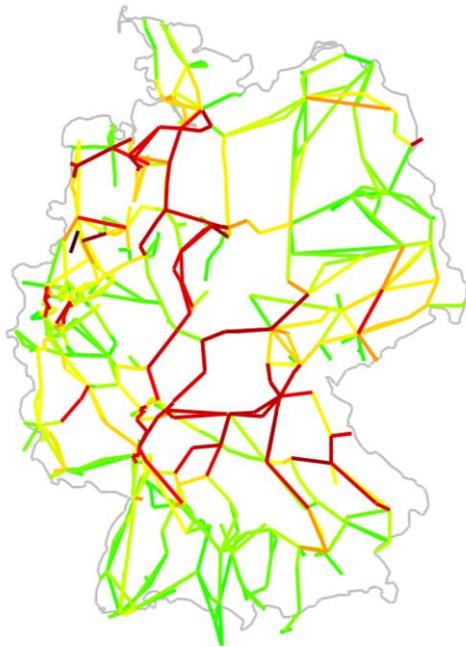


- Geringer Handelsimport aus Skandinavien (0,3 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden (FR/AT/CZ/CH) (10,7 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss an den Grenzen zu NL, PL, CH und FR
- Durch RD in AT sinkt das Leistungsflusssaldo um 1,5 GW auf 8,6 GW

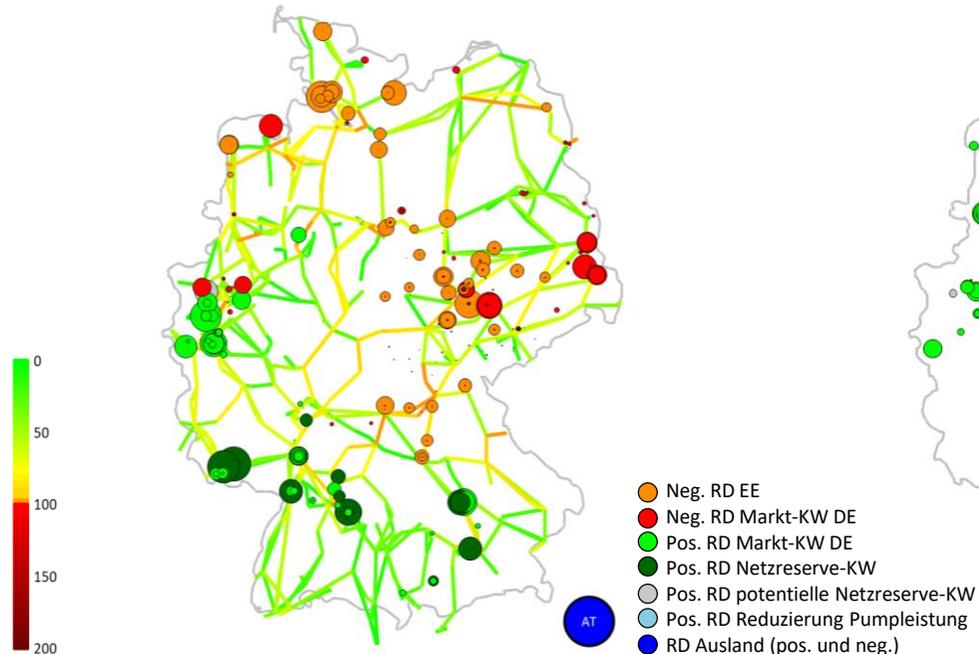
# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Basis

(n-1) und EC - GS initial - NNF 297

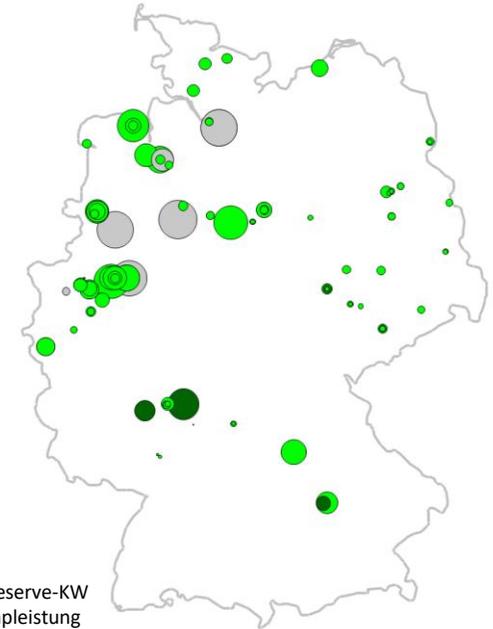
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



- Weiträumige Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Nach RD engpassfreies Netz, aber alle relevanten Nord-Süd-Achsen sind nahezu vollständig ausgelastet
- Vereinzelt verbleibendes pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd- und West-DE
- Die Netzreserve-Kraftwerke im Großraum Frankfurt und Ingolstadt werden nicht vollständig eingesetzt
- Im Ausland werden 1,5 GW in Österreich hochgefahren

# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Netzsensitivität

topologische Maßnahmen, Grenzsituation NNF 297 & Jahreslauf

## Grenzsituation NNF297

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Altheim
- 380-kV-Dörpen West
- 380-kV-Eickum
- 380-kV-Elsfleth West
- 380-kV-Irsching
- 380-kV-Ottenhofen
- 220-kV-Wahle
- 380-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Kriftel
- 380-kV-Paffendorf
- 380-kV-Pfungstadt
- 220-kV-Utfort
- 220-kV-Bärwalde
- 380-kV-Lauchstädt
- 220-kV-Daxlanden

### Abgeschaltete Netzelemente:

- 380/220-kV-Transformator Schwandorf
- 380/220-kV-Transformator Sottrum
- 220-kV-Stromkreis Hesseln- Gütersloh

## Jahreslauf

### Getrennter 2-Sammelschienenbetrieb

(ggf. mit Anpassung der Sammelschienenbelegung):

- 220-kV-Altheim
- 380-kV-Eickum
- 380-kV-Elsfleth West
- 380/220-kV-Eiberg
- 220-kV-Gersteinwerk
- 380-kV-Pfungstadt
- 220-kV-Utfort
- 220-kV-Bärwalde
- 380-kV-Lauchstädt

### Abgeschaltete Netzelemente:

- 380/220-kV-Transformator Schwandorf

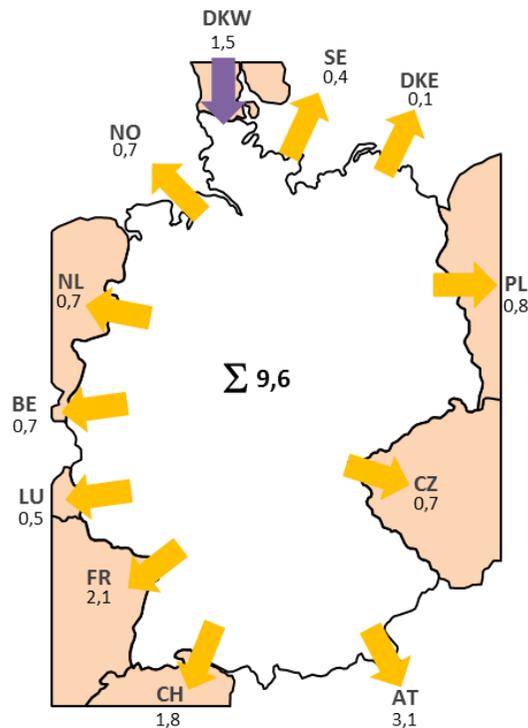
### zugeschaltete Netzelemente:

- 220-kV Querregler Q105 GKM(Werk2)

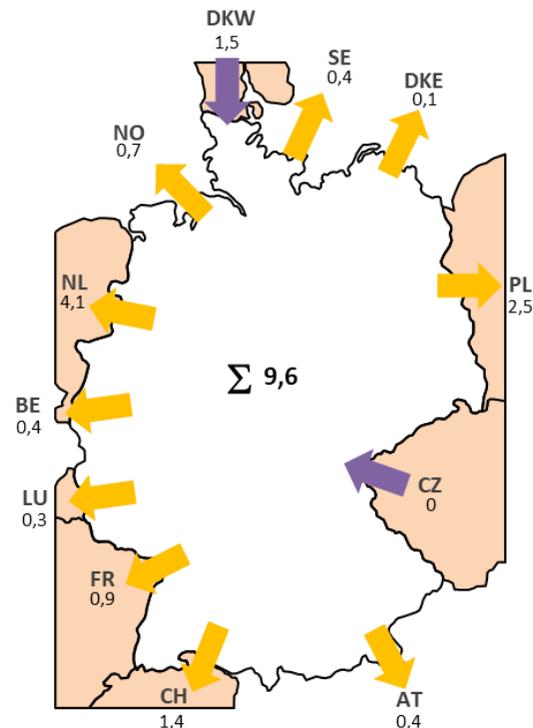
# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Netzsensitivität

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach Redispatch), NNF 297 - mit topologischen Maßnahmen

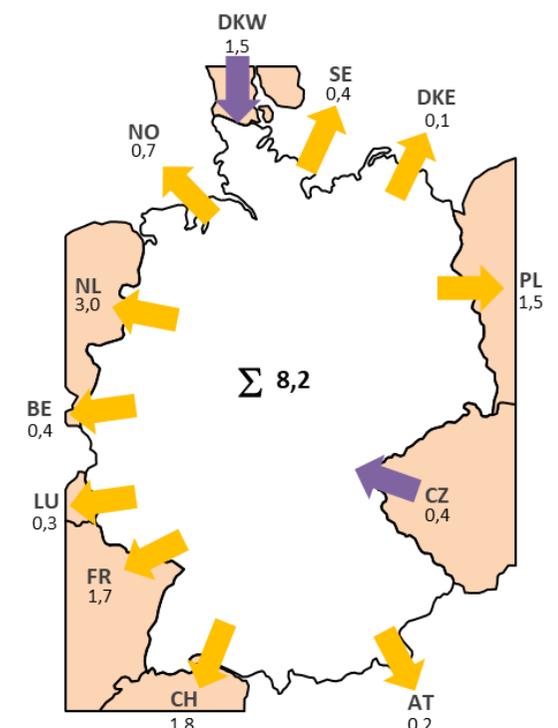
## Handelsfluss



## Leistungsfluss vor RD



## Leistungsfluss nach RD

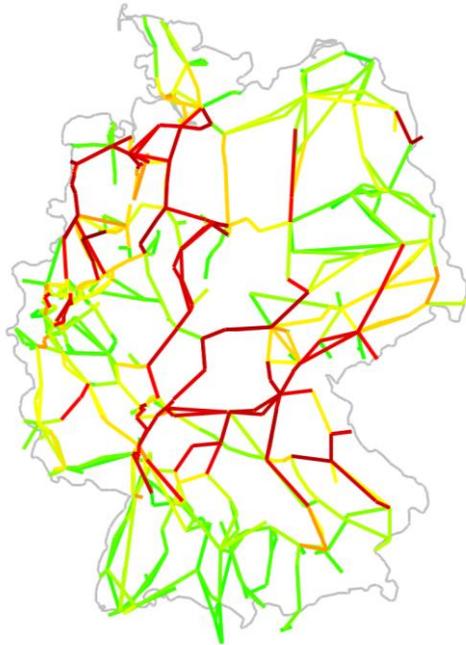


- Geringer Handelsimport aus Skandinavien (0,3 GW)
- Im Vergleich zu früheren BA gesteigener Handelsexport nach Polen (0,8 GW)
- Hoher Handelsexport nach Süden (FR/AT/CZ/CH) (7 GW)
- Hoher physikalischer Leistungsfluss an den Grenzen zu NL, PL und CH
- Durch RD in AT sinkt das Leistungsflusssaldo um ca. 1,5 GW auf 8,2 GW

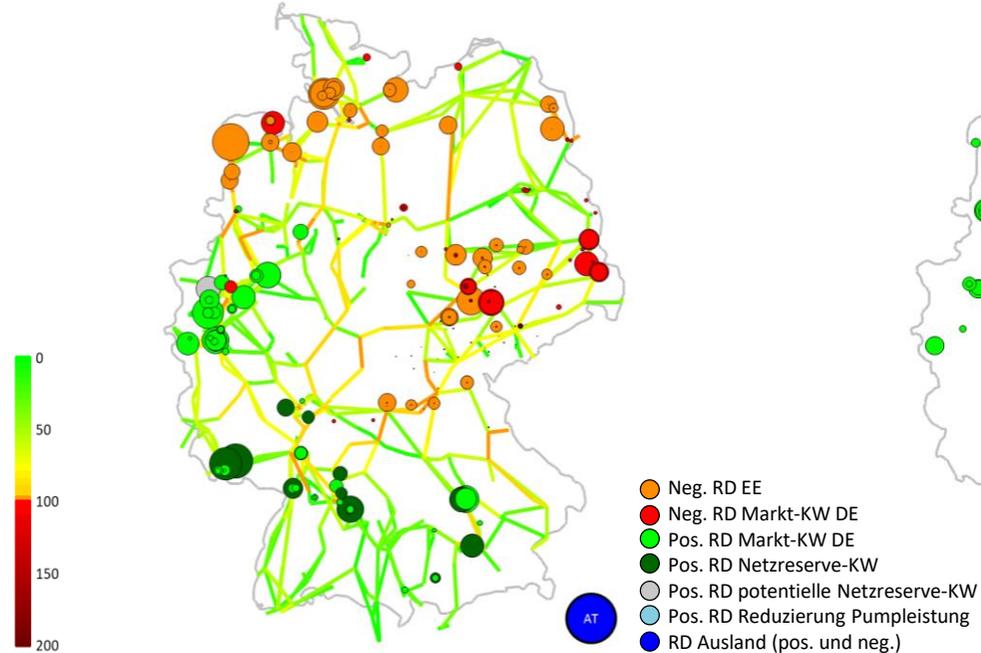
# Netzanalyse – Grenzsituation t+3 Netzsensitivität

(n-1) und EC - GS initial - NNF 297

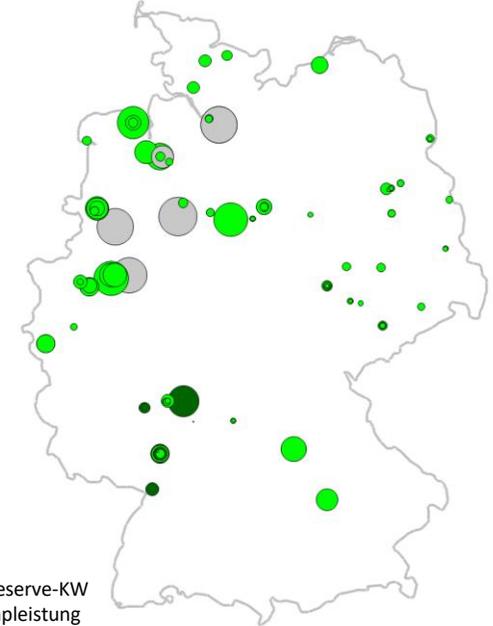
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



- Weiträumige Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Nach RD engpassfreies Netz, aber alle relevanten Nord-Süd-Achsen sind nahezu vollständig ausgelastet
- Einige Netzreserve-Kraftwerke im Südwesten und Marktkraftwerke in Bayern werden nicht vollständig eingesetzt
- Im Ausland werden 1,5 GW in Österreich hochgefahren

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+3*

---

***Jahreslauf t+3***

---

*Robustheitsprüfung*

---

*Kraftwerkssensitivität*

---

# Netzanalyse – Jahreslauf t+3

Ergebnisvergleich BA 20, BA21, LA20

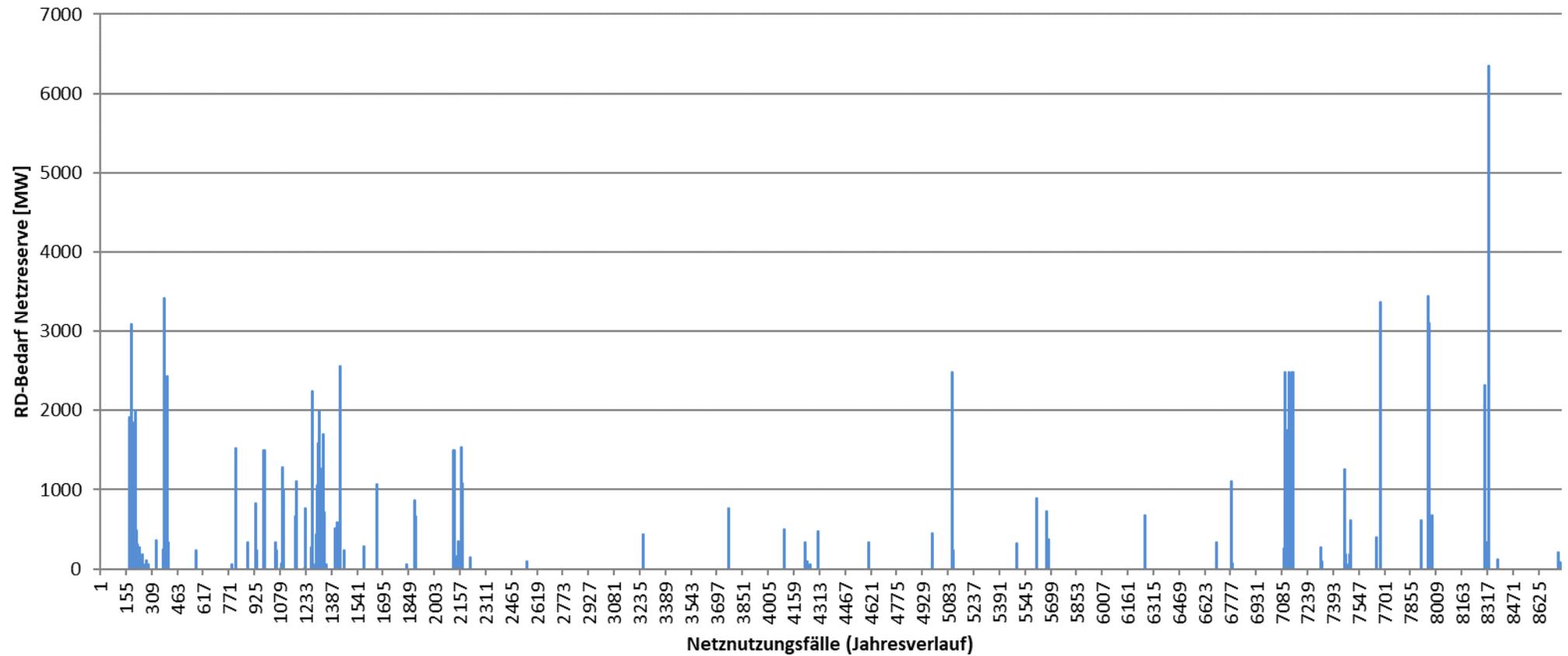
Analysen	BA20 t+1	BA21 t+1	BA21 t+3	BA21 t+3	BA20 t+5	LA20 t+8
Netzausbau	Basis	Basis	Basis	Netz- Sensi	Robust	Netz- Sensi
Betrachtungsjahr	2020/21	2021/22	2023/24	2023/24	2024/25	2027/28
	TWh					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	4,1	2,6	1,2	1,9	1,1	1,5
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,6	1,2	0,4	0,9	2,3	0,15
Neg. RD PV-Einspeisung	-	-	0,1	0,1	0,1	0,03
Neg. RD marktbasierter KW in DE	5,6	7,8	3,6	5,0	1,7	0,8
Neg. RD im Ausland	0,03	0,004	0,02	0,06	0,04	0,002
<b>Summe negativer RD</b>	<b>11,3</b>	<b>11,6</b>	<b>5,3</b>	<b>7,9</b>	<b>5,3</b>	<b>2,5</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	8,1	8,4	4,8	7,3	4,5	2,1
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,03**
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	-	0,01	0,01	0,01	0,1	
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW		0,02	0,001	0,003		
Pos. RD in AT	2,6	2,6	0,3	0,4	0,4	0,34
Pos. RD im Ausland	0,33	0,2	0,001	0,003	0	0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>11,3</b>	<b>11,6</b>	<b>5,3</b>	<b>7,9</b>	<b>5,3</b>	<b>2,5</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

\*\* Enthält sowohl aktuelle als auch potentielle Netzreserve-KW

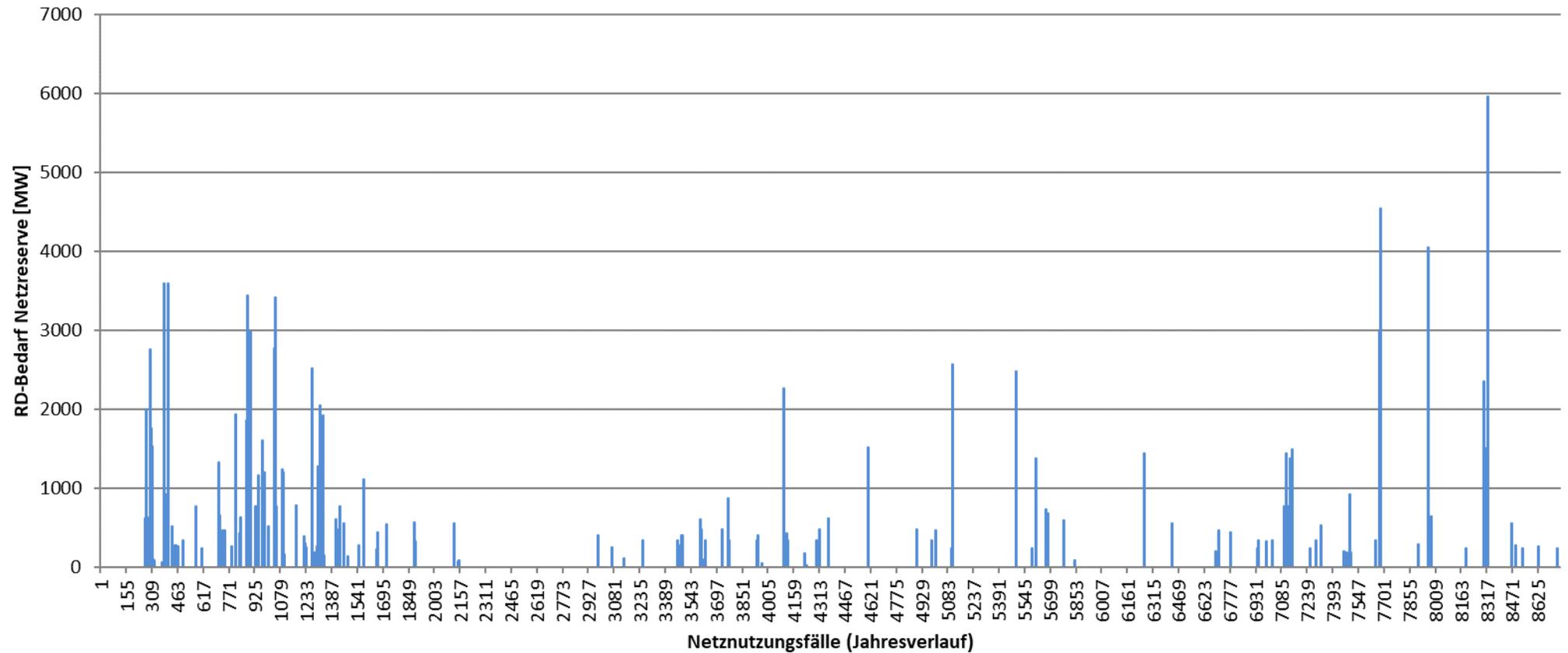
# Netzanalyse – Jahreslauf t+3

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im initialen Jahreslauf BA2021 (t+3)



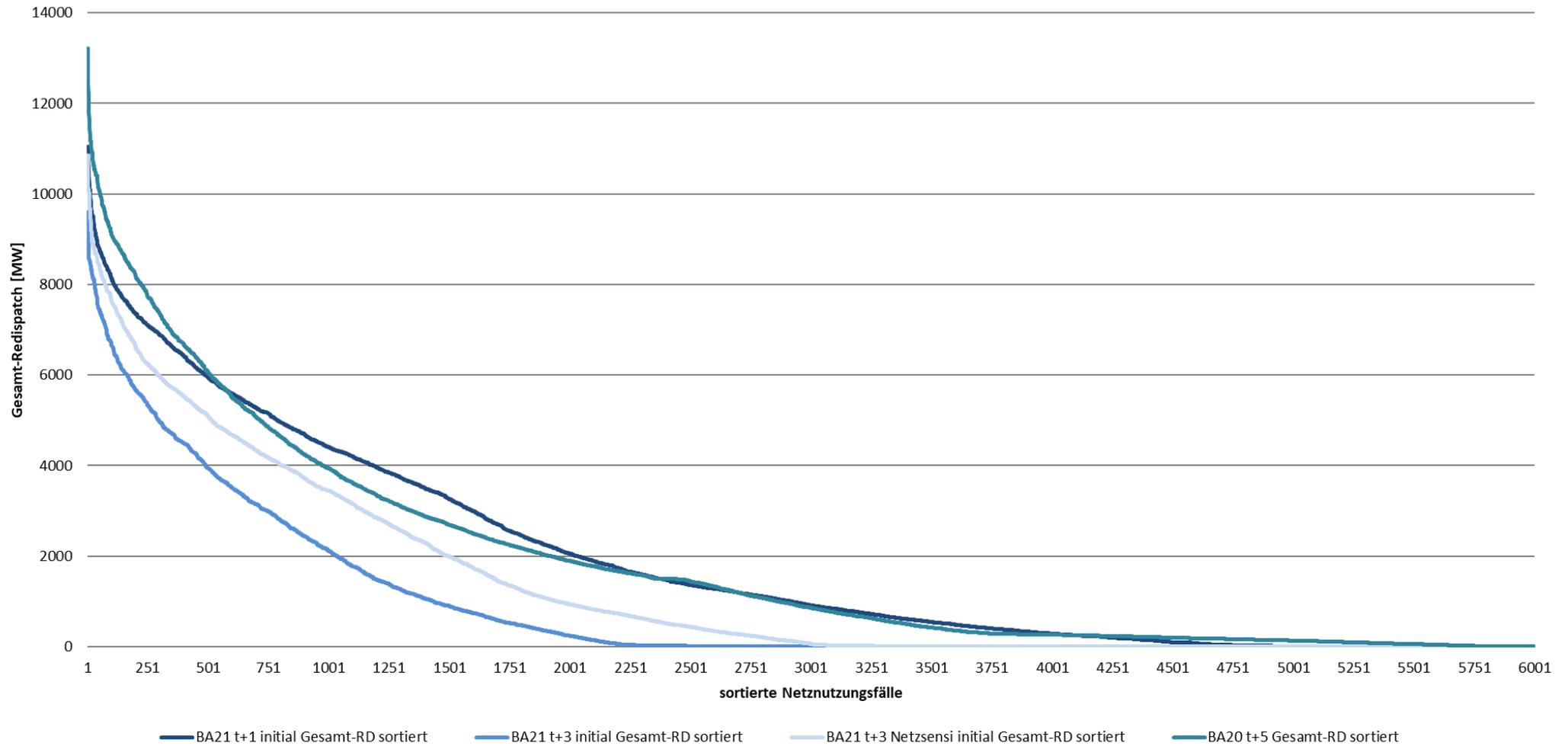
# Netzanalyse – Jahreslauf t+3

Einsatz der aktuellen und potenziellen Netzreserve im initialen Jahreslauf BA2021 (t+3) Netzsensitivität



# Netzanalyse – Jahreslauf t+3

Vergleich des Gesamt-Redispatches der initialen Jahresläufe BA21 (t+1), BA21 (t+3), BA21 (t+3) Netzsensitivität und BA20 (t+5)



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+3*

---

*Jahreslauf t+3*

---

***Robustheitsprüfung***

---

*Kraftwerkssensitivität*

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

## Prüfung des Jahreslaufs mit dem Reserve-Portfolio der Grenzsituation

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	t+1					t+3 Basis					t+3 Netzsensitivität				
				Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <15 + 10k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <15 + 10k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio	Einsätze JL initial [Anzahl NNF]	RD in GS initial [MW]	RD in GS robust (JL <15 + 10k€) [MW]	Einsätze JL robust [Anzahl NNF]	Robustes Portfolio
Altbach HKW1	4040	433		28	433	433	109	X	81	433	433	82	X	64	433	433	76	X
Bexbach	7040	726		20	726	726	62	X	35	726	726	35	X	67	726	726	76	X
GTKW Darmstadt	7921	98		38	98	98	61	X	109	98	98	110	X	126	98	98	137	X
Heilbronn 5	4047	125		15	125	125	43	X	104	125	125	103	X	81	125	125	86	X
Heilbronn 6	4046	125		14	125	125	36	X	98	125	125	102	X	80	125	125	85	X
Ingolstadt 3	2028	375		282	375	375	361	X	3	255	197	5	X	34	375	375	43	X
Ingolstadt 4	2029	386		159	386	386	240	X	1	386	182	3	X	2	386	335	3	X
KMW 2	7814a	250		2	250	250	3	X	0	0	0	0		2	181	176	7	X
Marbach GT3	4051	85		124	85	85	228	X	168	85	85	168	X	153	85	85	171	X
Staudinger 4	2041	580		2	580	262	2	X	4	0	0	0		18	0	0	0	
UPM Schongau	7997	64		14	64	64	70	X	51	64	64	52	X	59	64	64	76	X
Weiber C	7614	656		6	656	656	26	X	19	656	656	18	X	29	656	656	34	X
GKM 7	4026	158/213		74	158	90	82	X	46	213	213	48	X	68	110	120	71	X
GKM 7 M	4028	157/212		86	157	157	85	X	37	212	212	42	X	62	0	0	36	X
Daxlanden RDK4	40045	340		306	340	340	361	X	104	340	340	104	X	155	240	240	156	X
Walheim 2	4052	148		11	148	148	45	X										
Walheim 1	4048	96		8	96	96	41	X										
Marbach GT2	4050	77		119	77	77	227	X										
Marbach_DT3	4012	262		73	262	262	168	X										
Irsching3	2031	415		11	168	161	81	X										
München Nord (ab t+3)	2258	333							19	333	333	20	X	85	333	333	91	X
Σ P eingesetzt					6120 MW	4915 MW				4383 MW	3958 MW				4306 MW	4136 MW		
Σ P installiert				8359 MW	6690 MW	5556 MW	5556 MW	5556 MW	7553 MW	4541 MW	4541 MW	4541 MW	4541 MW	9706 MW	4579 MW	4578 MW	4791 MW	



# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

Vergleich der bedarfsdimensionierenden NNF initial und robust

Analysen	BA21	BA21	BA21	BA21	BA21	BA21
	t+1 initial	t+1 robust	t+3 initial	t+3 robust	t+3 initial	t+3 robust
Netzausbau	Basis		Basis		Netz-Sensi	
NNF	273		297		297	
Betrachtungsjahr	2021/22		2023/24		2023/24	
	[GW]					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,7	8,3	5,4	6,4	5,9	6,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,8	2,9	1,3	1,2	2,0	1,4
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,3	3,7	4,2	4,1	3,9	3,9
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>14,8</b>	<b>14,9</b>	<b>11,0</b>	<b>11,7</b>	<b>11,9</b>	<b>12,0</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	6,5	7,6	5,1	6,3	6,1	6,3
Pos. RD Netzreserve in DE	5,3	4,9	4,1	3,8	3,9	3,9
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,8	0,0	0,3	0,2	0,4	0,2
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD in AT ( $P_{\max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe positiver RD</b>	<b>14,8</b>	<b>14,9</b>	<b>11,0</b>	<b>11,7</b>	<b>11,9</b>	<b>12,0</b>

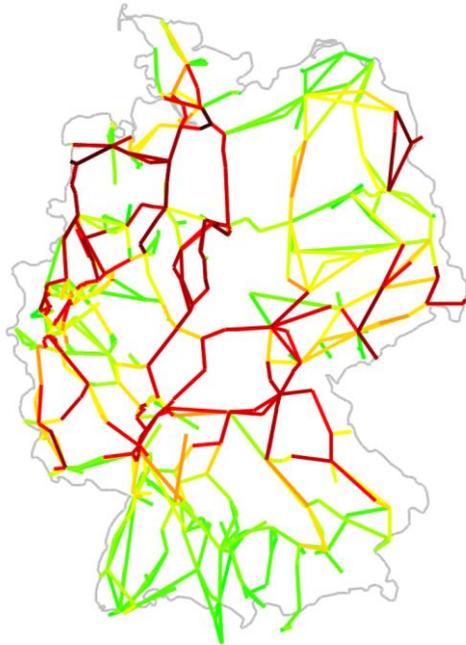
\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

\*\* Enthält sowohl aktuelle als auch potentielle Netzreserve-KW

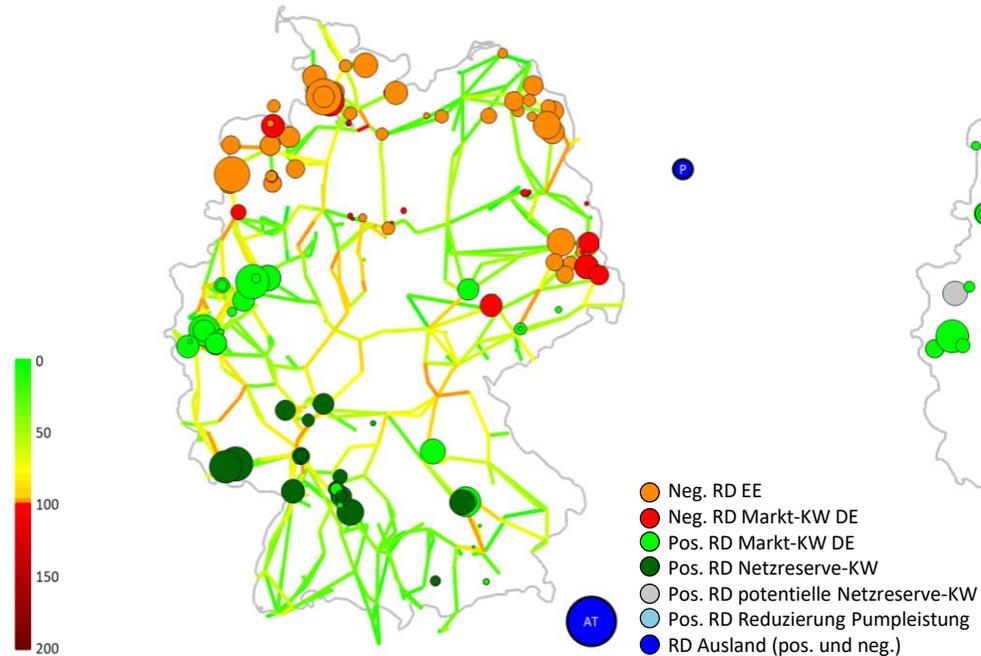
# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

t+1 | (n-1) und EC - GS robust - NNF 273

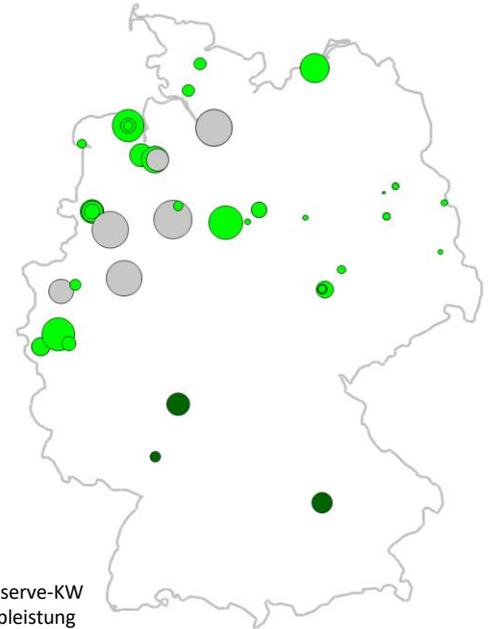
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



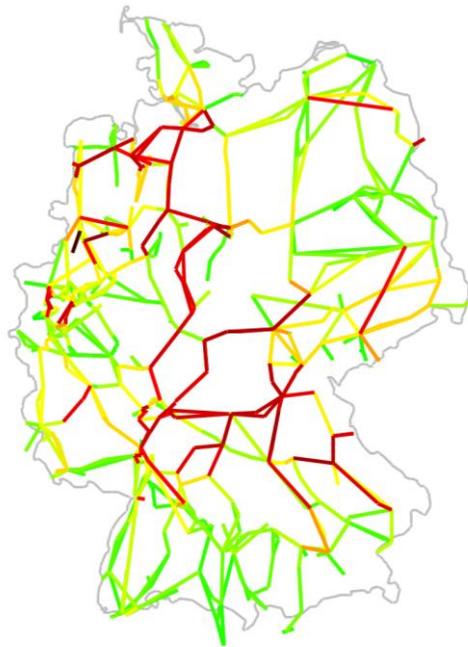
## Hochfahrpotenzial nach RD



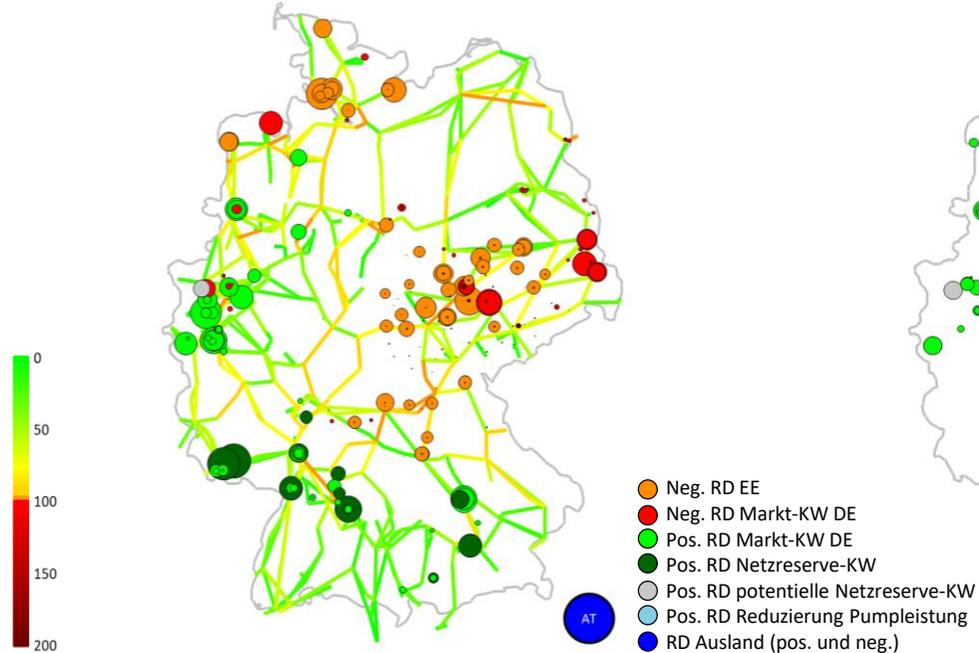
# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

t+3 Basis | (n-1) und EC - GS robust - NNF 297

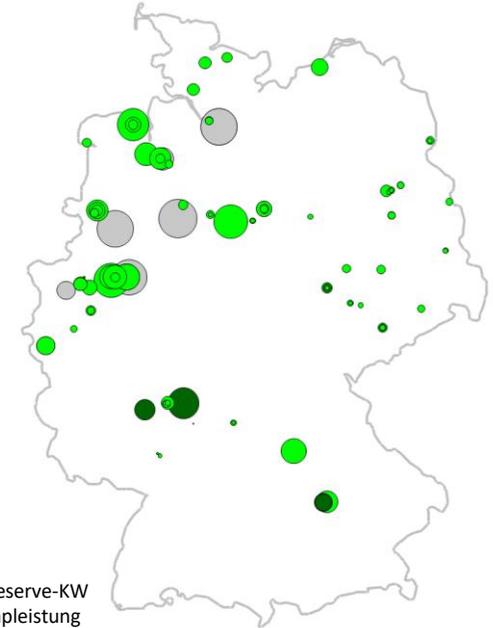
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



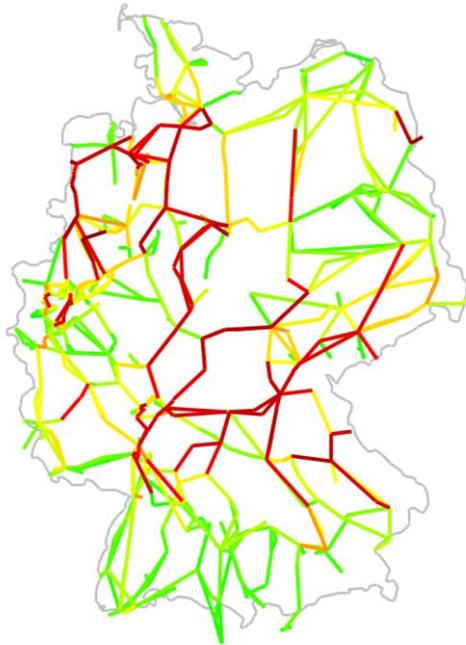
## Hochfahrpotenzial nach RD



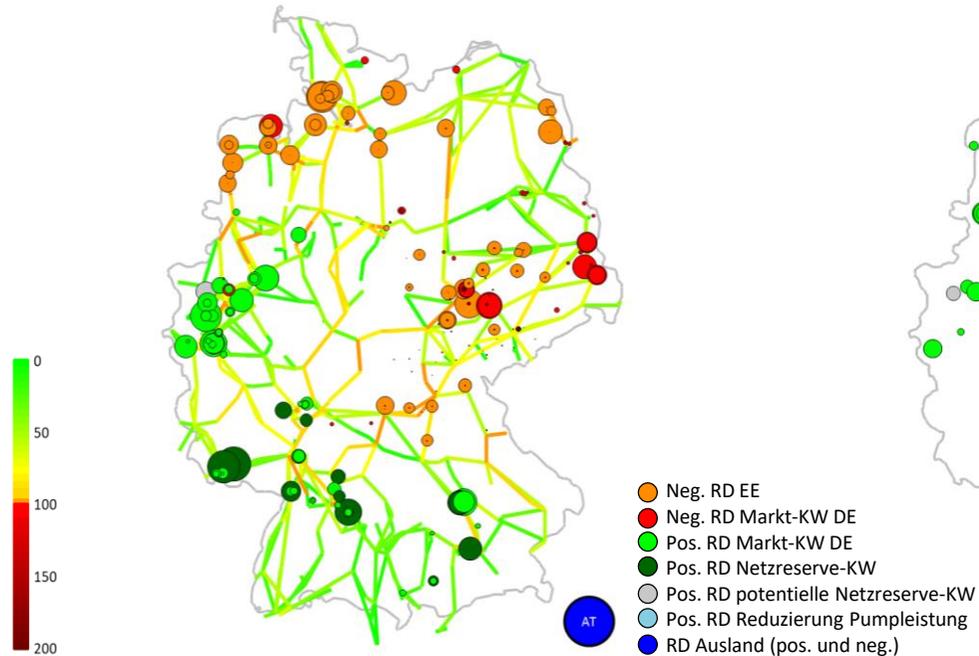
# Netzanalyse - Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

t+3 Netzsensitivität |(n-1) und EC - GS robust - NNF 297

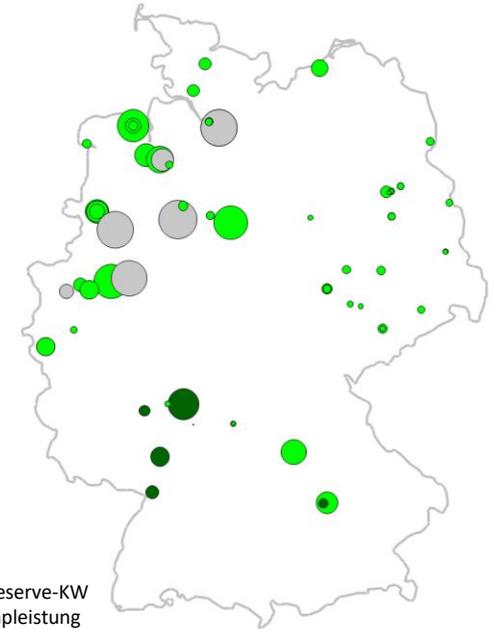
## Auslastung vor RD



## RD & Auslastung nach RD



## Hochfahrpotenzial nach RD



# Netzanalyse – Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios

## Übersicht BA21 Jahresläufe initial & robust

Analysen	BA21 t+1 initial	BA21 t+1 robust	BA21 t+3 initial	BA21 t+3 robust	BA21 t+3 initial	BA21 t+3 robust
Netzausbau	Basis	Basis	Basis	Basis	Netz- Sensi	Netz- Sensi
Betrachtungsjahr	2021/22	2021/22	2023/24	2023/24	2023/24	2023/24
	TWh					
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	2,6	2,7	1,2	1,2	1,9	1,9
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,2	1,3	0,4	0,4	0,9	0,9
Neg. RD PV-Einspeisung	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	7,8	7,9	3,6	3,6	5,0	5,0
Neg. RD im Ausland	0,004	0,003	0,02	0,01	0,06	0,03
<b>Summe negativer RD</b>	<b>11,6</b>	<b>11,8</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE*	8,4	8,4	4,8	4,8	7,3	7,3
Pos. RD mit Netzreservekraftwerken in DE	0,3	0,5	0,2	0,2	0,2	0,3
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,01	0,00	0,01	0,002	0,01	0,004
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,02	0,03	0,001	0,002	0,003	0,006
Pos. RD in AT	2,6	2,6	0,3	0,3	0,4	0,4
Pos. RD im Ausland	0,2	0,2	0,001	0,001	0,003	0,002
<b>Summe positiver RD</b>	<b>11,6</b>	<b>11,8</b>	<b>5,3</b>	<b>5,3</b>	<b>7,9</b>	<b>7,9</b>

\* Enthält auch reduzierte Pumpleistung

\*\* Enthält sowohl aktuelle als auch potentielle Netzreserve-KW

# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

## 9. Netzanalysen

---

*Grenzsituation t+1*

---

*Jahreslauf t+1*

---

*Grenzsituation t+3*

---

*Jahreslauf t+3*

---

*Robustheitsprüfung*

---

***Kraftwerkssensitivität***

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

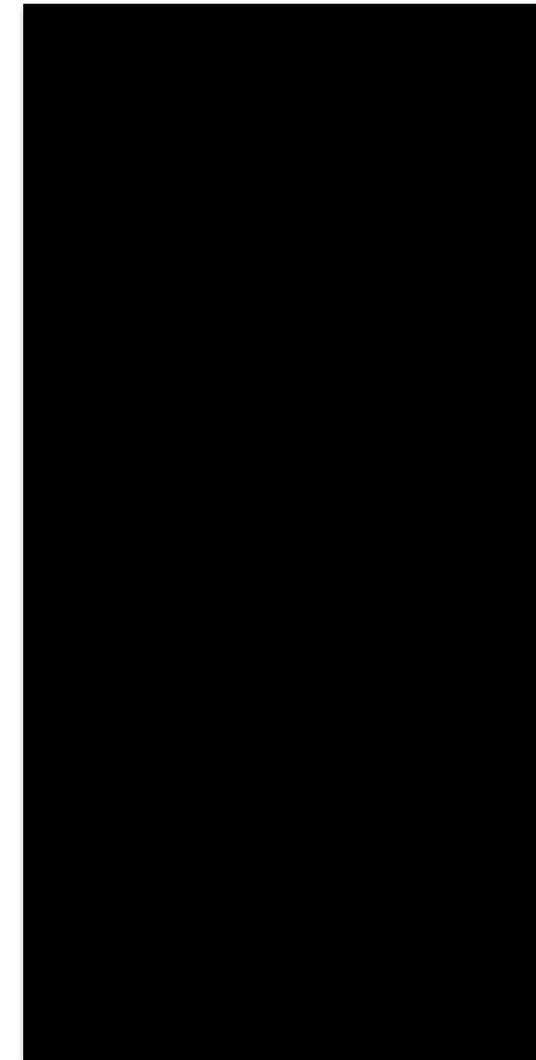
---

# Netzanalyse - Kraftwerkssensitivität

Prüfung des robusten Reserve-Portfolios in der Kraftwerkssensitivität ohne Altbach HKW1 (433 MW)

Analysen	robust	robust ohne Altbach	robust	robust ohne Altbach
	Netz-Sensi		Basis	
NNF	297		297	
Betrachtungsjahr	2023/24		2023/24	
	[GW]		[GW]	
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	6,7	6,5	6,4	6,7
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,4	1,8	1,2	1,2
Neg. RD PV-Einspeisung	0,0	0,1	0,1	0,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	3,9	3,9	4,1	4,0
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe negativer RD</b>	<b>12,0</b>	<b>12,3</b>	<b>11,7</b>	<b>12,0</b>
Pos. RD marktbasierter KW in DE *	6,3	6,4	6,3	6,1
Pos. RD Netzreserve in DE	3,9	3,6	3,8	3,7
Pos. RD pot. Netzreserve in DE	0,2	0,3	0,2	0,2
Pos. RD mit Kapazitätsreserve KW	0,0	0,0	0,0	0,0
Pos. RD in AT ( $P_{max} = 1,5$ GW)	1,5	1,5	1,5	1,5
Pos. RD im Ausland	0,0	0,46	0,0	0,41
<b>Summe positiver RD</b>	<b>12,0</b>	<b>12,3</b>	<b>11,7</b>	<b>12,0</b>

Kraftwerksname	ÜNB-ID	P max [MW]	Strafkosten [€/MWh]	t+3 Netzsensitivität		t+3 Basis		
				RD in GS robust (JL <15 + 10k€) [MW]	RD in GS robust ohne Altbach [MW]	RD in GS robust (JL <15 + 10k€) [MW]	RD in GS robust ohne Altbach [MW]	
Altbach HKW1	4040	433		433		433		
Bexbach	7040	726		726	726	726	726	
GTKW Darmstadt	7921	98		98	98	98	98	
Heilbronn 5	4047	125		125	125	125	125	
Heilbronn 6	4046	125		125	125	125	125	
Ingolstadt 3	2028	375		375	375	197	375	
Ingolstadt 4	2029	386		335	386	182	386	
KMW 2	7814a	250		176	250	0	0	
Marbach GT3	4051	85		85	85	85	85	
Staudinger 4	2041	580		0	0	0	0	
UPM Schongau	7997	64		64	64	64	64	
Weiher C	7614	656		656	656	656	656	
GKM 7	4026	158/213		120	123	213	213	
GKM 7 M	4028	157/212		0	0	212	212	
Daxlanden RDK4	40045	340		240	240	340	340	
Walheim 2	4052	148						
Walheim 1	4048	96						
Marbach GT2	4050	77						
Marbach_DT3	4012	262						
Irsching3	2031	415						
München Nord (ab t+3)	2258	333		333	333	333	333	
				Σ P eingesetzt	4136 MW	3921 MW	3958 MW	3946 MW
				Σ P installiert	4578 MW	4145 MW	4541 MW	4108 MW



# Inhaltsverzeichnis / Gliederung

---

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
  2. Randbedingungen
  3. Vorgehensweise & Methodik der Systemanalysen
  4. Eingangsparameter & Methodik – Marktsimulation
  5. Eingangsparameter & Methodik – Flow-Based Market Coupling
  6. Eingangsparameter & Methodik – Netzanalysen
  7. Identifikation der Grenzsituation
  8. Marktsimulation
  9. Netzanalysen
  - 10. Fazit**
-

# Ergebnisse der BA 2021 – Zeithorizonte 2021/22 und 2023/24

**Fazit:** Der perspektivisch rückläufige Bedarf an Redispatch bestätigt sich

- **Betrachtung der Grenzsituation für die Ermittlung von Redispatch und Netzreserve (GW)**
  - Leichter Anstieg des Redispatch-Bedarfs in 2021/22 gegenüber 2020/21 (BA 2020), weil einer Zunahme des Transportbedarfs beinahe kein innerdeutscher Netzausbau gegenübersteht
  - Die bisherige Netzreserve wird weiterhin vollständig benötigt
  - Perspektivisch (2023/24) ist der Bedarf an Redispatch leicht rückläufig, da bis dahin der Netzausbau signifikant fortschreitet (Basis-Szenario gemäß BMWi-Controlling von 05/2019)
  - Die Entwicklung der Netzreserve hängt von den Bezuschlagungen in den kommenden Ausschreibungsrunden gem. KVBG ab
  - Netz-Sensitivität mit aktuellen Einschätzungen der ÜNB zum Fortschritt des Netzausbaus in 2023/24 zeigt weiterhin rückläufigen Bedarf an Redispatch gegenüber 2021/22; allerdings höher im Vergleich zum Basis-Szenario
- **Betrachtung Jahresläufe für die Ermittlung des Redispatch- und Netzreservebedarfs (TWh)**
  - Auch in der Jahresbetrachtung zeigt sich ein rückläufiger Trend der Redispatch-Mengen
- **Schlussfolgerungen für die Systemrelevanzprüfungen der ersten Ausschreibungsrunde gem. KVBG aus der BA 2021**
  - Aus der ersten Ausschreibungsrunde wäre nur das Kraftwerk Walsum 9 als systemrelevant für Redispatch auszuweisen

# Kontaktfolie

## **50Hertz Transmission GmbH**

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: [info@50hertz.com](mailto:info@50hertz.com)

## **Amprion GmbH**

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: [info@amprion.net](mailto:info@amprion.net)

## **TenneT TSO GmbH**

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: [info@tennet.eu](mailto:info@tennet.eu)

## **TransnetBW GmbH**

Osloer Straße 15–17

70173 Stuttgart

E-Mail: [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)