

Abschlussbericht – Systemanalysen 2018

28.02.2018 (Überarbeitet: 22.03.2018)



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018

3. Eingangsparameter

4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Die Systemanalysen dienen der Ermittlung des Netzreservekraftwerkbedarfs in ausgewählten Zeithorizonten

Ausgangssituation und Zielsetzung

Ausgangssituation

- **Die Energiewende führt zu erheblichen Änderungen in der Struktur und Verteilung der deutschen Stromerzeugung**
 - Kernenergieausstieg bis 2023
 - Zunehmende Stilllegungen von konventionellen Erzeugungsanlagen und Ausbleiben von Neubauprojekten aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit
 - Fortschreitender Zubau von Windkraftanlagen vornehmlich in Norddeutschland und Photovoltaik in Süddeutschland
 - Zunehmende Entfernung zwischen Last- und Erzeugungsschwerpunkten sorgt für erhöhte Transportanforderungen an die Übertragungsnetze
- **Verzögerungen beim Ausbau der Übertragungsnetze führen kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung**

Zielsetzung

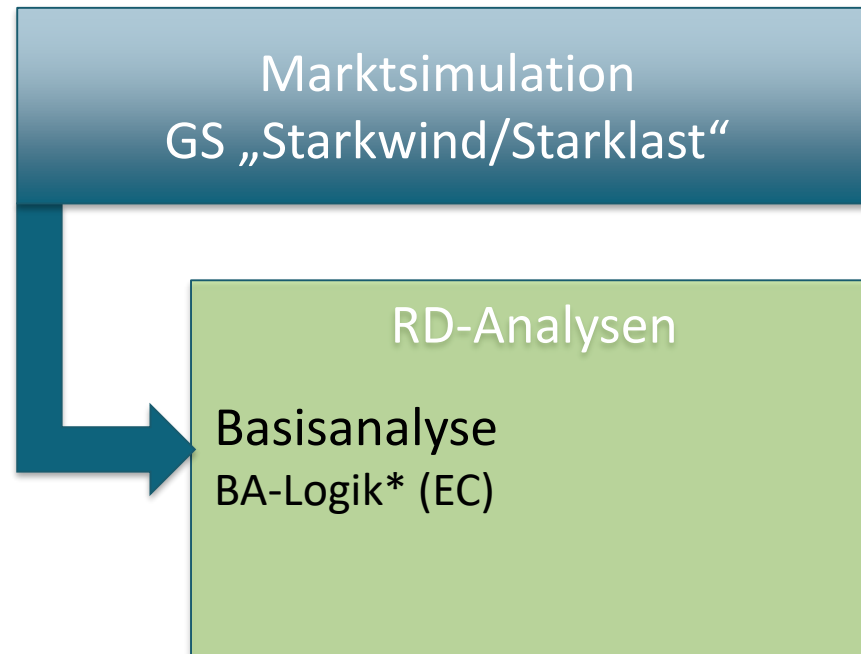
- Bewertung der Risiken für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gem. den Vorgaben der Netzreserveverordnung (NetzResV)
- Systemtechnische Analysen möglicher kritischer Grenzsituationen unter Anwendung einer Kombination aus europäischen Last-, Erzeugungs- und Netzzustandsannahmen
- Betrachtet werden folgende Zeithorizonte:
 - Winter 2018/19 (t+1)
 - Winter 2020/21 (t+3)
- Für jeden dieser Zeithorizonte wird der zur Behebung der kritischen Situation notwendige Redispatchbedarf ermittelt
- Dieser dient als Grundlage zur Bemessung des Bedarfs an Kraftwerken für die Netzreserve im In- und Ausland

Grundsatzüberlegungen zur Einführung der Engpassbewirtschaftung DE - AT

- Modellierung orientiert sich am Einigungsrahmen zwischen BNetzA und E-Control:
- Engpassbewirtschaftung beginnt am 1. Oktober 2018
- Mindestens 4,9 GW werden als langfristige Übertragungskapazität vergeben
 - In der BA2018 wird in allen Situationen eine Austauschkapazität DE - AT (in beide Richtungen) von 4,9 GW angesetzt
 - Dieses Vorgehen entspricht nicht dem Worst-Case, ist jedoch aktuell die einzig belastbare Datengrundlage (Annahme: FlowBased Market Coupling würde auf ein netztechnisch verträgliches Maß begrenzen, jedoch nicht niedriger als 4,9 GW).
- Deutsche ÜNB erhalten, für die Zwecke des RD, Zugriff auf österreichische Kraftwerkskapazitäten von mindestens 1,0 GW (ab 01.10.2018) bzw. 1,5 GW (ab 01.10.2019) bis zu maximal 2,8 GW
 - Abruf erfolgt durch den RD-Optimierer. In der RD-Reihenfolge wird das RD-Potenzial in AT als gleichrangig zu deutschen Markt-Kraftwerken eingesetzt.
- Regelzonenabgrenzung in Vorarlberg (Bürs) gem. Vertrag vom 17.11.2011 bleibt erhalten (VIW werden im deutschen Marktgebiet modelliert)
- Mit Ausnahme zweier Kraftwerke (jeweils ein Block Silz/Kühtai) keine Istwert-Aufschaltungen von AT-Kraftwerken im DE-Marktgebiet
- Keine explizite Vorhaltung von Grenzkuppelkapazitäten für den Austausch von Regelenergie

Analyseumfang

Winter 2018/19 (t+1)

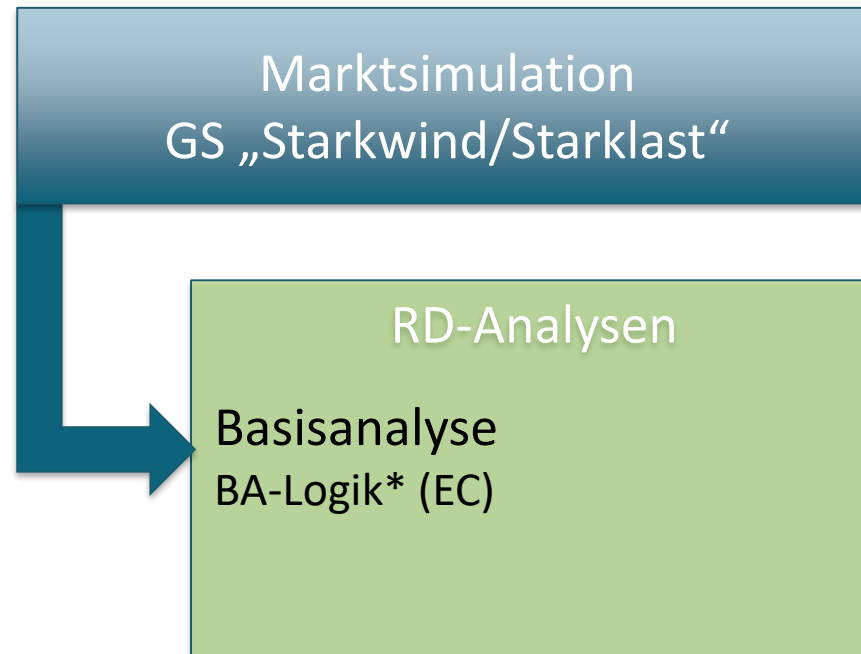


*BA-Logik: RD-Einsatzreihenfolge gemäß:

1. Markt-KW in DE und gesichertes RD Potential in AT (1 GW)
2. Netzreserve-KW in DE
3. zusätzliche Netzreserve im Ausland

Analyseumfang

Winter 2020/21 (t+3)



*BA-Logik: RD-Einsatzreihenfolge gemäß:

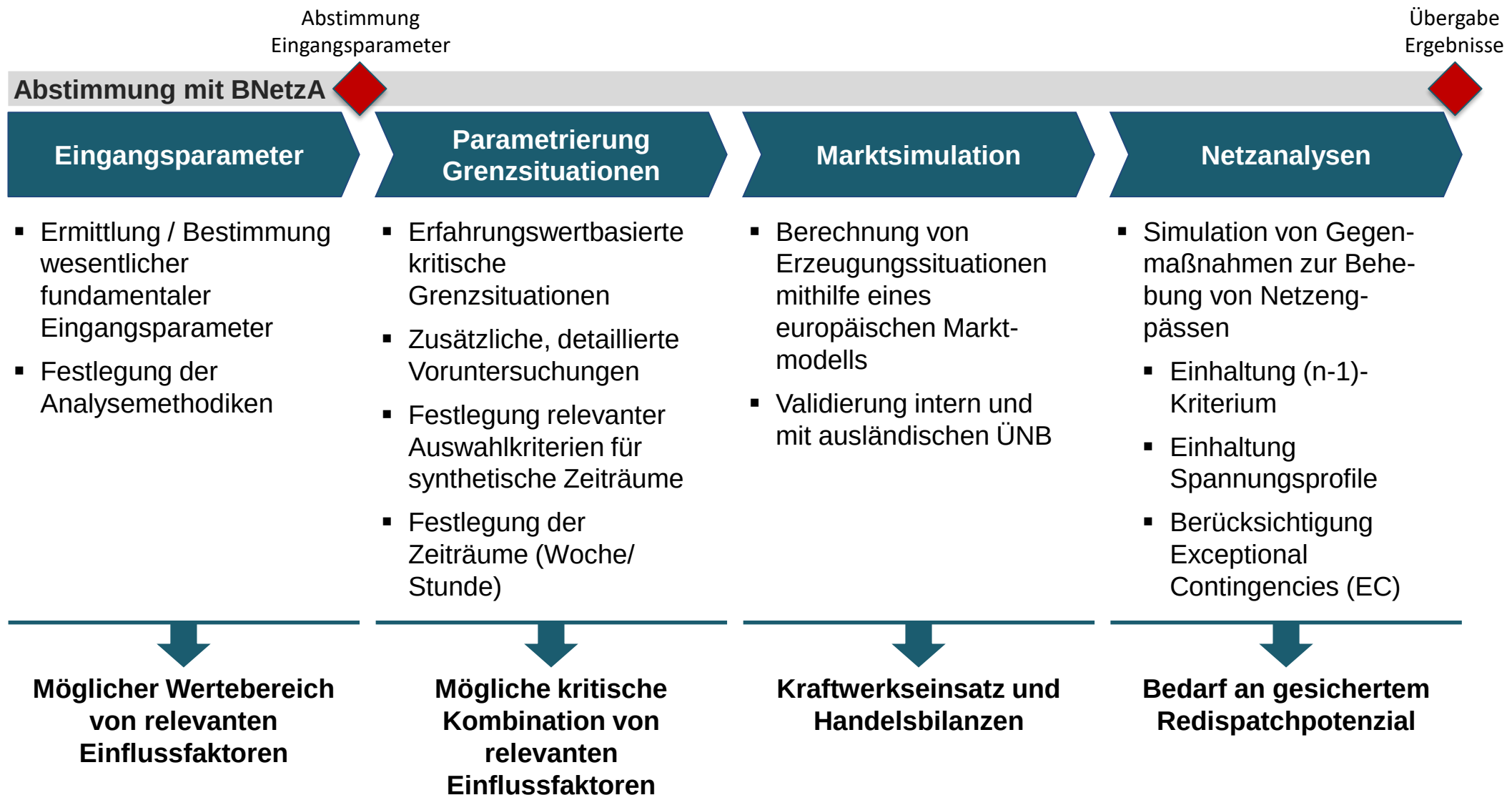
1. Markt-KW in DE und gesichertes RD Potential in AT (1,5 GW)
2. Netzreserve-KW in DE
3. zusätzliche Netzreserve im Ausland

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. **Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018**
3. Eingangsparameter
4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. Fazit

Die Systemanalysen gliedern sich in vier Phasen

Prozessübersicht



Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA2018 - Zielsetzungen

- In Folge der Einführung der Engpassbewirtschaftung DE-AT ist mit einem (vorübergehenden) Rückgang des Bedarfs an Netzreserve zu rechnen. Damit ist eventuell ein „Überangebot“ potenzieller Netzreserve-Kraftwerke im Inland verbunden.
- Mittel-/längerfristig steigt der Bedarf wieder an. Bedarfstreibend wirken dabei
 - Kernenergieausstieg
 - EE-Zubau
 - Stilllegung konventioneller KW in Süd-DE aus wirtschaftlichen Erwägungen
 - Verzögerter Netzausbau
- Schwerpunkt der BA2018 liegt daher auf
 - Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke zur Beherrschung einer Vielzahl von kritischen Netzsituationen
 - Vermeidung einer „voreiligen“ Entlassung von Kraftwerken in die Stilllegung, die bei Wiederanstieg des Reservebedarfs benötigt würden

Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA2018 – Ranking potenzieller Reservekraftwerke (I)

- Für die Ermittlung des robusten Netzreserve-Portfolios wird neben der netztechnischen Wirksamkeit der potenziellen Reservekraftwerke 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
1. 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 BA2018 – Ranking potenzieller Reservekraftwerke (II)

Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB

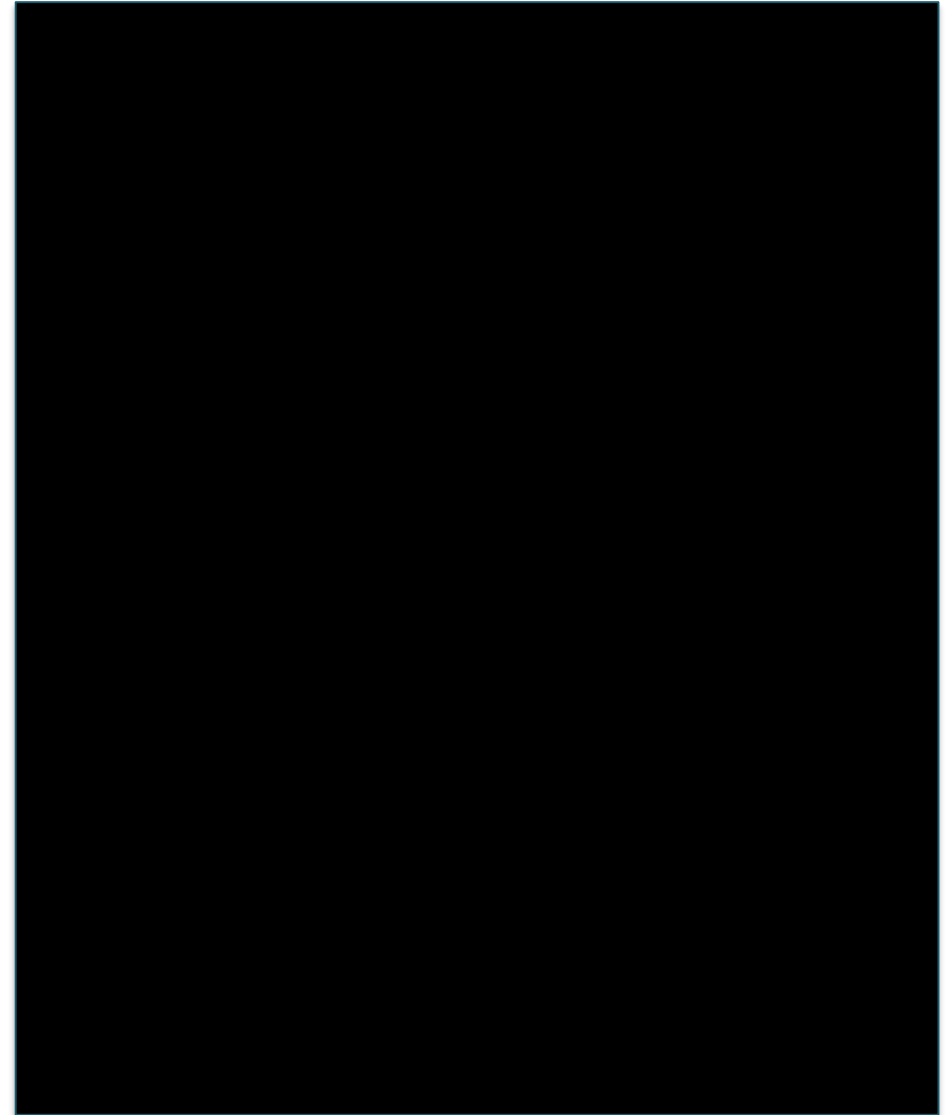
- Als Äquivalent für die Zugriffsmöglichkeiten wird die Anschlussspannungsebene bewertet. Ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) bietet folgende Vorteile:
 - Direkte Kommunikationswege der ÜNB ohne Einbindung unterlagerter Verteilnetzbetreiber
 - Kein Risiko von Einsatzeinschränkungen 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 (Genehmigungsaufgaben, Umweltrestriktionen, etc.)

Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA2018 – Ranking potenzieller Reservekraftwerke (III)

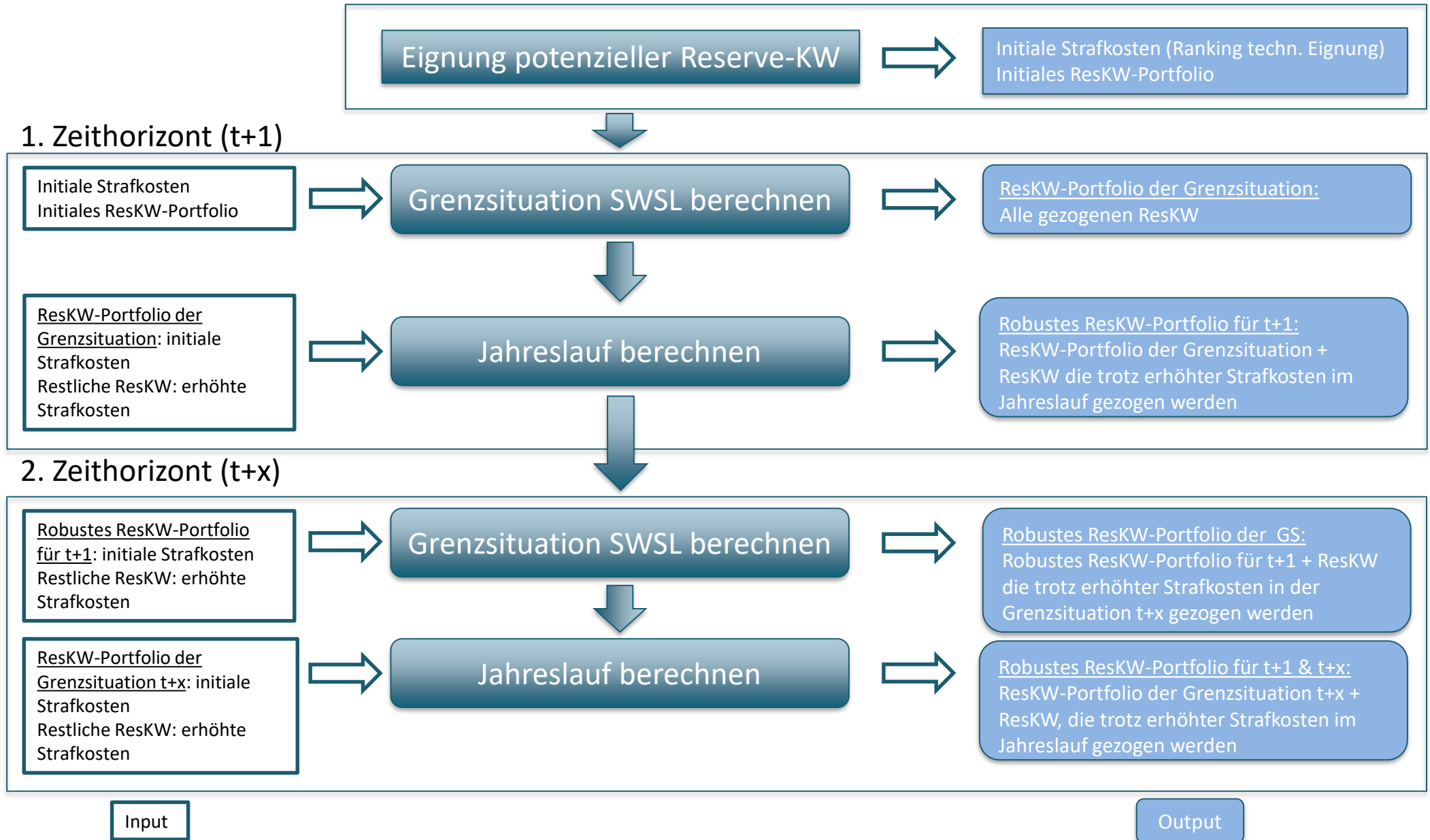
	Strafkosten [€/MWh]
Marktkraftwerke in DE	500
Einsenkung der Pumpleistung in DE	500
RD Potenzial in AT	500
Netzreservekraftwerke in DE entsprechend der technischen Eignung	1.005 – 1.530
Zu kontrahierende ausl. Netzreserve	10.000
Einsenkung Windeinspeisung	2.500



Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke (I) - Verfahrensschritte

1. Die technische Eignung potenzieller Netzreserve-KW wird nach einem Kriterienkatalog über Strafkostenterme in ein Ranking überführt. Zielsetzung ist ein bevorzugter Einsatz besser geeigneter Kraftwerke durch den RD-Optimierer.
2. Eine synthetische Grenzsituation (SWSL) je Zeithorizont wird parametrisiert.
3. Das Reserve-Portfolio der Grenzsituation in (t+1) wird ermittelt.
4. Das Netzreserve-Portfolio der Grenzsituation wird im (t+1)-Jahreslauf verprobt. Dabei werden potenzielle Netzreserve-KW, die nicht in der Grenzsituation eingesetzt werden, mit höheren Strafkosten belegt.
5. Das robuste Netzreserve-Portfolio für (t+1) setzt sich aus den Reserve-KW der Grenzsituation und denjenigen, die im (t+1)-Jahreslauf trotz höherer Strafkosten eingesetzt werden, zusammen.
6. Das robuste Netzreserve-Portfolio für (t+1) wird im nächsten Zeithorizont (Grenzsituation und Jahreslauf) verprobt. Dabei werden potenzielle Netzreserve-KW, die nicht in (t+1) eingesetzt wurden, mit höheren Strafkosten belegt.
7. Das robuste Netzreserve-Portfolio des Zeithorizonts aus 6. setzt sich aus den Netzreserve-kW des Zeithorizonts (t+1) und den zusätzlich eingesetzten Netzreserve-KW zusammen.
8. Die Schritte 6. und 7. werden für weitere Zeithorizonte wiederholt.

Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke (II) - Ablaufdiagramm



Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten von Netzreserve-KW

Grundsätzliche Vorbemerkungen:

- Die Netzreserve-KW sind in der Regel ältere Blöcke
- Die Netzreserve-KW laufen nicht mehr im regulären Betrieb

→ Das Risiko von längerfristigen Ausfällen ist nicht vernachlässigbar

- Ein robuster Netzreserve-KW-Park ist notwendig um die Systemsicherheit gewährleisten zu können und das Risiko von unkalkulierbaren Kostensteigerungen zu minimieren.
- Die Frage der Besicherung ist nicht Gegenstand der eigentlichen Systemanalysen, weil hierdurch die Höhe des Reservebedarfs nicht beeinflusst wird, aber grundsätzlich sind Mechanismen notwendigen, die einen schnellen Ersatz von längerfristig ausgefallenen Netzreserve-KW ermöglicht.
- Die Umstände und Konsequenzen der Nichtverfügbarkeit eines Netzreserve-KW sind einzelfallbezogen zu prüfen, bevor über eine Nachkontrahierung von Netzreserve entschieden wird.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
3. **Eingangsparameter**
4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. Fazit

Eingangsparameter der Systemanalysen 2018

Übersicht

1	Allgemeines
2	Konventioneller Kraftwerkspark DE
3	Dezentrale KWK<10 MW DE
4	Erneuerbare Energien (EE) in DE
5	Offshore Windparks DE
6	Verbrauch / Höchstlasten DE
7	NTC
8	Europa
9	Kostenkomponenten

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte

1

▪ Zeithorizonte und Grenzsituationen:

2

▪ t+1 (2018/19):

- GS Winter („Starkwind/Starklast“) – mit NTC

3

- (initialer) Jahreslauf – mit NTC

4

▪ t+3 (2020/21):

- GS Winter („Starkwind/Starklast“) – mit NTC

5

- Jahreslauf – mit NTC

6

7

▪ Zu Grunde gelegtes **Wetterjahr**:

8

- 2012 → Konsistente Datengrundlage auf Basis eines Wetterjahres

9

- Jahreslauf mit 8.760 h (da 2012 ein Schaltjahr war, wird der 31.12.2012 abgeschnitten)

- Grenzsituation mit Vor-/Nachlauf

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte

1

▪ Szenariodefinition:

2

- Blockscharfe Modellierung von DE und AT. Für sonstige benachbarte Länder inkl. IT, HU, SI und SK (ausgenommen SE, NO und DKE) wird der therm. KW-Park teilweise blockscharf modelliert.

3

▪ Datengrundlage:

4

- BNetzA KW-Liste vom 18.08.2017 (Bestandsliste, Rückbaulisten und Zubauliste)

5

- Erkenntnisse zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft

6

- ÜNB interne Datengrundlage (z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen)

7

- In den BA2018 findet für deutsche KW die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation. Für ausl. KW wird ebenfalls die Nettonennleistung herangezogen.

8

- IBN und ABN von KW werden entsprechend einer Worst-Case-Methodik (Stichtag 01.04.XX bzw. 31.03.XX; früheste IBN in Nord-DE, späteste IBN in Süd-DE, entsprechend umgekehrt für ABN) berücksichtigt. Bei konkret bekannten Zeitpunkten (z.B. in Q1 2018) werden diese herangezogen.

9

- Weitere Details zur Bestimmung des konv. KW-Parks sind in den nachfolgenden Folien detailliert dargestellt.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – In- und Außerbetriebnahme konv. Kraftwerkspark

- 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5
 - 6
 - 7
 - 8
 - 9
- Berücksichtigung von **Stilllegungsanzeigen** bzw. konkreter Stilllegungsabsichten

- Kraftwerke mit Stilllegungsanzeige werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht mehr im Portfolio der Marktkraftwerke berücksichtigt; dies ist unabhängig davon, ob eine tatsächliche Stilllegung erfolgt oder diese wegen Systemrelevanz untersagt wird

- Außerbetriebnahmezeitpunkte der Kernkraftwerke basieren auf den gesetzlichen Fristen nach Atomgesetz*

- Für den deutschen konventionellen Kraftwerkspark wird **kein pauschales Lebensdauerende** von im Markt befindlichen Kraftwerken angesetzt

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

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+1 (2018/19)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Nettonennleistung t+1 (2018/19) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser ⁽¹⁾	Sonstige ⁽²⁾	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve ⁽³⁾	pot. NetzreserveKW ⁽⁴⁾	Sicherheits- bereitschaft
Baden-Württemberg	2.712	0	4.602	675	276	98	1.873	0	0	0	10.236	1.695	0	0
Bayern	2.698	0	847	2.516	197	214	383	170	29	13	7.066	2.607	0	0
Berlin	0	0	777	1.068	235	36	0	0	0	0	2.116	0	0	0
Brandenburg	0	3.944	0	400	334	118	0	0	125	10	4.930	0	0	465
Bremen	0	0	772	459	86	91	0	0	160	0	1.568	0	0	0
Hamburg	0	0	1.794	150	38	24	0	0	0	0	2.006	0	0	0
Hessen	0	34	786	792	25	112	623	20	28	0	2.419	675	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	0	849	0	0	0
Niedersachsen	2.696	0	2.893	3.131	56	75	220	0	289	0	9.360	0	0	352
Nordrhein-Westfalen	0	9.546	8.794	6.771	297	449	165	15	1.324	90	27.451	0	0	1.156
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.670	0	74	0	0	85	0	1.843	256	0	0
Saarland	0	0	390	145	0	28	0	0	127	0	690	1.382	0	0
Sachsen	0	4.325	0	596	17	16	1.085	0	0	0	6.039	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.153	0	784	236	185	80	0	43	0	2.481	0	0	0
Schleswig-Holstein	1.410	0	349	287	321	33	119	0	54	0	2.572	0	0	0
Thüringen	0	0	0	482	0	12	1.509	0	0	0	2.003	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.271	833	0	0	2.104	0	0	0
Summe	9.516	19.001	22.532	20.244	2.116	1.582	8.619	1.037	2.263	113	87.022	6.614	0	1.973
Nord	4.106	19.001	15.933	14.812	1.644	1.083	5.092	35	2.021	100	63.827	0	0	1.973
Süd	5.410	0	6.599	5.432	473	499	3.527	1.002	241	13	23.195	6.614	0	0
Summe	9.516	19.001	22.532	20.244	2.116	1.582	8.619	1.037	2.263	113	87.022	6.614	0	1.973

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

⁽¹⁾ Die in DE stehenden SpeichervasserkW (ca. 0,2 GW) werden blockscharf modelliert, sind jedoch auch im Summenwert Wasserkraft in Höhe von 4,3 GW enthalten

⁽²⁾ inkl. Kuppelgas-Anlagen

⁽³⁾ NetzreserveKW, die zum Stand September 2017 vertraglich kontrahiert sind

⁽⁴⁾ Pot. NetzreserveKW = derzeit kontrahierte NetzreserveKW zzgl. aller RD-fähiger KW in Süd-DE, die im betrachteten Zeithorizont als "Stillgelegt" aber noch in t+1 als "In Betrieb" angenommen werden und exklusive Thyrow (183,5 MW)

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Installierte konventionelle Leistungen t+3 (2020/21)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Nettonennleistung t+3 (2020/21) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser ⁽¹⁾	Sonstige ⁽²⁾	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve ⁽³⁾	pot. NetzreserveKW ⁽⁴⁾	Sicherheits- bereitschaft
Baden-Württemberg	1.310	0	4.579	705	276	98	1.873	0	0	0	8.841	0	1.695	0
Bayern	2.698	0	847	2.520	197	214	383	170	29	13	7.070	0	2.607	0
Berlin	0	0	777	1.322	235	36	0	0	0	0	2.370	0	0	0
Brandenburg	0	3.479	0	400	334	118	0	0	125	10	4.465	0	0	930
Bremen	0	0	772	459	86	91	0	0	160	0	1.568	0	0	0
Hamburg	0	0	1.794	150	38	24	0	0	0	0	2.006	0	0	0
Hessen	0	34	786	792	25	112	623	20	28	0	2.419	0	675	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	0	849	0	0	0
Niedersachsen	2.696	0	2.893	3.109	56	75	220	0	289	0	9.338	0	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	9.254	8.180	6.569	297	449	165	15	1.384	90	26.404	0	0	1.448
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.770	0	74	0	0	85	0	1.943	0	256	0
Saarland	0	0	390	145	0	28	0	0	127	0	690	0	1.382	0
Sachsen	0	4.325	0	596	17	16	1.085	0	0	0	6.039	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.153	0	762	236	185	80	0	43	0	2.459	0	0	0
Schleswig-Holstein	1.410	0	349	287	321	33	119	0	54	0	2.572	0	0	0
Thüringen	0	0	0	482	0	12	1.509	0	0	0	2.003	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0	0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.631	833	0	0	2.464	0	0	0
Summe	8.114	18.244	21.895	20.386	2.116	1.582	8.979	1.037	2.323	113	84.789	0	6.614	2.378
Nord	4.106	18.244	15.319	14.820	1.644	1.083	5.092	35	2.081	100	62.525	0	0	2.378
Süd	4.008	0	6.576	5.566	473	499	3.887	1.002	241	13	22.265	0	6.614	0
Summe	8.114	18.244	21.895	20.386	2.116	1.582	8.979	1.037	2.323	113	84.789	0	6.614	2.378

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

⁽¹⁾ Die in DE stehenden SpeichervasserkWK (ca. 0,2 GW) werden blockscharf modelliert, sind jedoch auch im Summenwert Wasserkraft in Höhe von 4,3 GW enthalten

⁽²⁾ inkl. Kuppelgas-Anlagen

⁽³⁾ NetzreserveKW, die zum Stand September 2017 vertraglich kontrahiert sind

⁽⁴⁾ Pot. NetzreserveKW = derzeit kontrahierte NetzreserveKW zzgl. aller RD-fähiger KW in Süd-DE, die im betrachteten Zeithorizont als "Stillgelegt" aber noch in t+1 als "In Betrieb" angenommen werden und exklusive Thyrrow (183,5 MW)

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi

1

▪ Betriebsmodi:

2

- Die Betriebsmodi der deutschen konv. KW werden in Anlehnung an den Status quo bestimmt.

3

- Es wird zwischen diesen Betriebsmodi unterschieden:

4

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

5

- **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.

6

7

8

9

- **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 marktbasierende Mehrerzeugung bis höchstens in Höhe der (zeitvariablen) Maximalleistung ist möglich.

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi

1

▪ Betriebsmodi:

2

- **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.

3

4

5

6

7

8

9

Dezentrale KWK<10 MW DE

Marktsimulation – Installierte Leistung Deutschland (Mantelzahlen)

1

- Anlagenregister BAFA und Kraftwerksliste BNetzA als Datengrundlage für KWK<10MW

2

- Auswertung des historisch beobachteten Zubaus*:

3

Anlagenkategorie	Mittlerer Zubau/Jahr 2009-2016* [MW]
KWK-Anlagen < 1 MW	~ 180
KWK-Anlagen zwischen 1 MW und 10 MW	~ 210
Summe	~ 390

4

5

6

7

Installiert [GW]	Bestand (31.12.2016)	t+1	t+2	t+3
KWK<10MW	3,9	4,5	4,8	5,1

8

9

Randbedingungen aus KWKG 2016 und 2017:

- Annahme, dass es zu keiner wesentlichen Änderung des jährlichen Zubaus für Anlagen < 1 MW (Förderung nach KWKG 2016) kommt (~200MW)
- Abschätzung Zubau Anlagen zwischen 1 und 10 MW anhand Ausschreibungsmengen gem. KWKG 2017 (100MW, d.h. 50% der Ausschreibungsmenge)

→ Annahme eines jährlichen **Nettozubaus an Neuanlagen von 300 MW**

Zweistufige Regionalisierung:

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

* Quelle: Auswertung Anlagenstammdaten BAFA

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Installierte Leistung Deutschland (Mantelzahlen)

1

2

3

4

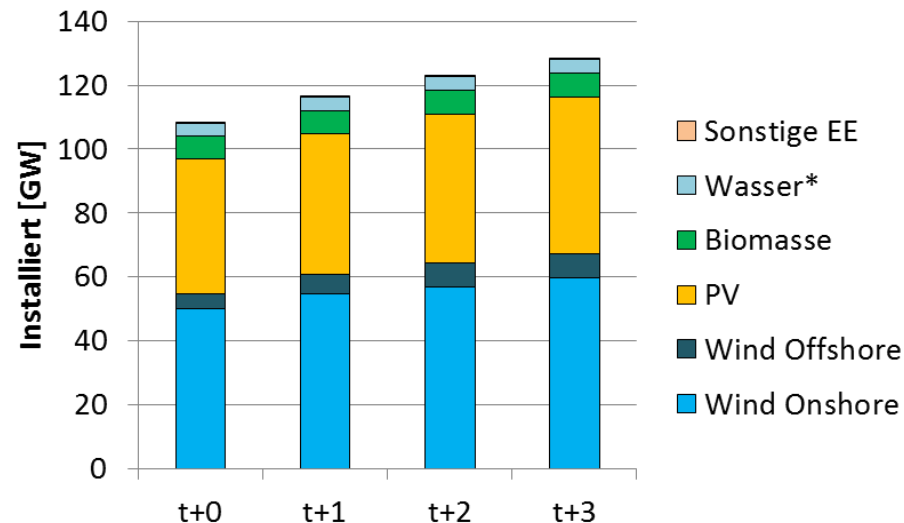
5

6

7

8

9



Datengrundlage:

- EEG-Mittelfristprognose 2017 (Wind Onshore, PV, Biomasse – unteres Szenario, Sonstige EE)
- Anlagenregister ÜNB (Wasserkraft)
- Angaben der ÜNB (Wind Offshore)

Regionalisierung:

- Die Mantelzahlen werden grundsätzlich nach bekannter Methodik aus BA und NEP sowie der aktuellen Datenlage kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet
- Die „**Netzausbauregion**“ wird in der Regionalisierung berücksichtigt

Installiert [GW]	t+0	t+1	t+2	t+3
Wind Onshore	49,8	54,6	56,8	59,6
Wind Offshore	5,0	6,0	7,7	7,7
PV	42,0	44,1	46,4	48,9
Biomasse	7,1	7,3	7,5	7,8
Wasser*	4,1	4,1	4,1	4,1
Sonstige EE	0,5	0,5	0,5	0,5
Summe	108,8	116,8	122,3	128,8

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

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Vergleich installierte Leistungen t+2_{BA17} und t+1_{BA18}

1

2

3

4

5

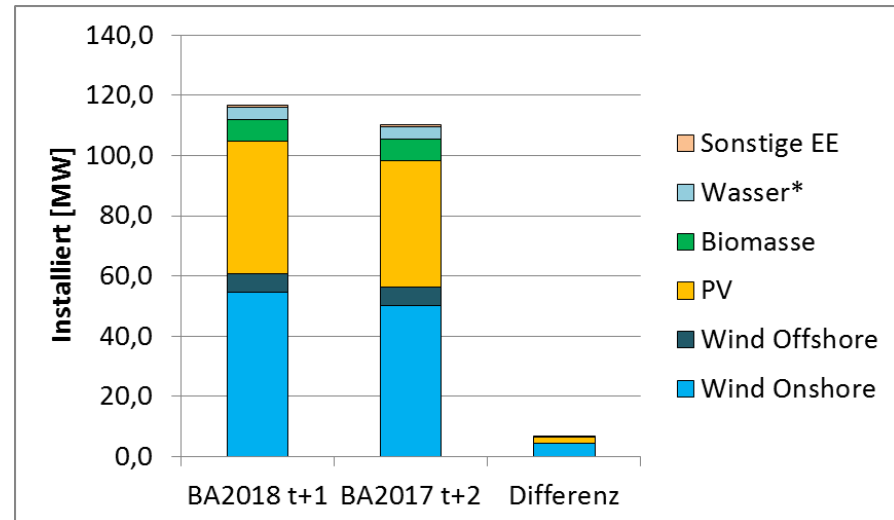
6

7

8

9

Installiert [GW]	BA2018 t+1	BA2017 t+2	Differenz
Wind Onshore	54,6	50,3	4,3
Wind Offshore	6,0	6,0	0,0
PV	44,1	41,9	2,2
Biomasse	7,3	7,1	0,2
Wasser*	4,1	4,3	-0,2
Sonstige EE	0,5	0,5	0,0
Summe	116,6	110,1	6,5



- **Höhere installierte Leistung Wind Onshore** insbesondere begründet durch Inkrafttreten des EEG 2017 zum 01.01.2017:
 - Vorzieheffekt → Signifikanter Zubau neuer Anlagen in 2016 (~ 4,6 GW)
 - Nachholeffekt → Viele Anlagen vor dem 31.12.2016 noch nach altem EEG 2014 genehmigt, die in den kommenden Jahren in Betrieb gehen (> 8 GW bis 2018)
 - Zusätzlich Realisierung von nach EEG 2017 genehmigten Anlagen
- **Höhere installierte Leistung Photovoltaik (PV)**
 - Ausschreibungsmodell für Anlagen > 750kW (Jährlich ~ 600 MW)
 - Weiter sinkende Modulkosten und neue Anwendungsfelder (z.B. Eigenbedarfsdeckung)

* Änderung auf Grund Engpasseinführung DE-AT

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Übersicht Offshore-Windparks (OWP) in Deutschland

	Name des OWP	Ort	Aktueller Status	t+1 (2018/2019) [MW]	t+2 (2019/2020) [MW]	t+3 (2020/2021) [MW]
1	Alpha Ventus	Nordsee	In Betrieb	62	62	62
2	Amrumbank West	Nordsee	In Betrieb	303	303	303
3	Arkona Becken Südost	Ostsee	Baugenehmigung erhalten	0	385	385
4	Baltic 1	Ostsee	In Betrieb	48,3	48,3	48,3
5	Baltic 2	Ostsee	In Betrieb	288	288	288
6	Bard Offshore 1	Nordsee	In Betrieb	400	400	400
7	Borkum Riffgrund 1	Nordsee	In Betrieb	312	312	312
8	Borkum Riffgrund 2	Nordsee	Bauvorbereitung	450	450	450
9	Trianel Windpark Borkum (2.BS)	Nordsee	Baugenehmigung erhalten	0	200	200
	Trianel Windpark Borkum (1.BS)	Nordsee	In Betrieb	200	200	200
	Butendiek	Nordsee	In Betrieb	288	288	288
	DanTysk	Nordsee	In Betrieb	288	288	288
	Deutsche Bucht	Nordsee	Baugenehmigung erhalten	0	252	252
	Global Tech 1	Nordsee	In Teilbetrieb/Bau	400	400	400
	Gode Wind 1	Nordsee	In Betrieb	332	332	332
	Gode Wind 2	Nordsee	In Betrieb	252	252	252
	Meerwind Süd/Ost	Nordsee	In Betrieb	288	288	288
	Merkur Offshore	Nordsee	Baugenehmigung erhalten	400	400	400
	Nordergründe	Nordsee	In Bau	111	111	111
	Nordsee One	Nordsee	In Bau	332	332	332
	Nordsee Ost	Nordsee	In Betrieb	288	288	288
	Riffgat	Nordsee	In Betrieb	113,4	113,4	113,4
	Sandbank	Nordsee	In Betrieb	288	288	288
	Veja Mate	Nordsee	In Bau	400	400	400
	Wikinger	Ostsee	Bauvorbereitung	175	350	350
	EnBW Hohe See	Nordsee	Baugenehmigung erhalten	0	500	500
	Albatros (1.BS)	Nordsee		0	116,8	116,8
	Dummy-OST-2-1*	Ostsee		0	0	0
	Dummy-OST-2-2*	Ostsee		0	0	0
				6019	7648	7648

* Ergebnis der Ausschreibung nach WindSeeG

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Marktsimulation – Installierte Leistungen je Bundesland

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Installiert [GW]	Wind Onshore			Wind Offshore			PV			Biomasse			Wasser*			Sonstige EE		
Bundesland	t+1	t+2	t+3	t+1	t+2	t+3	t+1	t+2	t+3	t+1	t+2	t+3	t+1	t+2	t+3	t+1	t+2	t+3
BW	1,7	1,8	1,9	0,0	0,0	0,0	5,8	6,2	6,5	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0
BY	2,6	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	12,5	13,2	13,8	1,5	1,6	1,6	2,4	2,4	2,4	0,0	0,0	0,0
SL	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
RP	3,7	4,0	4,4	0,0	0,0	0,0	2,1	2,3	2,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
NW	6,0	6,4	6,8	0,0	0,0	0,0	4,9	5,2	5,5	0,8	0,8	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
HE	2,0	2,1	2,3	0,0	0,0	0,0	2,0	2,1	2,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
TH	1,6	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	1,5	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NI	11,7	11,9	12,2	3,8	4,8	4,8	3,9	4,1	4,4	1,4	1,5	1,5	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
HH	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HB	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SH	6,9	7,1	7,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MV	3,5	3,8	4,2	0,5	1,1	1,1	1,6	1,7	1,7	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	7,3	7,7	8,2	0,0	0,0	0,0	3,4	3,5	3,6	0,4	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SN	1,3	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	1,8	1,9	2,0	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
ST	5,3	5,4	5,5	0,0	0,0	0,0	2,2	2,3	2,4	0,4	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deutschland	54,6	56,8	59,6	6,0	7,6	7,6	44,1	46,4	48,9	7,3	7,5	7,8	4,1	4,1	4,1	0,5	0,5	0,5

Hinweise:

- Die Regionalisierung basiert auf den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG2017 (inkl. der resultierenden Vorzieh- und Nachholeffekte) und berücksichtigt darüber hinaus die Regelungen zum Netzausbauggebiet
- Auf Grund der Engpasseinführung an der Grenze DE-AT in 2018 ändert sich die regionale Marktgebietszuordnung der Laufwasserkraftwerke geringfügig gegenüber der BA2017

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

Verbrauch / Höchstlasten DE

Marktsimulation – Mantelzahlen und Netzverluste im HöS-Netz

1

▪ Mantelzahlen DE (alle Zeithorizonte)

2

- Höchstlast: 87,9 GW* (inkl. Netzverluste in Verteilnetz)
- Verbrauch DE: 552,4 TWh*

3

4

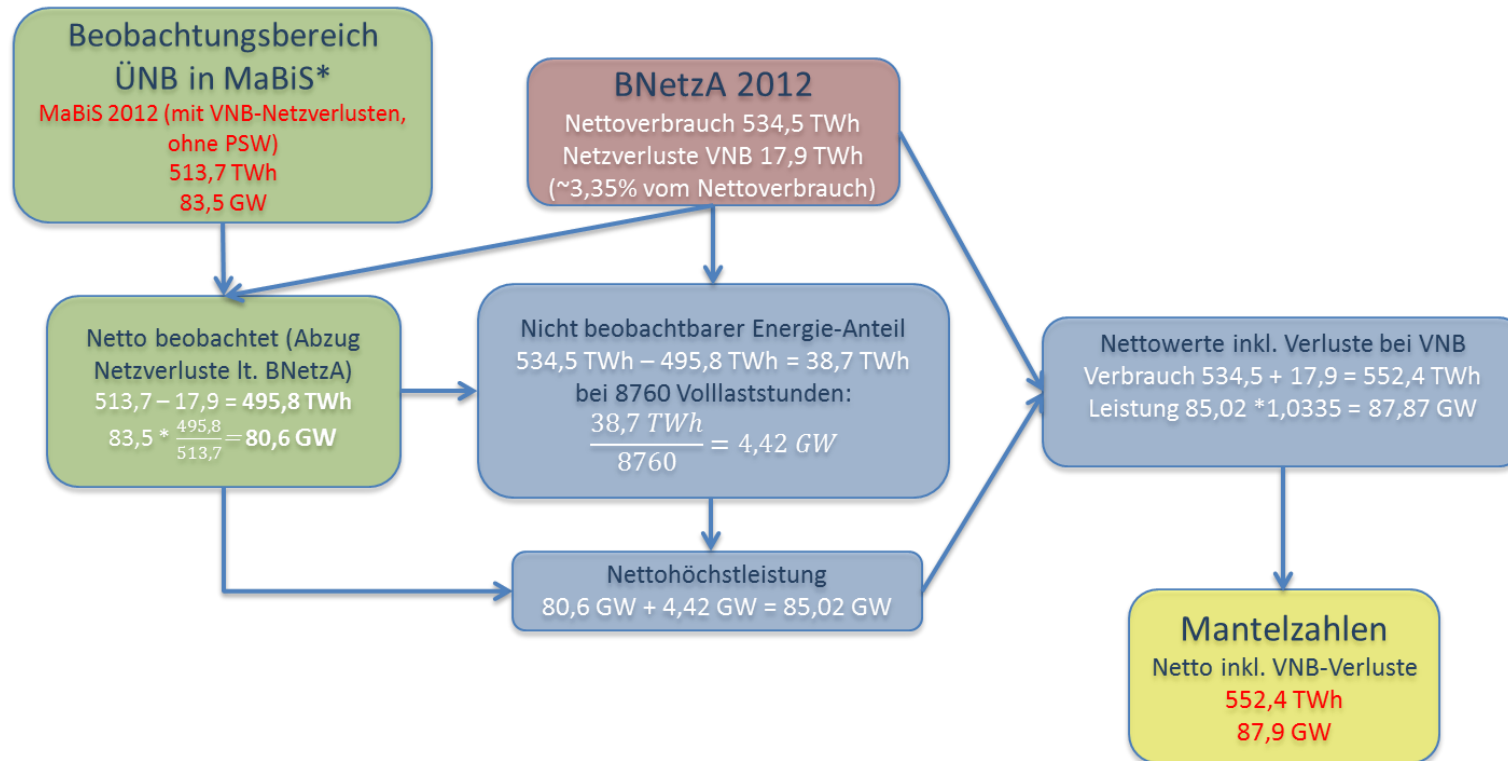
5

6

7

8

9



*Netzverluste im Höchstspannungsnetz sind nicht enthalten und werden entsprechend addiert.

Verbrauch / Höchstlasten DE

Marktsimulation – Mantelzahlen und Netzverluste im HöS-Netz

1

▪ Mantelzahlen DE (alle Zeithorizonte)

2

- MaBiS*-Lastzeitreihen der VNB dienen als Basis für die Stromverbrauchsbestimmung
- MaBiS*-Lastzeitreihen enthalten keinen eigenerzeugten Stromverbrauch der Industrie, keinen Stromverbrauch der Bahn → Delta ist „unbeobachtbare“ Last
- Grund für Abweichung der Höchstlast ggü. BA2017:
 - MaBiS*-Lastzeitreihen der VNB in RZ Amprion für das Jahr 2012 enthielten infolge einer fehlerhaften Datenübergabe bisher keine VNB-Verluste, d.h. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast wurden in RZ Amprion tendenziell unterschätzt.

3

4

5

6

7

8

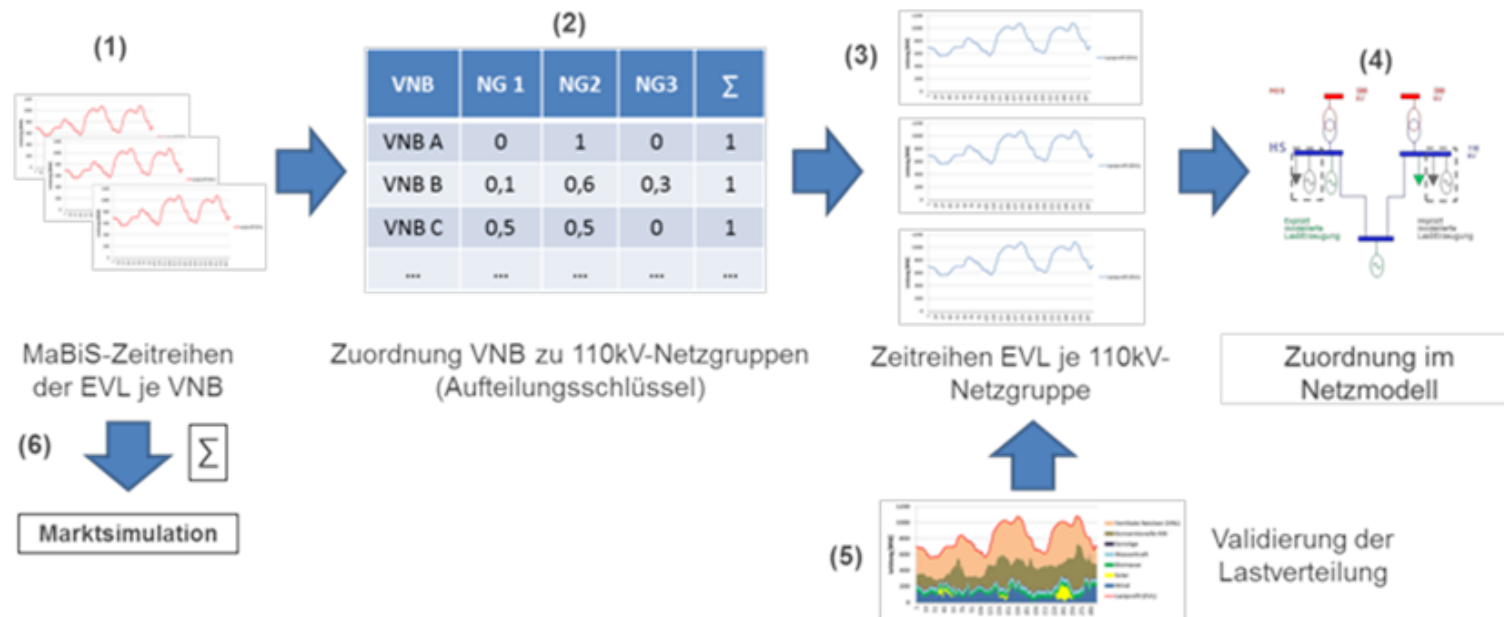
9

*Marktregele für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)

Verbrauch / Höchstlasten DE

Marktsimulation – Lastregionalisierung

- 1 Die Abbildung der Last erfolgt für alle Zeithorizonte einheitlich.
- 2 Es wird für alle Zeithorizonte die Endverbraucherlast (EVL) angesetzt, die für die Zielhorizonte als konstant angenommen wird.
- 3 Bei der Ermittlung der Endverbraucherlastzeitreihen wird in der BA 2018 analog zur BA 2017 auf Zählwerte aus MaBiS* zurückgegriffen, die den ÜNB im Rahmen von Abrechnungsprozessen und in Form von Zeitreihen vorliegen und eine hohe regionale Auflösung ermöglicht
- 4 Methodik zur Lastregionalisierung:



*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)

NTC

Marktsimulation – Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten („NTC“)

1

▪ „NTC“-Bestimmung für die Systemanalysen 2018:

2

- Zur Bestimmung der „NTC“-Werte werden...

3

- ...die aktuellen verfügbaren Werte von ENTSO-E (MAF 2016 und TYNDP 2016) für die jeweiligen Zeithorizonte verwendet

4

- ...die Rückmeldung der ausl. TSO entsprechend berücksichtigt

5

→ die verwendeten „NTC“-Werte werden nach der „Minimal Rule“ bestimmt.

6

- An einigen Grenzen werden **variable NTC** verwendet (z.B. C-Funktion, NAK DE-SE)

- Die „NTC“-Angaben für die Grenze DE-PL beziehen sich auf das polnische Profil: PL <-> (DE+CZ+SK)

7

▪ Engpassmanagement DE/AT:

- In allen betrachteten Zeithorizonten wird in beide Richtungen ein konstanter Wert von 4,9 GW angesetzt.

8

9

1

▪ Maßgebliche Punkte aus dem Einigungsrahmen (BNetzA/E-Control):

2

- Engpasseinführung beginnt am 1. Oktober 2018 (Testbetrieb bereits früher)

3

- Mindestens 4,9 GW werden als langfristige Übertragungskapazität vergeben

4

- Der Engpass wird in CWE FBMC eingebettet

5

- Engpass wird in jedem Fall eingeführt, auch wenn Engpass im CWE FBMC nicht unmittelbar umsetzbar ist

6

- Deutsche ÜNB erhalten, für die Zwecke des RD, Zugriff auf österreichische Kraftwerkskapazitäten von mindestens 1,0 GW (ab 01.10.2018) bzw. 1,5 GW (ab 01.10.2019) bis zu maximal 2,8 GW

7

- Bei Unterschreitung des Minimalwertes wird entsprechend die Langfristkapazität reduziert.

8

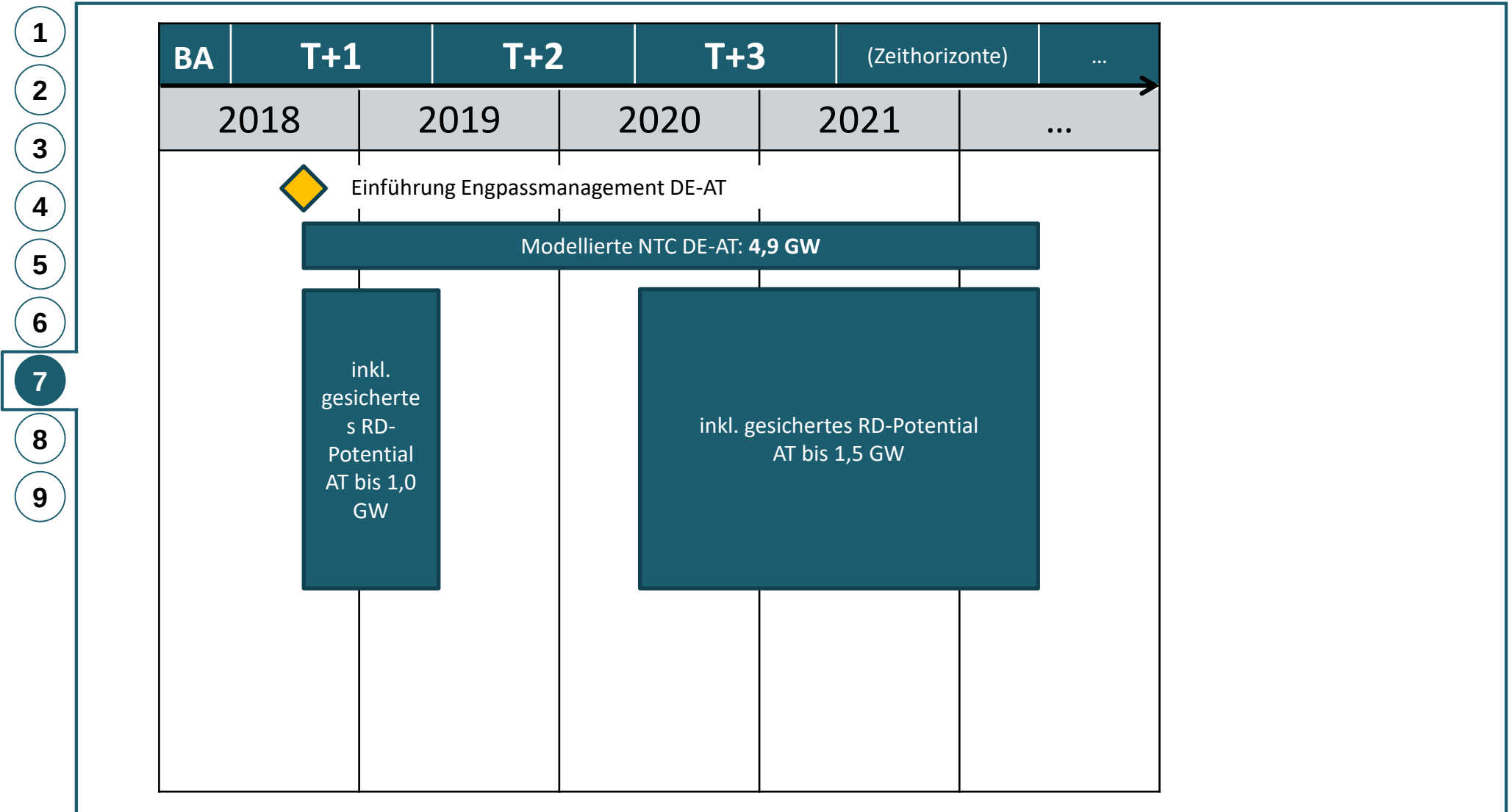
- Zugriff auf die KW erfolgt gemäß abgestimmtem Prozedere der Cross-Border Redispatch Abwicklung

9

- Grenzüberschreitender Austausch von Regelenergie nicht explizit geregelt
- Die Zuordnung der Kraftwerke in Vorarlberg und Tirol werden separat geklärt
- Mit Realisierung des Bundesbedarfsplanprojektes 32 könnte die gesicherte Austauschkapazität angehoben werden

NTC

Marktsimulation – Abbildung des Engpasses DE-AT



1

▪ Annahme in der BA2018:

2

- In allen Zeithorizonten der BA2018 wird in allen Situationen (GS als auch Jahreslauf) eine Austauschkapazität DE↔AT (in beide Richtungen) von **4,9 GW** angesetzt

3

- Da noch keine Erfahrungen zu den kurzfristig vergebenen Kapazitäten bzw. zur allgemeinen sich einstellenden Höhe des Engpasses vorliegen, werden diese in der BA2018 nicht berücksichtigt

4

- Dieses Vorgehen entspricht **nicht dem Worst-Case**, ist jedoch aktuell die einzig belastbare Datengrundlage (Annahme: FlowBased würde auch auf netztechnisch verträgliches Maß begrenzen, jedoch nicht niedriger als 4,9 GW).

5

6

- RD-Potential in AT in einer Höhe von mindestens 1,0 GW bzw. 1,5 GW muss **gesichert** (durch Marktkraftwerken) zur Verfügung stehen (Worst-Case: Bereitstellung/Modellierung des Minimalwerts von 1,0 bzw. 1,5 GW, der max. Wert von 2,8 GW findet keine Berücksichtigung).

7

8

- Eine explizite Vorhaltung des RD-Potenzials in der Marktsimulation erfolgt nicht (kann voraussichtlich implizit sichergestellt werden) → **keine** Reduzierung der Kapazität von MarktKW in AT.

9

- Das RD-Potenzial in Höhe von 1,0 GW bzw. 1,5 GW steht nur bei einem Handel zw. DE→AT von $\geq 1,0$ GW bzw. $\geq 1,5$ GW vollständig zur Verfügung.

- Abruf erfolgt durch den RD-Optimierer. In der **RD-Reihenfolge** wird das RD-Potenzial in AT als **gleichrangig zu deutschen Markt-KW** (analog zu den „DE-AT Analysen“) eingesetzt. → Strafkosten entsprechend deutscher Marktkraftwerke. Einsatzreihenfolge innerhalb dieser Gruppe anhand netztechnischer Wirksamkeit im jeweiligen NNF.

1

- **Annahme in der BA2018:**

2

- Für alle Zeithorizonte gilt :

3

- Regelzonenabgrenzung in Vorarlberg (Bürs) gem. Vertrag vom 17.11.2011 bleibt erhalten (VIW werden im deutschen Marktgebiet modelliert)

4

- Die Istwert-Aufschaltungen „Kühtai“ und „Silz“ bleiben bis auf weiteres erhalten (Zuordnung 50% der Leistung zu DE) und werden entsprechend im DE-Marktgebiet anteilig modelliert. Die anderen Istwert-Aufschaltungen werden mit Einführung der Engpassbewirtschaftung als aufgehoben angenommen.

5

6

7

- Austausch von Regelenergie innerhalb vorhandener, vom Markt nicht genutzter Reservekapazitäten

8

9

NTC

Marktsimulation – NTC in der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ t+1 (2018/19) und t+3 (2020/21)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Von (Export)	Nach (Import)	(t+1) 2018/19	Quelle	(t+3) 2020/21	Quelle
DE	AT	4.900	Abstimmung der Regulierer	4.900	Abstimmung der Regulierer
DE	BE	-		1.000	
DE	CH	1.900	Rückmeldung Swissgrid BA2017 t+2	1.900	Rückmeldung Swissgrid BA2017 t+2
DE	CZ	1.600	Rückmeldung CZ (IBN PST)	1.600	Rückmeldung CZ (IBN PST)
DE	DKE	600	CDE separat ausgewiesen	600	CDE separat ausgewiesen
DE	DKW	1.500		2.500	
DE	FR	1.800	Anpassung auf Basis Auswertung der hist. Handelskapazitäten nach Einführung FBMC	1.800	
DE	LU	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
DE	NL	2.968		2.968	
DE	NO	-		1.400	
DE	PL	300	Rückmeldung PL	500	50Hertz
DE	SE	615		615	
AT	DE	4.900	Abstimmung der Regulierer	4.900	Abstimmung der Regulierer
BE	DE	-		1.000	
CH	DE	4.000	TransnetBW	4.000	TransnetBW
CZ	DE	2.400	Rückmeldung CZ (IBN PST)	2.400	Rückmeldung CZ (IBN PST)
DKE	DE	585	CDE separat ausgewiesen	585	CDE separat ausgewiesen
DKW	DE	1.100	Abstimmung Regulierer und TenneT	1.100	Abstimmung Regulierer und TenneT
FR	DE	1.800		1.800	
LU	DE	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
NL	DE	2.968		2.968	
NO	DE	-		1.400	
PL	DE	400		1.900	
SE	DE	600		600	
AT	CH	1.200		1.200	
AT	CZ	800	Rückmeldung CZ	800	
AT	HU	800	Rückmeldung AT	800	
AT	IT	315	Rückmeldung AT/IT	315	
AT	SI	950	Rückmeldung AT/SI	950	
CH	AT	1.200		1.200	
CZ	AT	650	Rückmeldung CZ	650	
HU	AT	800		800	
IT	AT	100	Rückmeldung IT	100	
SI	AT	950		950	
CDE	DE	400		400	
DE	CDE	400		400	

Von (Export)	Nach (Import)	DELTA (BA2018 t+1 - BA2017 t+2)	Kommentar
DE	AT	-	
DE	BE	Keine Änderung	
DE	CH	Keine Änderung	
DE	CZ	600	
DE	DKE	-400	CDE separat ausgewiesen
DE	DKW	Keine Änderung	
DE	FR	600	
DE	LU	Keine Änderung	
DE	NL	Keine Änderung	
DE	NO	Keine Änderung	
DE	PL	-	
DE	SE	Keine Änderung	
AT	DE	-	
BE	DE	Keine Änderung	
CH	DE	Keine Änderung	
CZ	DE	600	
DKE	DE	-400	
DKW	DE	900	
FR	DE	Keine Änderung	
LU	DE	Keine Änderung	
NL	DE	Keine Änderung	
NO	DE	Keine Änderung	
PL	DE	-	
SE	DE	Keine Änderung	
AT	CH	Keine Änderung	
AT	CZ	Keine Änderung	
AT	HU	Keine Änderung	
AT	IT	Keine Änderung	
AT	SI	400	
CH	AT	Keine Änderung	
CZ	AT	150	
HU	AT	Keine Änderung	
IT	AT	-45	
SI	AT	Keine Änderung	
CDE	DE	-	
DE	CDE	-	

NTC

Marktsimulation – NTC im Jahreslauf t+1 (2018/19) und t+3 (2020/21)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

Von (Export)	Nach (Import)	2018/19 (t+1): Jahreslauf	Quelle	2020/21 (t+3): Jahreslauf	Quelle
DE	AT	4.900	Abstimmung der Regulierer	4.900	Abstimmung der Regulierer
DE	BE	-		1.000	
DE	CH	C-Funktion (angepasst)	Rückmeldung Swissgrid BA2017 t+2	C-Funktion (angepasst)	Rückmeldung Swissgrid BA2017 t+2
DE	CZ	1.600	Rückmeldung CZ (IBN PST)	1.600	Rückmeldung CZ (IBN PST)
DE	DKE	600	CDE separat ausgewiesen	600	CDE separat ausgewiesen
DE	DKW	Var. NTC		Var. NTC	
DE	FR	C-Funktion (angepasst)		C-Funktion (angepasst)	
DE	LU	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
DE	NL	C-Funktion (angepasst)		C-Funktion (angepasst)	
DE	NO	-		1.400	
DE	PL	300	50Hertz	500	50Hertz
DE	SE	Var. NTC		Var. NTC	
AT	DE	4.900	Abstimmung der Regulierer	4.900	Abstimmung der Regulierer
BE	DE	-		1.000	
CH	DE	C-Funktion	TransnetBW	C-Funktion	TransnetBW
CZ	DE	2.400	Rückmeldung CZ (IBN PST)	2.400	Rückmeldung CZ (IBN PST)
DKE	DE	585	CDE separat ausgewiesen	585	CDE separat ausgewiesen
DKW	DE	Var. NTC (MIN 1100 MW)	Abstimmung Regulierer und TenneT	Var. NTC (MIN 1100 MW)	Abstimmung Regulierer und TenneT
FR	DE	C-Funktion		C-Funktion	
LU	DE	unlimited	Amprion	unlimited	Amprion
NL	DE	C-Funktion (angepasst)		C-Funktion (angepasst)	
NO	DE	-		1.400	
PL	DE	1.000		2.500	
SE	DE	Var. NTC		Var. NTC	
AT	CH	1.200		1.200	
AT	CZ	1.000		1.000	
AT	HU	1.200	TYNDP2016	1.200	
AT	IT	555	TYNDP2016	555	
AT	SI	1.200		1.200	
CH	AT	1.200		1.200	
CZ	AT	1.200		1.200	
HU	AT	800		800	
IT	AT	100		100	
SI	AT	950		950	
CDE	DE	400		400	
DE	CDE	400		400	

Von (Export)	Nach (Import)	DELTA (BA2018 t+1 - BA2017 t+2)	Kommentar
DE	AT	-	von ""unlimited" zu 4,9 GW
DE	BE	Keine Änderung	
DE	CH	Keine Änderung	
DE	CZ	600	
DE	DKE	-400	CDE separat ausgewiesen
DE	DKW	Keine Änderung	
DE	FR	-	C-Funktion (angepasst)
DE	LU	Keine Änderung	
DE	NL	Keine Änderung	
DE	NO	Keine Änderung	
DE	PL	-200	
DE	SE	Keine Änderung	
AT	DE	-	von ""unlimited" zu 4,9 GW
BE	DE	Keine Änderung	
CH	DE	Keine Änderung	
CZ	DE	600	
DKE	DE	-400	CDE separat ausgewiesen
DKW	DE	-	Erhöhung des Minimalwertes
FR	DE	Keine Änderung	
LU	DE	Keine Änderung	
NL	DE	Keine Änderung	
NO	DE	Keine Änderung	
PL	DE	Keine Änderung	
SE	DE	Keine Änderung	
AT	CH	Keine Änderung	
AT	CZ	Keine Änderung	
AT	HU	400	TYNDP2016
AT	IT	240	TYNDP2016
AT	SI	Keine Änderung	
CH	AT	Keine Änderung	
CZ	AT	Keine Änderung	
HU	AT	Keine Änderung	
IT	AT	-45	
SI	AT	Keine Änderung	
CDE	DE	-	CDE separat ausgewiesen
DE	CDE	-	CDE separat ausgewiesen

- 1 An den Grenzen DE-NL, DE-FR und DE-CH wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die C-Funktion verwendet. Diese ist wie folgt parametrisiert:

Parametrierung C-Funktion BA2018 t+1 (2018/19) und t+3 (2020/21)

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	3.949	3.600	3.100	3.949	1.800	4.000
7.001	11.000	3.949	3.100	2.900	3.687	1.800	4.000
11.001	14.000	3.949	2.400	2.500	3.427	1.800	4.000
14.001	18.000	3.300	2.100	2.300	3.165	1.800	4.000
18.001	99.999	2.968	1.800	1.900	2.968	1.800	4.000

Erhöhung des Wertes DE→CH ggü. BA17 t+1 auf Grund vorgezogener Maßnahmen aus dem Projekt „Swiss Roof I“ ($\Sigma +1.100$ MW)*

Erhöhung des Wertes DE-NL ggü. BA17 t+1 auf Grund des cross-border-Projekts Doetinchem - Niederrhein (IBN: 2018, 1.500 MW)

Auswertungen der historischen Handelsflüsse DE-FR haben ergeben, dass die C-Funktionswerte durch Einführung von FBMC deutlich überschritten werden.
→ Erhöhung aller Werte um 600 MW.

*In der BA2017 t+2 bereits entsprechend berücksichtigt.

NTC

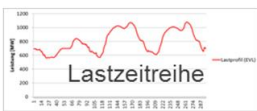
Ermittlung der Handelskapazität an der Grenze DE-DKW (Jahreslauf/GS) – BA2018 (t+1)

1

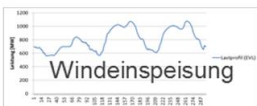
Modellierung einer **wind- und lastabhängigen Handelskapazität an der Grenze DE-DKW** auf Basis folgender Randbedingungen sowie unter Berücksichtigung einer Mindestkapazität von **1,1 GW**.

2

3



4



5

6

7

Südrichtung
DKW → DE

8

9

Schwachlast (<10000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1450 MW
501 MW	1000 MW	1100 MW
1001 MW	2000 MW	1100 MW
2001 MW	3000 MW	1100 MW
3001 MW	4000 MW	1100 MW
4001 MW	5000 MW	1100 MW
5001 MW	6000 MW	1100 MW
6001 MW	7000 MW	1100 MW
7001 MW	8000 MW	1100 MW
8001 MW	9000 MW	1100 MW
9001 MW	10000 MW	1100 MW

Mittellast (10000-16000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1500 MW
501 MW	1000 MW	1150 MW
1001 MW	2000 MW	1100 MW
2001 MW	3000 MW	1100 MW
3001 MW	4000 MW	1100 MW
4001 MW	5000 MW	1100 MW
5001 MW	6000 MW	1100 MW
6001 MW	7000 MW	1100 MW
7001 MW	8000 MW	1100 MW
8001 MW	9000 MW	1100 MW
9001 MW	10000 MW	1100 MW

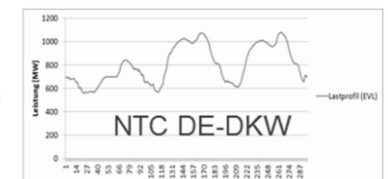
Starklast (>16000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1600 MW
501 MW	1000 MW	1300 MW
1001 MW	2000 MW	1100 MW
2001 MW	3000 MW	1100 MW
3001 MW	4000 MW	1100 MW
4001 MW	5000 MW	1100 MW
5001 MW	6000 MW	1100 MW
6001 MW	7000 MW	1100 MW
7001 MW	8000 MW	1100 MW
8001 MW	9000 MW	1100 MW
9001 MW	10000 MW	1100 MW

Schwachlast (<10000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1500 MW
501 MW	1000 MW	1500 MW
1001 MW	2000 MW	1500 MW
2001 MW	3000 MW	1500 MW
3001 MW	4000 MW	1500 MW
4001 MW	5000 MW	1500 MW
5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	1500 MW

Mittellast (10000-16000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1100 MW
501 MW	1000 MW	1100 MW
1001 MW	2000 MW	1200 MW
2001 MW	3000 MW	1300 MW
3001 MW	4000 MW	1400 MW
4001 MW	5000 MW	1500 MW
5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	1500 MW

Starklast (>16000 MW)		
Wind von	Wind bis	Freigabe
0 MW	500 MW	1100 MW
501 MW	1000 MW	1100 MW
1001 MW	2000 MW	1100 MW
2001 MW	3000 MW	1200 MW
3001 MW	4000 MW	1300 MW
4001 MW	5000 MW	1400 MW
5001 MW	6000 MW	1500 MW
6001 MW	7000 MW	1500 MW
7001 MW	8000 MW	1500 MW
8001 MW	9000 MW	1500 MW
9001 MW	10000 MW	1500 MW

Nordrichtung
DE → DKW



Hinweis: Beim dargestellten Verfahren handelt es sich um einen vereinfachten Ansatz, in der Netzfürung erfolgt eine lastflussbasierte Ermittlung der Kapazität

NTC

Ermittlung der Handelskapazität an der Grenze DE-DKW (Jahreslauf/GS) – BA2018 (t+3)

1

Modellierung einer **windabhängigen** (Onshore+Offshore) **Handelskapazität an der Grenze DE-DKW** auf Basis folgender Randbedingungen sowie unter Berücksichtigung einer Mindestkapazität von **1,1 GW** und von Maximalkapazitäten von **2,5 GW (t+3)** nach TYNDP 2016.

2

3

Die Zwischenwerte wurden für die neuen Netzstrukturen in t+3 über eine Kapazitätsberechnung neu bestimmt.

4

5

6

7

8

9

Alle Werte in MW		2020/21 (t+3)	2020/21 (t+3)
On- und Offshore- Wind in TenneT- Regelzone von	On- und Offshore- Wind in TenneT- Regelzone bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	2500	2500
5000	6000	2500	2500
6000	7000	2500	2400
7000	8000	2500	2300
8000	9000	2500	1650
9000	10000	2500	1150
10000	99999	2500	1100

Europa

Marktsimulation – Installierte Leistung und Höchstlasten im Ausland, inkl. AT

1

▪ Abfrage bei (benachbarten) ausl. TSO:

2

- Im Rahmen der Systemanalysen 2018 wurden die (benachbarten) ausl. TSO für den **Zeithorizont t+1** zu folgenden Daten abgefragt:

3

- KW-Park, NTC, Last zu Referenzzeitpunkten

4

→ Die Rückmeldungen sind entsprechend in den Eingangsdaten berücksichtigt.

5

▪ Mantelzahlen:

6

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den von den ausländischen TSO gemeldeten Werten für die aktuellen ENTSO-E-Berichte:

7

- **Winter Outlook Report (WOR): 2016/2017**

8

- **Midterm Adequacy Forecast (MAF 2017): 2020, 2025**

9

- Die Mantelzahlen werden für alle Energieträger für die dazwischen liegenden Jahre **interpoliert**
- In den Meldungen für die ENTSO-E-Berichte bestehen teilweise Diskrepanzen bei der Zuordnung der Kraftwerke zu den Kategorien „Sonstige“, „Erdgas“ und „Mineralölprodukte“ sowie „Laufwasser“ und „Speicherwasser“. Zur Vermeidung inkonsistenter Sprünge zwischen den Kategorien und Zeithorizonten erfolgt fallabhängig eine manuelle Korrektur der Startwerte des WOR. Die Kategorisierung der MAF- und TYNDP-Berichte ist dabei maßgebend. Die Summe der Leistungen aus Kraftwerken mit den jeweiligen Energieträgern stimmt mit den Berichten überein.
- Die **Lastzeitreihen** für das Ausland werden (bis auf AT) auf Basis der bei ENTSO-E veröffentlichten Lastzeitreihen für das Jahr 2012 ermittelt. Diese Zeitreihen werden anschließend auf den Verbrauch sowie die Höchstlast angepasst.

Europa

Marktsimulation – Installierte Leistungen t+1 (2018/19)

T+1 (2018/2019)	AT	BE	CH	CZ	DKW	DKE	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	5,9	3,3	4,2	0,0	0,0	63,1	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,4
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	7,9	0,9	0,3
Steinkohle	0,6	0,7	0,0	1,3	1,3	0,9	2,9	0,1	6,7	0,0	5,2	15,9	0,1	0,2
Erdgas	4,8	4,9	0,0	1,5	1,3	0,0	12,4	2,7	38,0	0,0	12,7	1,7	0,5	0,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,6	1,5	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Sonstige (inkl. Abfall)	0,9	1,2	0,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,7	8,3	0,1	4,3	4,7	0,1	0,9
Summe konv. Kapazitäten	6,5	12,7	4,2	16,0	3,0	1,6	79,9	6,7	54,2	0,1	22,7	30,2	2,3	4,7
Pumpspeicher	3,0	1,2	3,7	1,1	0,0	0,0	4,0	0,0	6,0	0,0	0,0	1,6	0,2	0,9
Speicherwasser	3,5	0,2	8,6	0,2	0,0	0,0	8,8	0,0	10,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
Laufwasser	4,8	0,1	3,8	0,7	0,0	0,0	13,6*	0,1	5,5	0,0	0,0	0,8	1,1	1,6
Schwellwasser	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
Summe Wasserkraft	12,3	1,5	16,2	2,1	0,0	0,0	26,3	0,1	22,4	0,0	0,0	2,5	1,3	2,6
Wind Onshore	3,5	2,0	0,1	0,4	3,4	0,7	13,6	0,3	10,2	0,1	4,2	6,5	0,0	0,0
Wind Offshore	0,0	1,5	0,0	0,0	1,2	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0
PV	1,5	3,6	1,8	2,2	0,6	0,3	9,1	0,4	20,2	0,1	3,1	0,2	0,3	0,5
Sonstige EE/Biomasse	0,7	0,9	0,3	0,8	0,8	0,3	1,0	0,3	4,7	0,0	0,5	1,2	0,0	0,4
Summe Kapazitäten EE	5,6	8,0	2,2	3,5	5,9	1,8	24,2	1,1	35,1	0,2	9,3	7,9	0,3	0,9
Gesamt	24,5	22,2	22,5	21,5	8,9	3,3	130,5	7,9	111,7	0,4	32,1	40,6	3,9	8,3

***Anmerkung zu Laufwasser in Frankreich:** Der veröffentlichte Wert aus dem WOR 2016/17 für alle hydraulischen Kraftwerke in Frankreich erscheint zu hoch (etwa 30 GW) und damit nicht plausibel. Daher wird für die Laufwasser Leistung in FR, wie in t+3 der Wert aus dem MAF2017 für 2020, auch für t+1 übernommen.

Europa

Marktsimulation – Installierte Leistungen t+3 (2020/21)

1

2

3

4

5

6

7

8

9

T+3 (2020/2021)	AT	BE	CH	CZ	DKW	DKE	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	5,9	2,9	4,2	0,0	0,0	63,0	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	7,1	0,9	0,3
Steinkohle	0,6	1,0	0,0	1,0	1,3	0,9	2,9	0,2	7,1	0,0	4,6	15,2	0,1	0,2
Erdgas	4,8	4,4	0,0	1,5	0,5	0,0	11,0	2,3	36,1	0,0	9,3	1,5	0,5	0,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	1,5	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige (inkl. Abfall)	1,0	1,2	0,5	1,9	0,1	0,1	0,0	0,7	7,9	0,1	4,3	7,5	0,1	0,9
Summe konv. Kapazitäten	6,6	12,5	3,4	15,3	2,4	1,6	78,5	6,5	52,3	0,1	18,7	31,3	2,3	5,2
Pumpspeicher	3,0	1,2	4,1	1,1	0,0	0,0	3,6	0,0	5,7	0,0	0,0	1,5	0,2	1,0
Speicherwasser	3,4	0,2	9,5	0,2	0,0	0,0	8,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	4,9	0,1	4,1	0,4	0,0	0,0	13,6	0,1	5,4	0,0	0,0	1,0	1,2	1,6
Schwellwasser	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
Summe Wasserkraft	12,2	1,5	17,7	1,7	0,0	0,0	25,2	0,1	21,8	0,0	0,0	2,4	1,4	2,6
Wind Onshore	3,9	2,4	0,1	0,6	3,6	0,7	16,3	0,3	11,2	0,2	5,1	7,1	0,0	0,1
Wind Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,5	0,6	1,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0
PV	2,0	4,0	2,6	2,4	0,7	0,4	11,6	0,8	21,0	0,1	4,4	0,4	0,3	0,6
Sonstige EE/Biomasse	0,6	0,7	0,4	0,9	0,6	0,2	2,2	0,3	5,3	0,0	0,5	1,0	0,1	0,4
Summe Kapazitäten EE	6,5	9,4	3,1	3,9	6,4	1,9	31,1	1,4	37,5	0,3	12,4	8,4	0,4	1,0
Gesamt	25,3	23,5	24,2	20,9	8,8	3,6	134,7	7,9	111,6	0,5	31,1	42,1	4,1	8,8

Europa

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

1

2

3

4

5

6

7

8

9

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2018 ist derzeit keine Kraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.

Europa

Marktsimulation – Höchstlasten t+1 (2018/19), t+3 (2020/21)

1

▪ Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:

2

- Verwendung finden die aktuellen Rückmeldungen der ausländischen TSO (alternativ: letztjährige Rückmeldungen). Liegen keine Rückmeldungen vor, werden die Werte aus dem aktuellen europäischen **Midterm Adequacy Forecast 2020 (MAF)** verwendet (alternativ: letztjährige Werte).

3

- Keine zeithorizontabhängige Unterscheidung der Lasten SWSL

4

5

6

7

8

9

[GW]	t+1	t+3	Kommentar
AT	11,3	11,3	Rückmeldung T+1
BE	11,8	11,8	Rückmeldung T+1
CH	9,3	9,3	Rückmeldung T+1 BA17
CZ	11,0	11,0	Rückmeldung T+1
DKE	2,6	2,6	Rückmeldung T+1
DKW	3,7	3,7	Rückmeldung T+1
ES	41,8	41,8	Rückmeldung T+1
FI	13,7	13,7	MAF2020
FR	83,6	83,6	MAF2020
GB	60,2	60,2	Rückmeldung T+1
HU	6,7	6,7	MAF2020
IE	5,4	5,4	MAF2020
IT	52,0	52,0	Rückmeldung T+1
LU	0,8	0,8	Rückmeldung T+1
NI	1,8	1,8	MAF2020
NL	18,1	18,1	Rückmeldung T+1
NO	22,0	22,0	SO&AF (BA17)
PL	24,0	24,0	Rückmeldung T+1
PT	8,5	8,5	MAF2020
SE	25,9	25,9	Rückmeldung T+1
SI	2,1	2,1	Rückmeldung T+1
SK	3,8	3,8	Rückmeldung T+1

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

Europa

Marktsimulation – Lasten – Vergleich mit BA 2017

1 ■ Vergleich der Starklasten für GS SWSL im Ausland:

[GW]	t+1 (BA18) - t+1 (BA17)	t+1 (BA18) - t+2 (BA17)	Kommentar
AT	0,0	0,0	
BE	-1,0	-1,0	Neue Rückmeldung
CH	0,0	0,0	
CZ	0,0	0,0	
DKE	0,1	0,0	Neue Rückmeldung
DKW	0,2	0,1	Neue Rückmeldung
ES	0,0	0,0	
FI	0,0	-0,1	MAF anstatt SO&AF
FR	-1,6	-2,3	MAF anstatt SO&AF
GB	9,4	9,7	Rückmeldung anstatt SO&AF
HU	0,7	0,6	MAF anstatt SO&AF
IE	0,6	0,6	MAF anstatt SO&AF
IT	-0,4	-1,1	Rückmeldung anstatt SO&AF
LU	0,0	0,0	
NI	0,2	0,2	MAF anstatt SO&AF
NL	0,0	0,0	
NO	0,0	-0,4	Werte aus BA17 (t+1)
PL	0,1	0,1	Neue Rückmeldung
PT	0,4	0,3	MAF anstatt SO&AF
SE	3,6	3,4	Rückmeldung anstatt SO&AF
SI	0,0	0,0	
SK	0,0	0,0	

Kostenkomponenten

Marktsimulation – Brennstoff- und CO₂-Preise t+1 (2018/19), t+3 (2020/21)

1

2

3

4

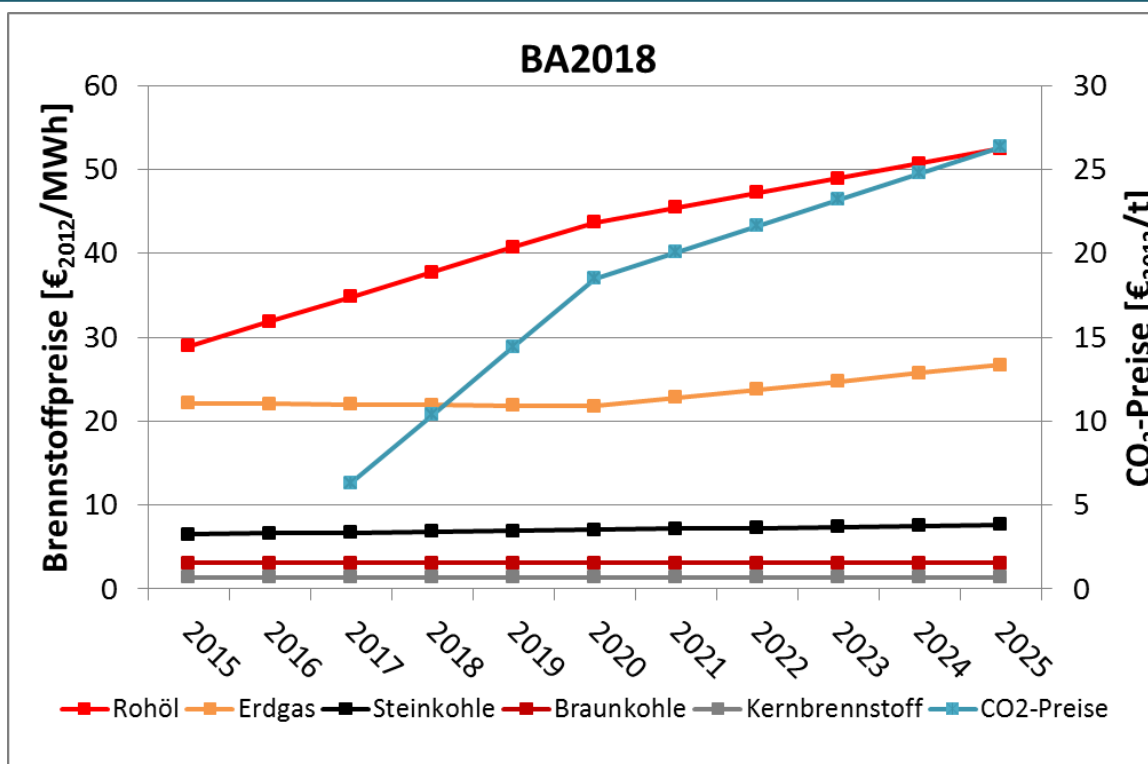
5

6

7

8

9



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2015 und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **World Energy Outlook 2016 (WEO2016)** konstant angenommene Braunkohle- und Kernbrennstoff Preise.
- Ableitung der CO₂-Preise anhand der **Interpolation** zwischen dem **Spotmarktpreis** (November 2016) und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **WEO2016**.

	Rohöl [€ ₂₀₁₂ /MWh]	Erdgas [€ ₂₀₁₂ /MWh]	Steinkohle [€ ₂₀₁₂ /MWh]	Braunkohle [€ ₂₀₁₂ /MWh]	Kernbrennstoff [€ ₂₀₁₂ /MWh]	CO ₂ -Preise [€ ₂₀₁₂ /t]
(t+1)	37,8	21,9	6,8	3,1	1,4	10,4
(t+3)	43,7	21,8	7,0	3,1	1,4	18,5

Kostenkomponenten

Marktsimulation – Vergleich BA2018 vs. BA2017

1

2

3

4

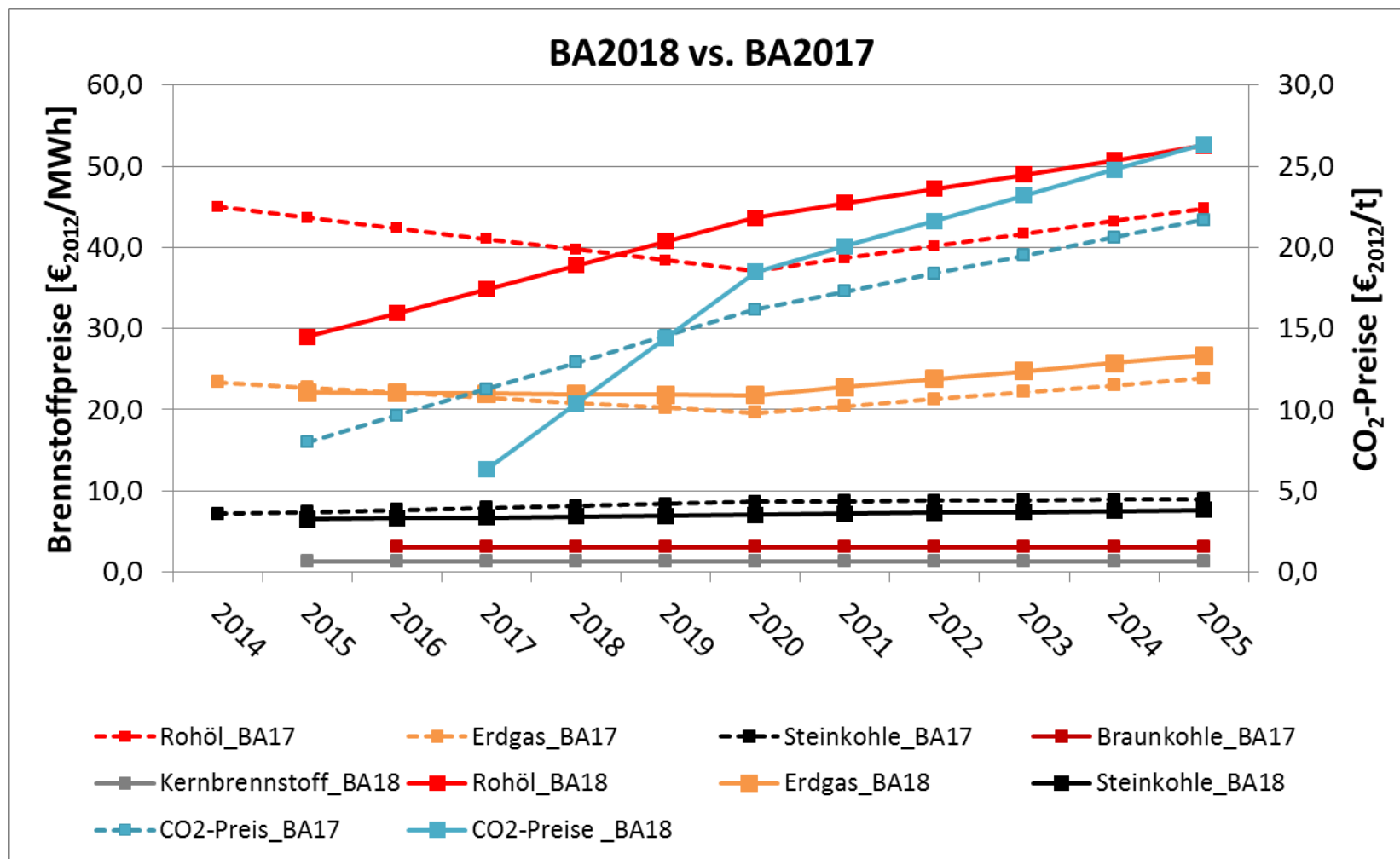
5

6

7

8

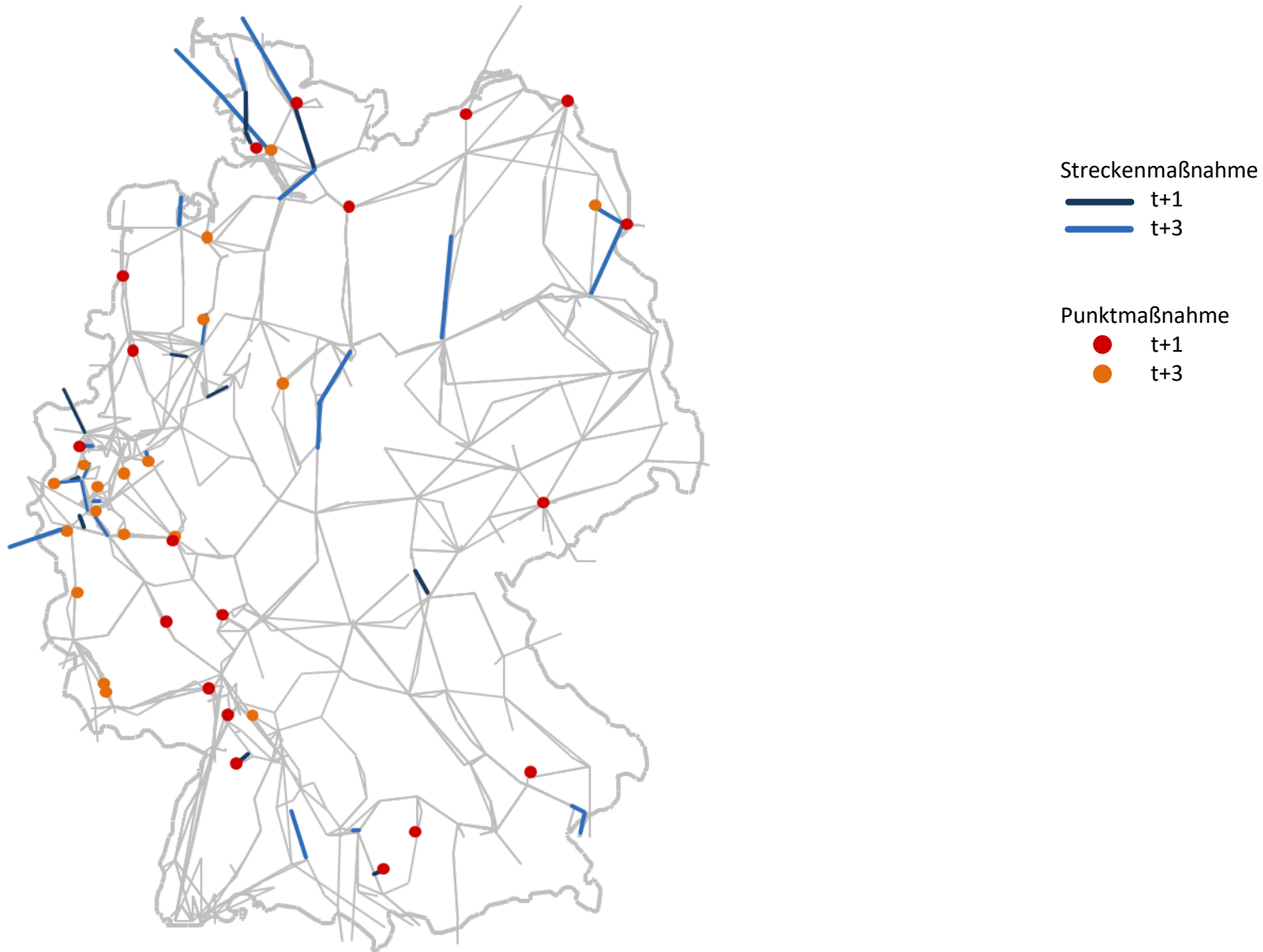
9



Eingangsdaten Netzmodell

Geographische Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

Netzausbaumaßnahmen für t+1 & t+3



Netzausbaumaßnahmen – BBPIG-Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 & t+3

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	BBPIG/EnLAG-Monitoring						Für BA18 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2018)	t+3 (2020)
					BBP-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q3/2016	Q4/2017			
DC2	Anlage Rheinau	DC201SA1		Anlage	2						2020		X
P25	Süderdonn (früher Barlt) - Heide/West	M42		Leitung	8	2017	2017	2017	2018		2018	X	X
P25	Heide/West - Husum/Nord	M43		Leitung	8	2018	2018	2018	2018		2017	X	X
P25	Husum/Nord - Niebüll/Ost	M44		Leitung	8	2018	2018	2018	2019		2019		X
P34	Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt	M22a		Leitung	39				2020	2022	2020		X
P52	Punkt Rommelsbach - Herberlingen	M93		Leitung	24	2018	2018	2018	2020	2020	2020		X
P52	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	M95		Leitung	25				2020	2020	2020		X
P64	Konverter CGS	M107Konv1	X	Anlage	29	2018	2018	2020	2018		2018	X	X
P64	Combined Grid Solution (CGS)	M107offshore	X	Leitung	29	2018	2018	2020			2018	X	X
P65	Oberzier - Bundesgrenze (BE)	M98	X	Leitung	30	2018	2018	2019	2020	2020	2020		X
P65	Oberzier	M98Konv1	X	Anlage	30					2020	2020		X
P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	M101		Leitung	31	2018	2018	2018	2020	2020	2020		X
P67	Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT	M102		Leitung	32					2020			X
P70	Birkenfeld - Mast 115A	M106		Leitung	35						2019		X
TTG-P25a	Brunsbüttel - Süderdonn (früher Barlt)	MTTG-25a		Leitung	8	2016	2016	2015	2016		2017	X	X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	M108a	X	Leitung	33		2018	2019	2019		2020		X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	M108b	X	Leitung	33			2019	2019		2020		X
TTG-P68	Konverter Wilster	M108Konv1	X	Anlage	33				2019		2020		X

Netzausbaumaßnahmen – EnLAG-Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 & t+3

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	BBPIG/EnLAG-Monitoring						Für BA18 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2018)	t+3 (2020)
					EnLAG-Nr.	Q3/2013	Q3/2014	Q3/2015	Q3/2016	Q4/2017			
50HzT-003	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	M50HzT-003a	X	Leitung	3	2016	2017	2017	2020	2020	2020		X
50HzT-003	Bertikow	M50HzT-003TR2		Anlage	3						2020		X
AMP-001	Wehrendorf - St. Hülfe	M001a		Leitung	2	2015	2016	2017	2019	2019	2019		X
AMP-001	St. Hülfe	M001TR1		Anlage	2						2019		X
AMP-010	Punkt Gaste - Lüstringen	M010e		Leitung	18	2015	2015	2017	2017	2017	2017	X	X
AMP-013	Niederrhein - Punkt Lackhausen	M013a	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	2018	X	X
AMP-013	Millingen-Isselburg - Bundesgrenze (NL)	M013b	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	2018	X	X
AMP-013	Punkt Lackhausen - Punkt Wittenhorst	M013c	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	2018	X	X
AMP-013	Punkt Wittenhorst - Millingen-Isselburg	M013d	X	Leitung	13	2016	2016	2017	2018	2018	2018	X	X
AMP-014	Punkt Fellerhöfe - Punkt St. Tönis	M014a		Leitung	14	2014	2015	2016	2018	2018	2018	X	X
AMP-014	Osterath - Gohrpunkt	M014d		Leitung	15	2016	2017	2018	2019	2019	2019		X
AMP-014	Gohrpunkt - Rommerskirchen	M014e		Leitung	15	2015	2016	2017	2019	2019	2019		X
AMP-014	Utfort - Osterath	M014f		Leitung	14						2020		X
AMP-014	Punkt Stratum-Süd - Gellep	M014g		Leitung	14						2020		X
AMP-014	Gellep, Dülken, Mündelheim	M014TR		Anlage	14						2020		X
AMP-018	Rommerskirchen - Sechtem	M018a		Leitung	15	2016	2017	2018	2018	2019	2019		X
AMP-018	Brauweiler - Sechtem	M018b		Leitung	15						2019		X
AMP-022	Kruckel - Garenfeld	M022a		Leitung	19	2016	2020	2020	2018	2019	2019		X
AMP-022	Garenfeld	M022TR1		Anlage	19						2019		X
TTG-004	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) - Redwitz	M-TTG-004b		Leitung	4	2015	2017	2016	2017		2017	X	X
TTG-005	Hamburg/Nord - Dollern	M-TTG-005a		Leitung	1	2015	2016	2016	2018		2019		X
TTG-005	Audorf - Hamburg/Nord	M-TTG-005b		Leitung	1	2017	2017	2017	2017		2017	X	X
TTG-005	Audorf - Flensburg - Kassø	M-TTG-005c	X	Leitung	1	2019	2019	2019	2020		2020		X
TTG-005	Audorf	MTTG-005TR1		Anlage	1				2017		2017	X	X
TTG-007	Dörpen/West	M-TTG-007SA1		Anlage	5				2018		2018	X	X

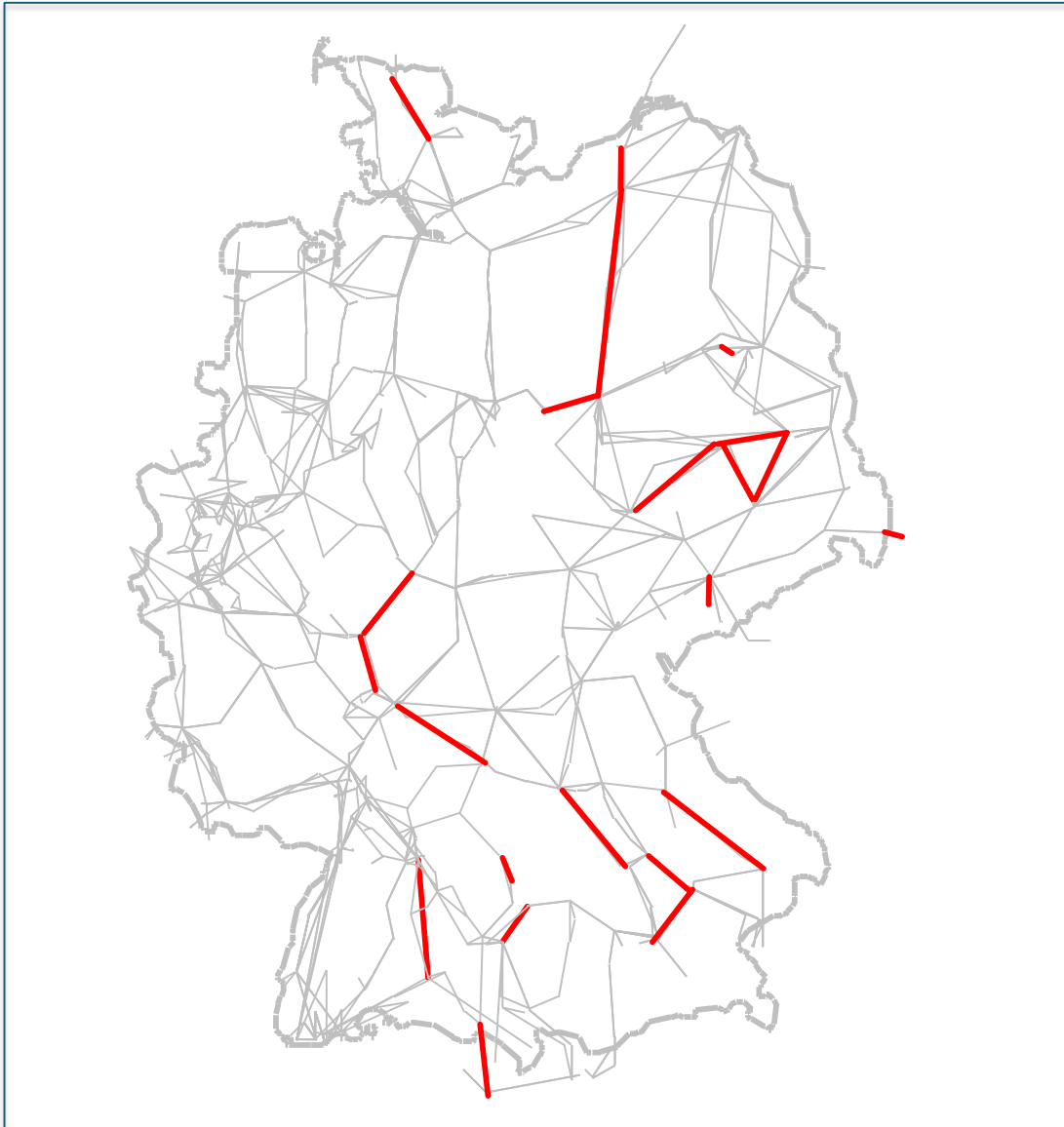
Netzausbaumaßnahmen – Sonstige Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 & t+3

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	Für BA18 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2018)	t+3 (2020)
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	M50HzT-003c	X	Leitung	2020		X
50HzT-P128	Vierraden	M213	X	Anlage	2018	X	X
50HzT-P128	Röhrsdorf	M214	X	Anlage	2017	X	X
AMP-002	Pkt. Ackerstraße - Pkt. Mattlerbusch (Duisburg)	M002a		Leitung	2020		X
AMP-033	Schaltanlage Lamsheim	M033SA1		Anlage	2018	X	X
AMP-034	Q-Kompensationsanlage STATCOM Kriftel	M034Q1		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	Pkt. Blatzheim - Pkt. Mönchskaul (Oberzier)	Neu		Leitung	2018	X	X
AMP-Neu	380/220-kV-Transformator St. Peter	Neu		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	380/220-kV-Transformator Dauersberg	Neu		Anlage	2018	X	X
AMP-Neu	St. Peter - Opladen	Neu		Leitung	2020		X
P74	Woringen/Lachen	M97		Leitung	2018	X	X
P100	380/220-kV-Transformator Walsum	M216		Anlage	2018	X	X
P102	Schaltanlage Bacharach (EEG-Einspeisung)	M218TR1		Anlage	2018	X	X
P103	Schaltanlage Grimburg (EEG-Einspeisung)	M219TR1		Anlage	2019		X
P106	Schaltanlage Öchtel (EEG-Einspeisung)	M222TR1		Anlage	2018	X	X
P109	Schaltanlage Prüm (EEG-Einspeisung)	M224TR1		Anlage	2020		X
P111	Schaltanlage Wadern (EEG-Einspeisung)	M226TR1		Anlage	2020		X
P127	Lubmin	M393		Anlage	2018	X	X
P127	Transformator Lubmin	M436		Anlage	2018	X	X
P154	Anschluss 380-kV-Siegburg	M356a		Leitung	2019		X
P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	M356TR1		Anlage	2019		X
P155	Schaltanlage Elsfleth/West	M357		Anlage	2019		X
P158	Schaltanlage Mettmann	M360TR1		Anlage	2019		X
P160	380/220-kV-Transformator Brauweiler	M361TR1		Anlage	2019		X
P178	Gütersloh - Bechterdissen	M404		Leitung	2018	X	X
P201	St. Peter - Norf	M427		Leitung	2019		X
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion	M17d		Anlage	2018	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion	M17k		Anlage	2018	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM TenneT	M17l		Anlage	2019		X
P90	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber TenneT	M17m		Anlage	2018	X	X
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	MTTG-013SA1		Anlage	2016	X	X
TTG-P114	Krümmler	MTTG-P114		Anlage	2016	X	X

Freischaltplanung in der GS „Starkwind/Starklast“

t+1



Nichtverfügbare Stromkreise	Spannungsebene
Diepholz Ost	220 kV
Bludenz West, Bein >> Hoheneck	220 kV
Borken - Gießen/Nord	380 kV
Gießen/Nord - Karben	380 kV
Audorf - Flensburg blau	220 kV
Pleinting - Schwandorf	220 kV
Irsching - Raitersaich	380 kV
Sittling - Altheim	220 kV
Isar - Ottenhofen	380 kV
Großkrotzenburg - Trennfeld	220 kV
Helmstedt - Wolmirstedt	380 kV
Schönewalde - Streumen	380 kV
Ragow - Jessen/Nord	220 kV
Jessen/Nord - Lauchstädt	380 kV
Bentwisch - Güstrow	380 kV
Wolmirstedt - Güstrow	220 kV
Fridrichshain - Mitte	380 kV
Ragow - Streumen	380 kV
Röhrsdorf - Crossen	220 kV
Günzburg Nord (Gundelfingen-Vöhringen)	380 kV
Goldshöfe - Rotensohl grün	380 kV
Ingolstadt - Raitersaich	220 kV

Freischaltplanung im benachbartem Ausland in der GS SWSL

t+1

Nichtverfügbares Betriebsmittel	Land
Westtirol Silz	Österreich
Mercator Horta	Belgien
Creney Revigny	Frankreich
Genissiat Verbois	Frankreich
Chooz Monceau	Frankreich
Westtirol Pradella	Schweiz
Cornier Triphon	Schweiz
Westtirol Silz 274E	Österreich
Westtirol Silz 413	Österreich
Bürs Obermoowiler blau	Österreich
Bürs Obermoowiler weiss	Österreich
Dellmensingen Ost / Werben	Österreich
Mikulowa Polkowice	Polen
Tuczawa Rzeszów	Polen
ByczynaTarnów	Polen
SlavěticeSokolnice	Tschechien
Nova VesLemesany	Tschechien

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
3. Eingangsparameter
4. **Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation**
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. Fazit

Ableitung der Grenzsituationen

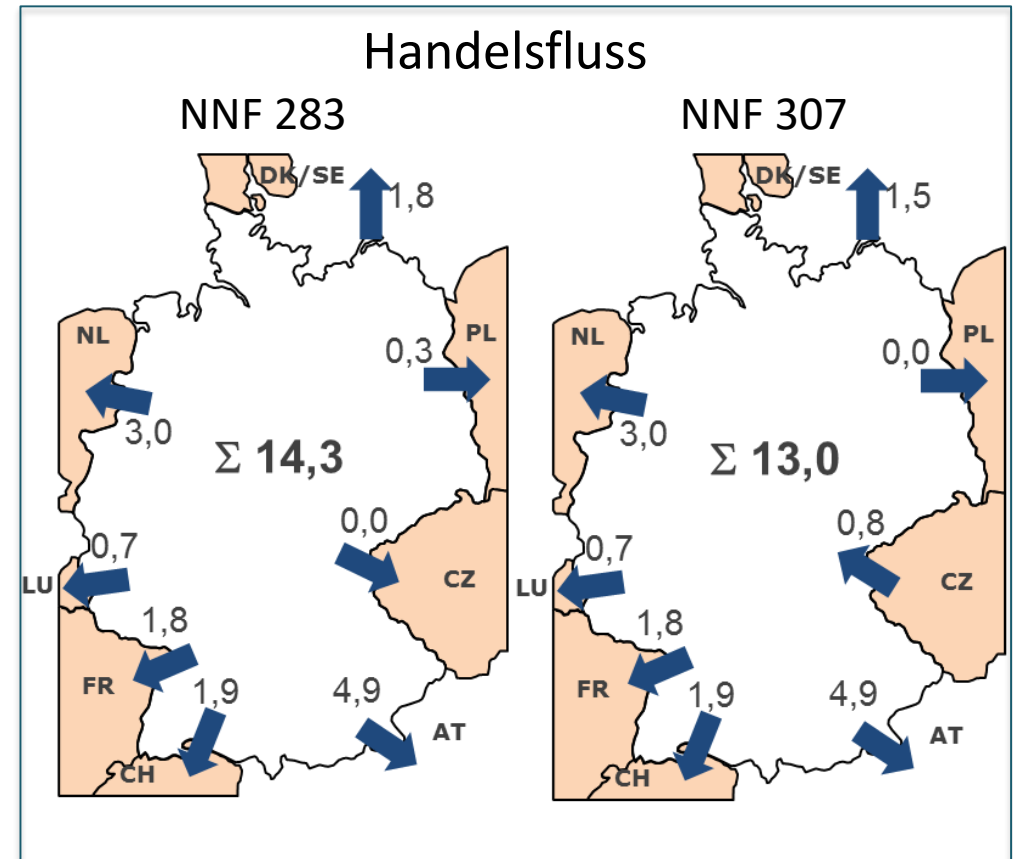
Grundprämissen

- **Ziel:** Identifizierung von Netznutzungsfällen, die den Bedarf an **Netzreservekraftwerken** (NetzresKW) determinieren
- **Vorüberlegungen hinsichtlich potentiell kritischer Situationen (auf Basis betrieblicher Erfahrung):**
 - Relevant sind Situationen, in denen das Redispatchpotenzial aus sonst marktbasiert eingesetzten Kraftwerken nicht ausreicht, um die Systemsicherheit und -zuverlässigkeit zu gewährleisten
 - Erzeugungspark in Deutschland weist auch zukünftig regionale Asymmetrien auf
 - Tendenziell Erzeugungsüberschuss (konventionelle Kraftwerke, Wind On/Offshore) in Nord-DE
 - Relativ geringe gesicherte Erzeugungsleistung in Süd-DE
 - ➔ Insbesondere in Süd-DE ist ein Ausschöpfen des marktbasierten Redispatchpotenzials zu erwarten
- Für die BA 2018 sind weiterhin Netznutzungsfälle relevant, die sich durch hohe Leistungsflüsse (Nord→Süd) auszeichnen

Auswahl und Begründung NNF

Kennzahlen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“

	[GW]	t+1 (2018/19) NNF 283	t+1 (2018/19) NNF 307
Stromver- brauch/Last (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	54,5	53,6
	Süd-DE	35,0	34,3
	Summe	89,5	87,9
WEA_{Ist}	Onshore (Nord-DE)	40,3	34,8
	Onshore (Süd-DE)	6,1	3,5
	Offshore	5,7	5,7
	Summe	52,1	44,0
PV_{Ist}	Summe	0	0
KW NV	Nord-DE	4,4	4,4
	Süd-DE	4,3	4,3
	Summe	8,7	8,7



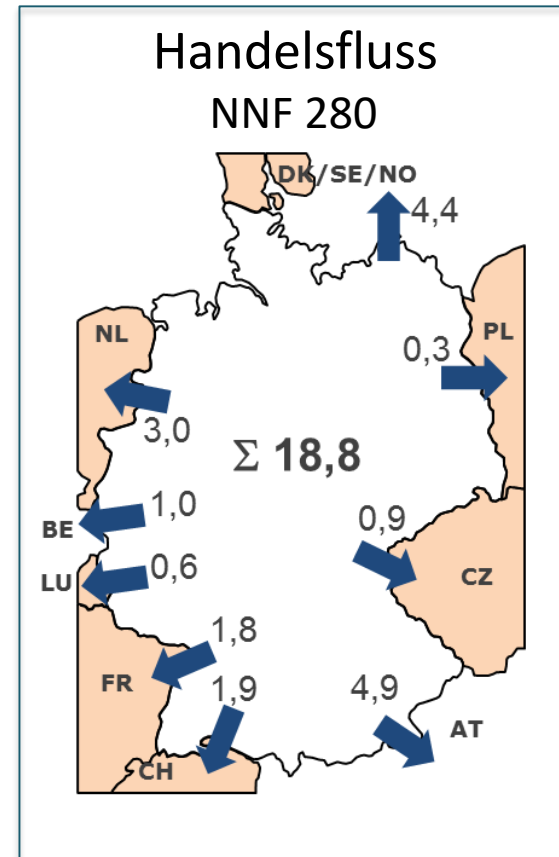
- Bedingt durch die zeitkoppelnden Effekte und zeitpunktübergreifende Optimierung in der Marktsimulation kann eine kritische Netzsituation nicht ausschließlich anhand der zeitpunktbezogenen Fundamentaldaten eindeutig bestimmt werden.
- Durch die Erkenntnisse aus der BA2017 wurde in der BA2018 die synthetische Woche ergebnisoffen analysiert und nach einer bedarfsdimensionierenden Stunde gesucht.

→ In BA2018 t+1 werden die NNF 283 und 307 mit Starkwind/Starklast Charakteristik zur Dimensionierung des Netzreservebedarfs herangezogen.

Auswahl und Begründung NNF

Kennzahlen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“

	[GW]	t+3 (2020/21) NNF 280
Stromver- brauch/Last (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	52,7
	Süd-DE	33,2
	Summe	85,9
WEA_{Ist}	Onshore (Nord-DE)	42,1
	Onshore (Süd-DE)	4,9
	Offshore	7,2
	Summe	54,2
PV_{Ist}	Summe	0,2
KW NV	Nord-DE	4,3
	Süd-DE	4,0
	Summe	8,3



- Bedingt durch die zeitkoppelnden Effekte und zeitpunktübergreifende Optimierung in der Marktsimulation kann eine kritische Netzsituation nicht ausschließlich anhand der zeitpunktbezogenen Fundamentaldaten eindeutig bestimmt werden.
- Durch die Erkenntnisse aus der BA2017 wurde in der BA2018 die synthetische Woche ergebnisoffen analysiert und nach einer bedarfsdimensionierenden Stunde gesucht.

→ In BA2018 t+3 wird der NNF 280 mit Starkwind/Starklast Charakteristik zur Dimensionierung des Netzreservebedarfs herangezogen.

Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Datengrundlage und Verfahren (I/II)

- Datengrundlage (BA2017): VGB-Statistik (2005-2014)¹ und weitere Auswertungen

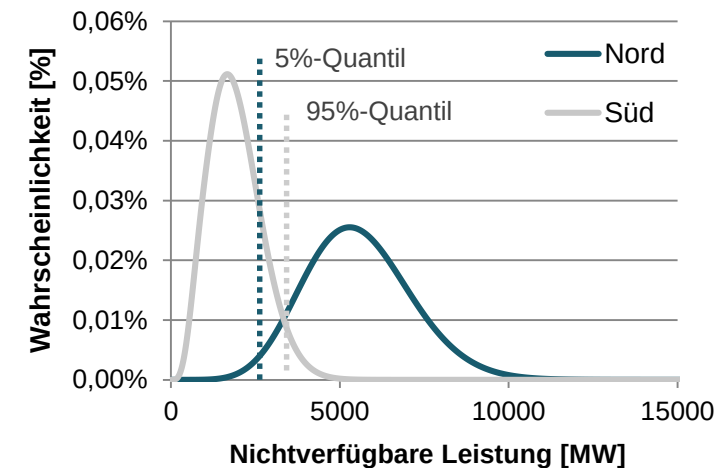
Energieträger	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (Teil- und Vollaussfall)	Geplante Nichtverfügbarkeit* (nur Vollaussfall)	Ungeplante Nichtverfügbarkeit (nur Vollaussfall)
Kernenergie	7,3%	3,0%	4,1%
Braunkohle	8,1%	3,8%	6,3%
Steinkohle	8,6%	4,5%	6,9%
Erdgas	5,0%	3,9%	4,1%
Mineralölprodukte	5,4%	6,4%	4,7%
Abfall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

* basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März

** Annahme aus verschiedenen Datenquellen (gemittelt)

- 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)

Beispiel:



¹Quelle: VGB Availability of Power Plants 2005 - 2014, Edition 2015; die am 26.10.2016 erschienene aktualisierte Version ist auf der Homepage des VGB käuflich zu erwerben (Link: <https://www.vgb.org/shop/tw103ve-ebook.html>)

Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Datengrundlage und Verfahren (II/II)

- Abschätzung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung je Energieträger über Leistungskreditbetrachtung:
 - (1) Bestimmung der gesamten nichtverfügbaren Kraftwerksleistung $P_{NV,Ges}$ je Region (Nord/Süd/AT) nach zuvor beschriebenem Verfahren
 - (2) Berechnung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung $P_{NV,ET}$ je Region (Nord/Süd/AT) bei Nichtberücksichtigung des jeweiligen Energieträgers ET (z. B. für Braunkohle $ET = BK$) nach zuvor beschriebenem Verfahren
 - (3) Ermittlung der Veränderung der gesamten nichtverfügbaren Leistung bei Nichtberücksichtigung des jeweiligen Energieträgers: $\Delta P_{NV,ET} = P_{NV,Ges} - P_{NV,ET}$
 - (4) Ermittlung des relativen Anteils der Veränderung bei Nichtberücksichtigung des jeweiligen Energieträgers an der Summe aller Veränderungen je Energieträger

Beispiel:

Gesamte nichtverfügbare Leistung $P_{NV,Ges}$:				4,4
t+1 (Nord, 5%-Quantil)				
NV-Leistung [GW] bei Nichtberücksichtigung von...	$P_{NV,ET}$	$\Delta P_{NV,ET}$	Anteil [%]	
...Kernenergie	4,2	0,2	4%	
...Braunkohle	3,1	1,3	30%	
...Steinkohle	3,0	1,4	31%	
...Erdgas/Sonstige	3,3	1,1	24%	
...Mineralölprodukte	4,2	0,2	4%	
...Pumpspeicher	4,1	0,3	7%	

Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Grenzsituation Starkwind/Starklast

Ergebnisse

		2018/2019 (t+1)	2020/2021 (t+3)
Nord (5%- Quantil)	Installierte Leistung	63,8 GW	62,5 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	4,4 GW	4,3 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	6,9%	6,8%
Süd (95%- Quantil)	Installierte Leistung	23,2 GW	22,3 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	4,3 GW	4,0 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	18,5%	18,2%
AT (95%- Quantil)	Installierte Leistung	13,1 GW	12,9 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	2,1 GW	2,1 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	16,3%	16,6%



	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
Nord (t+1)	4%	30%	31%	24%	4%	7%
Nord (t+3)	4%	29%	30%	25%	4%	8%
Süd (t+1)	35%	0%	36%	16%	2%	12%
Süd (t+3)	28%	0%	39%	17%	2%	14%
AT (t+1)	0%	0%	7%	58%	1%	34%
AT (t+3)	0%	0%	6%	59%	2%	33%

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. **Marktsimulation**
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (NNF 283 und 307)*
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3) (NNF 280)*
 - Vergleich mit der GS SWSL BA17*
 - Indikative Betrachtung einer „Dunkelflaute“*
 6. Netzanalysen
 7. Fazit
-

Festlegung: Aufteilung DE in Nord und Süd zur Betrachtung der Modellergebnisse

Allgemeine Information

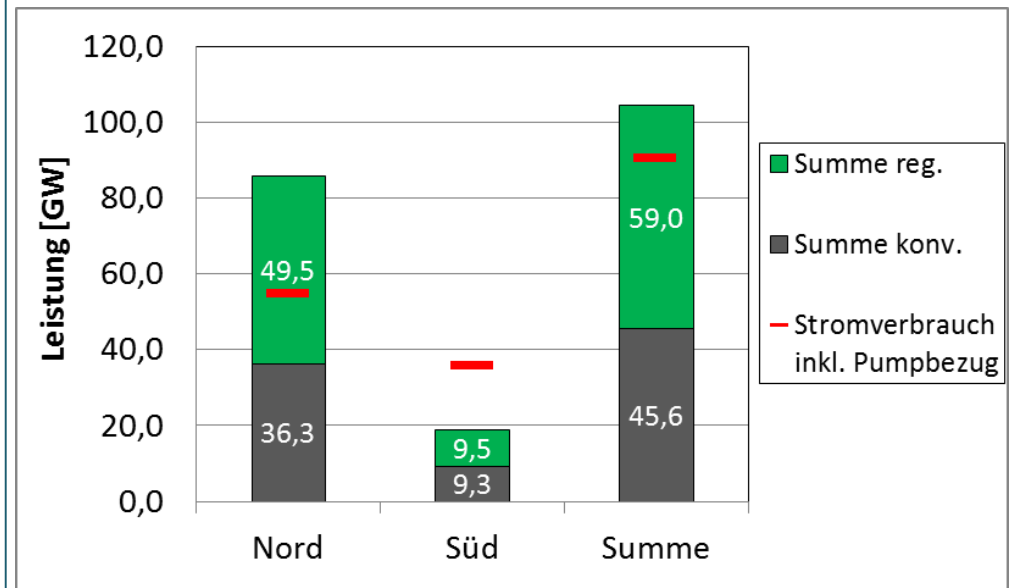


- Aufteilung Deutschlands in Nord- und Südregion mit Breitengrad 50,4° als Grenze
- Berücksichtigung der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in eine der deutschen Regelzonen, d.h. Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 283*

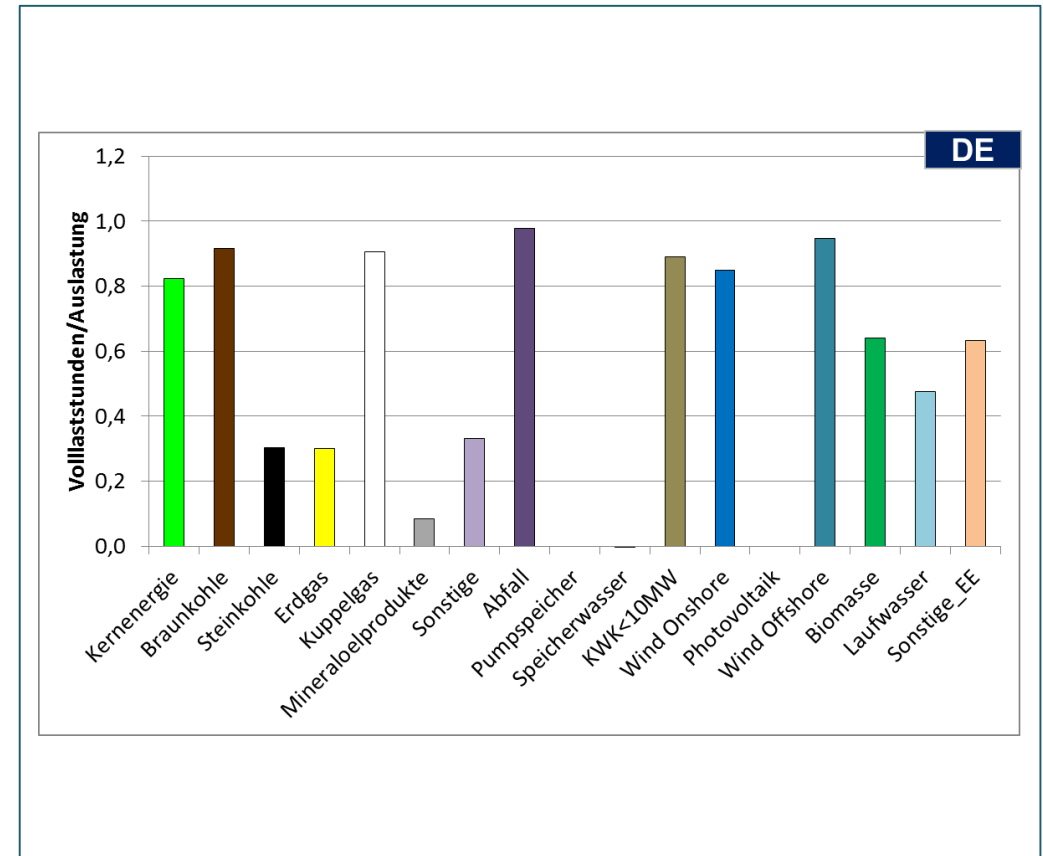
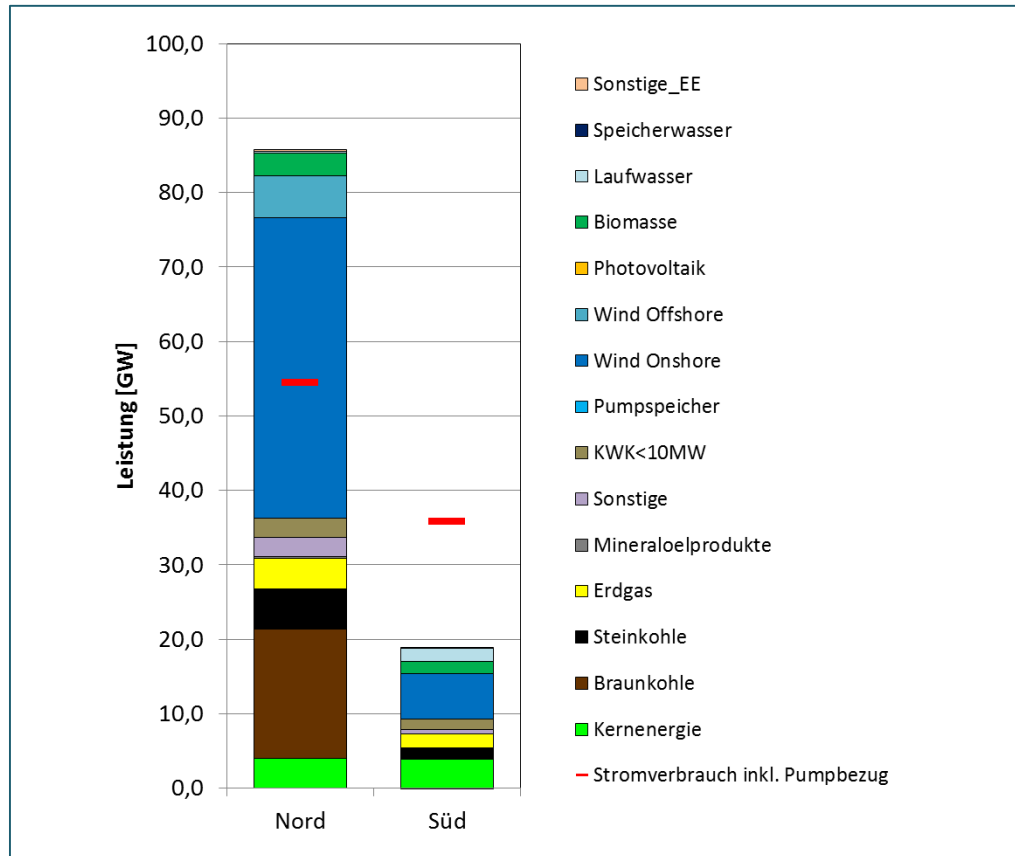
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	3,9	7,8
Braunkohle	17,4	0,0	17,4
Steinkohle	5,4	1,5	6,8
Erdgas	4,2	1,9	6,1
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,2
Sonstige	2,6	0,6	3,3
KWK<10MW	2,6	1,4	4,0
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	36,3	9,3	45,6
Wind Onshore	40,3	6,1	46,3
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,7
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	49,5	9,5	59,0
Summe Erzeugung	85,8	18,8	104,6
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,7	0,7
Stromverbrauch	54,5	35,0	89,5
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	54,5	35,7	90,2
Saldo	31,3	-16,9	14,3
Preis Marktgebiet [€/MWh]	-	-	23,1
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	-	-	63,3%



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -16,9 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +31,3 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +14,3 GW)

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

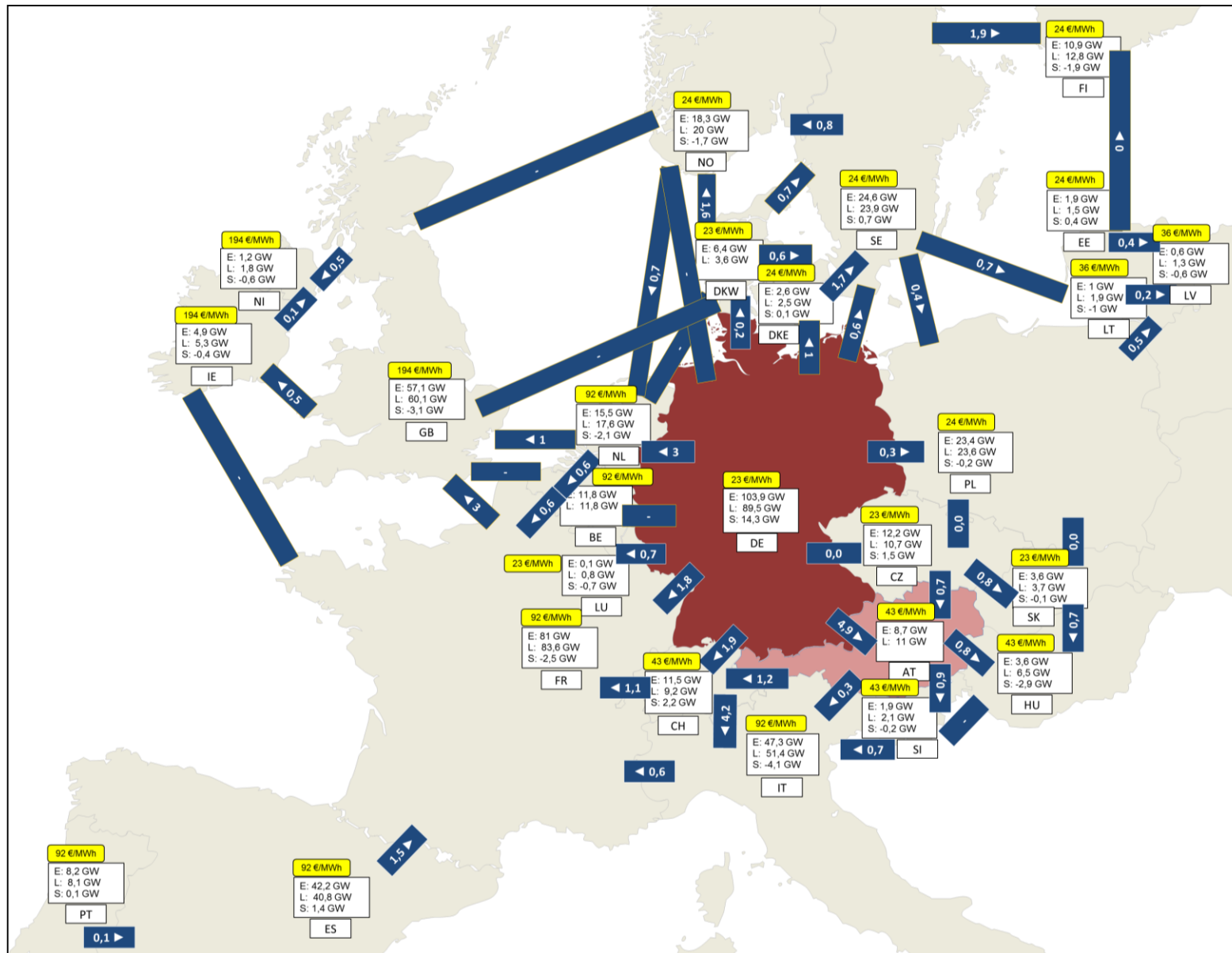
Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 283*



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39 % der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 17 % der Erzeugung bereitgestellt
- Trotz hoher EE-Einspeisung ist die Auslastung der Kernenergie und Braunkohlekapazitäten hoch

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – NNF 283*

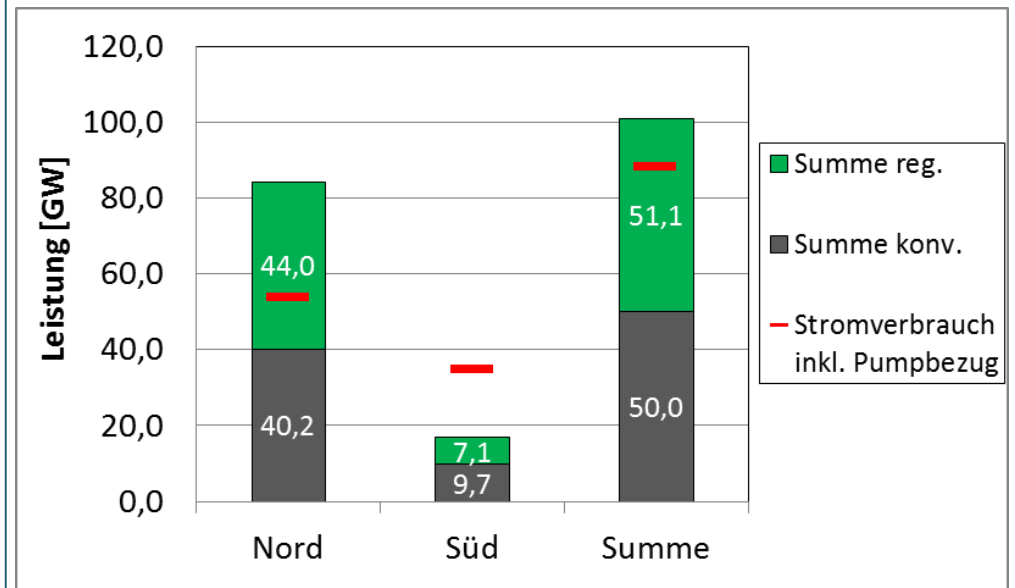


* entspricht NNF 115 der synthetischen Woche

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 307*

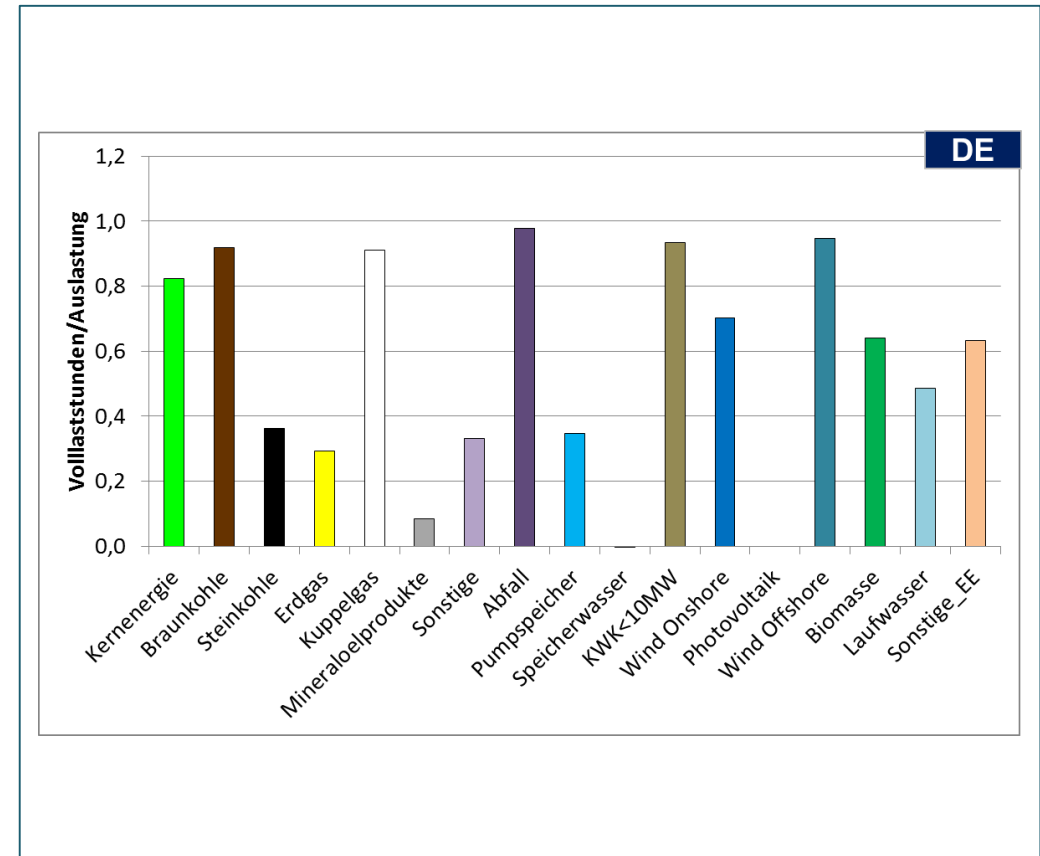
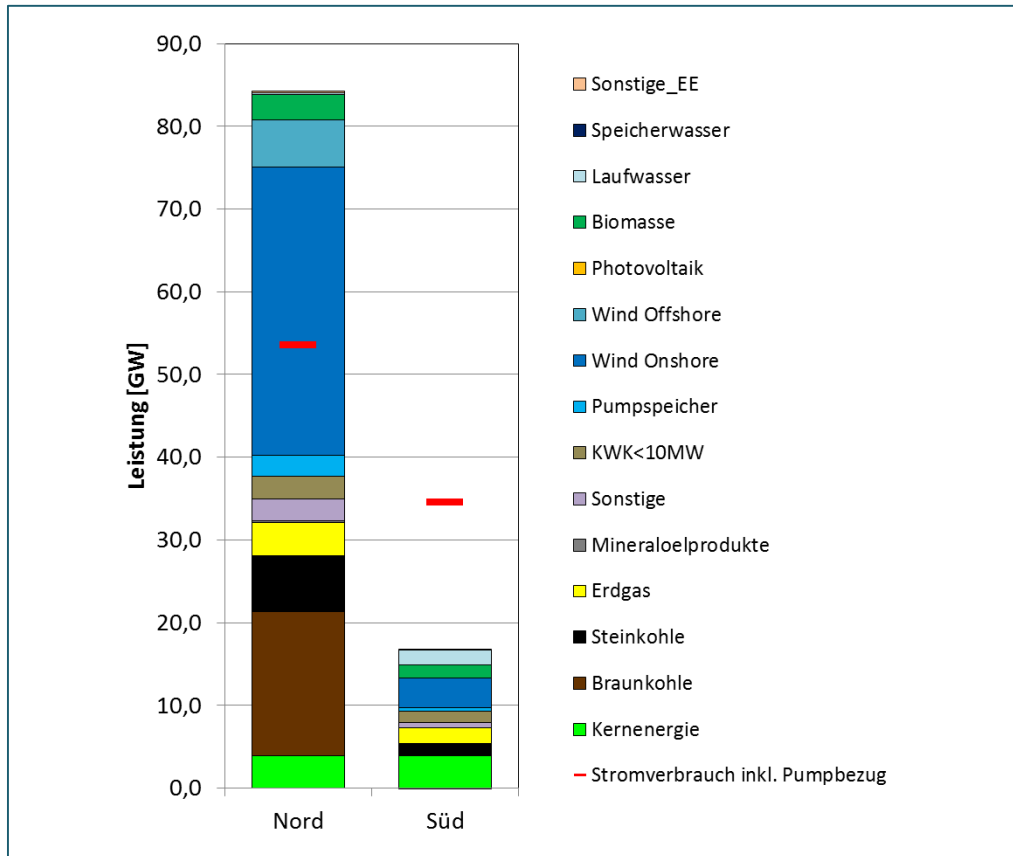
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	3,9	7,8
Braunkohle	17,4	0,0	17,4
Steinkohle	6,7	1,5	8,1
Erdgas	4,1	1,9	5,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,2
Sonstige	2,7	0,6	3,3
KWK<10MW	2,8	1,4	4,2
Pumpspeicher	2,5	0,5	3,0
Summe konv.	40,2	9,7	50,0
Wind Onshore	34,8	3,5	38,4
Wind Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,0	1,6	4,7
Laufwasser	0,2	1,8	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	44,0	7,1	51,1
Summe Erzeugung	84,3	16,8	101,0
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,2	0,2
Stromverbrauch	53,6	34,3	87,9
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	53,6	34,5	88,1
Saldo	30,7	-17,7	12,9
Preis Marktgebiet [€/MWh]	-	-	24,4
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	-	-	56,0%



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -17,7 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +30,7 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +12,9 GW)

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

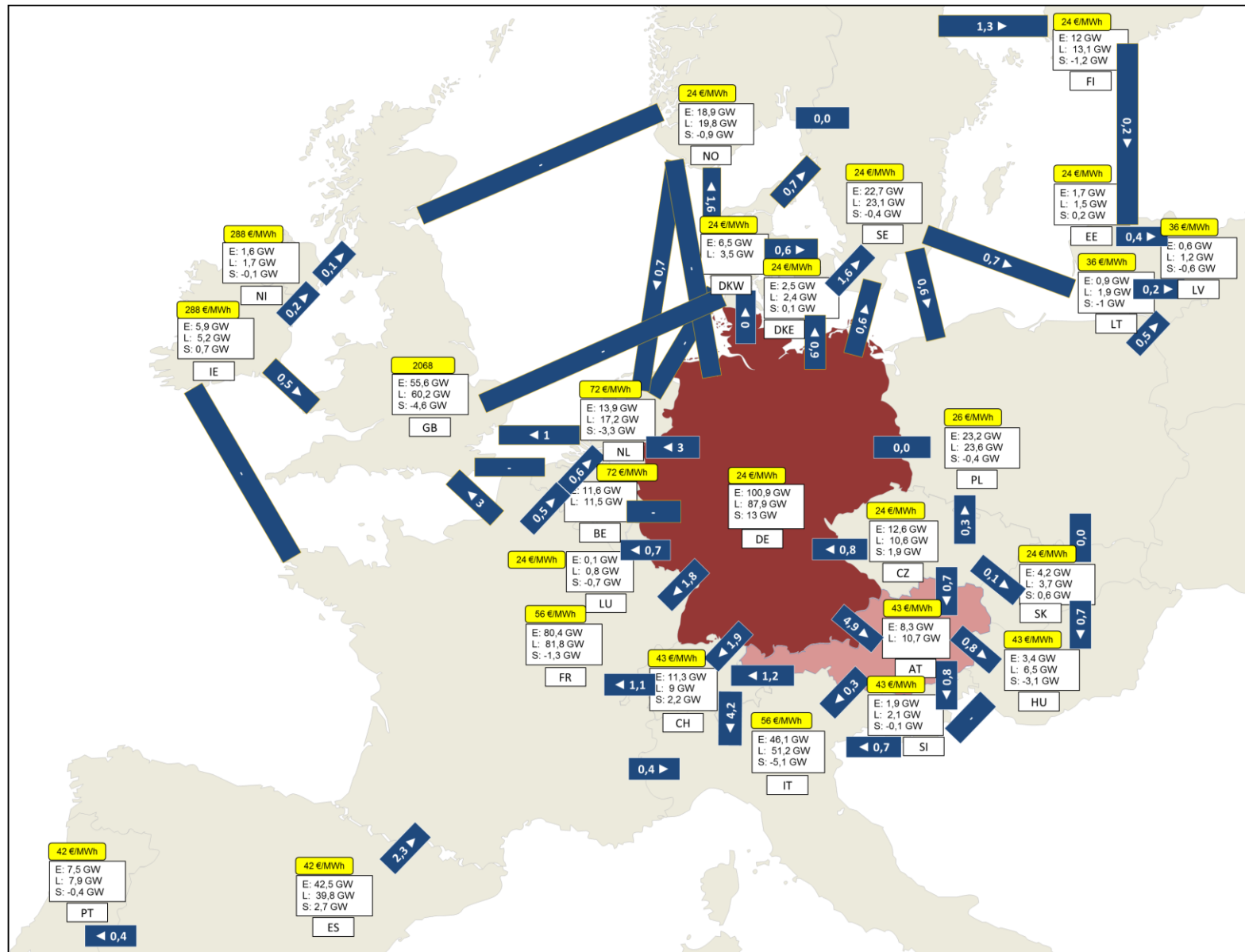
Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 307*



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39 % der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 17 % der Erzeugung bereitgestellt
- Trotz hoher EE-Einspeisung ist die Auslastung der Kernenergie und Braunkohlekapazitäten hoch

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – NNF 307*



* entspricht NNF 139 der synthetischen Woche

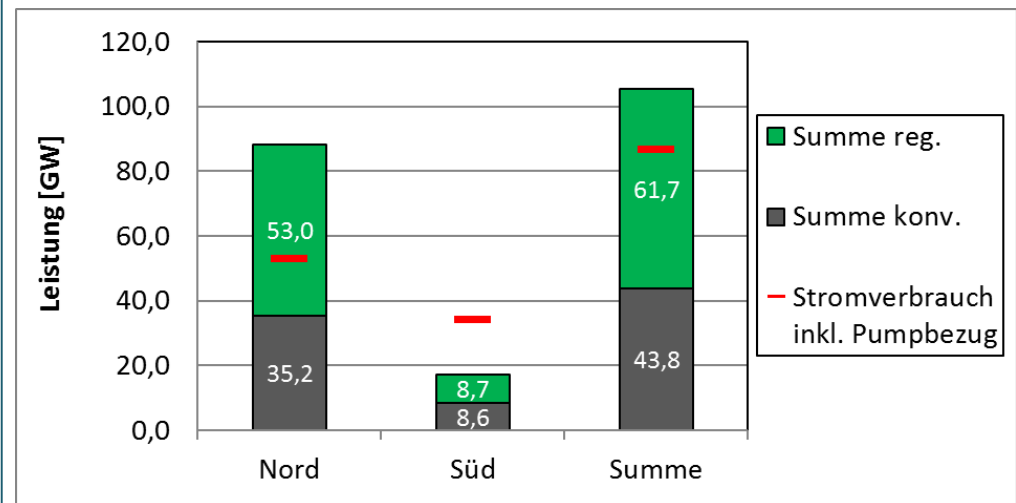
Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. **Marktsimulation**
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (NNF 283 und 307)*
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3) (NNF 280)***
 - Vergleich mit der GS SWSL BA17*
 - Indikative Betrachtung einer „Dunkelflaute“*
 6. Netzanalysen
 7. Fazit
-

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 280*

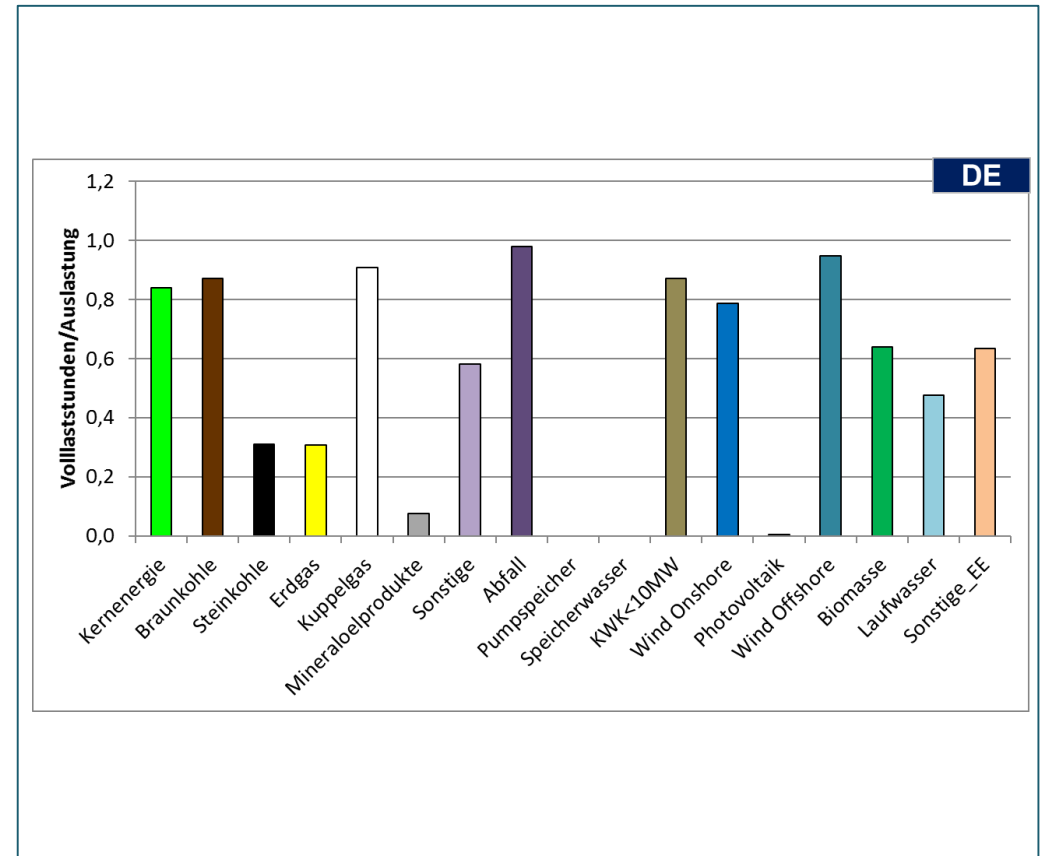
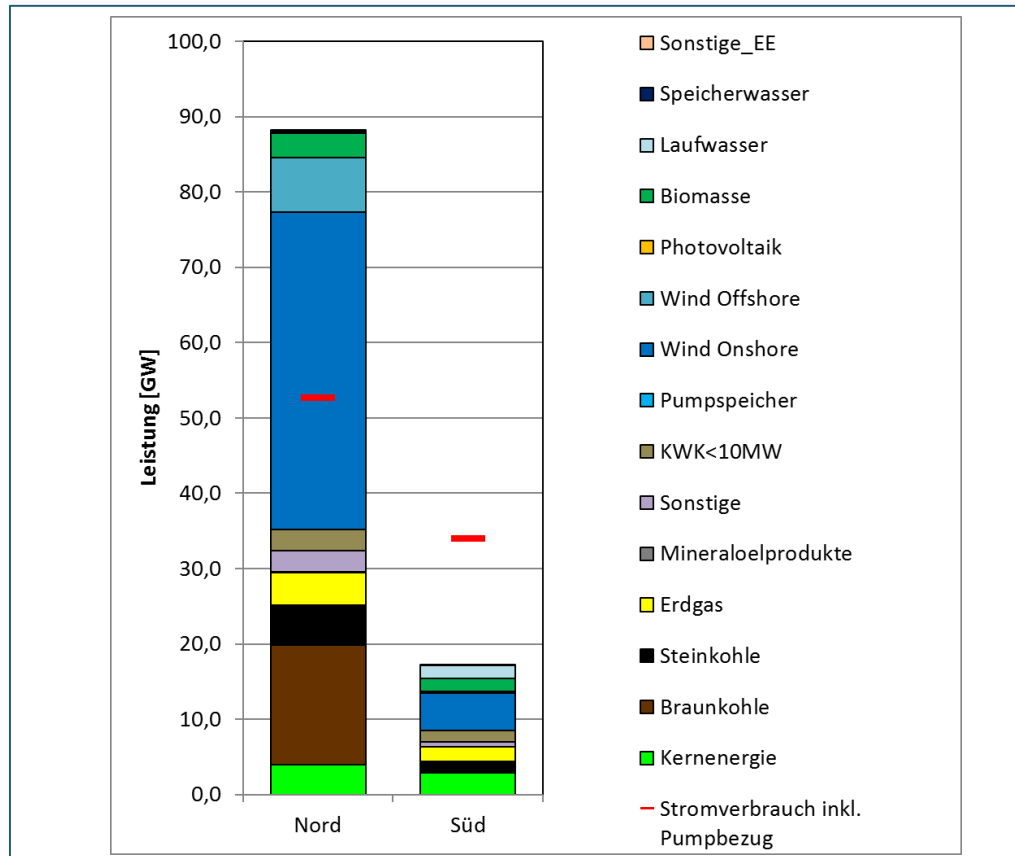
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	2,9	6,8
Braunkohle	15,9	0,0	15,9
Steinkohle	5,3	1,5	6,8
Erdgas	4,3	1,9	6,3
Mineraloelprodukte	0,1	0,0	0,2
Sonstige	2,8	0,6	3,4
KWK<10MW	2,8	1,6	4,4
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	35,2	8,6	43,8
Wind Onshore	42,1	4,9	47,0
Wind Offshore	7,2	0,0	7,2
Photovoltaik	0,0	0,2	0,2
Biomasse	3,2	1,8	5,0
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	53,0	8,7	61,7
Summe Erzeugung	88,3	17,2	105,5
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,8	0,8
Stromverbrauch	52,7	33,2	85,9
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	52,7	34,0	86,7
Saldo	35,6	-16,8	18,8
Preis Marktgebiet [€/MWh]	-	-	29,1
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	-	-	68,9%



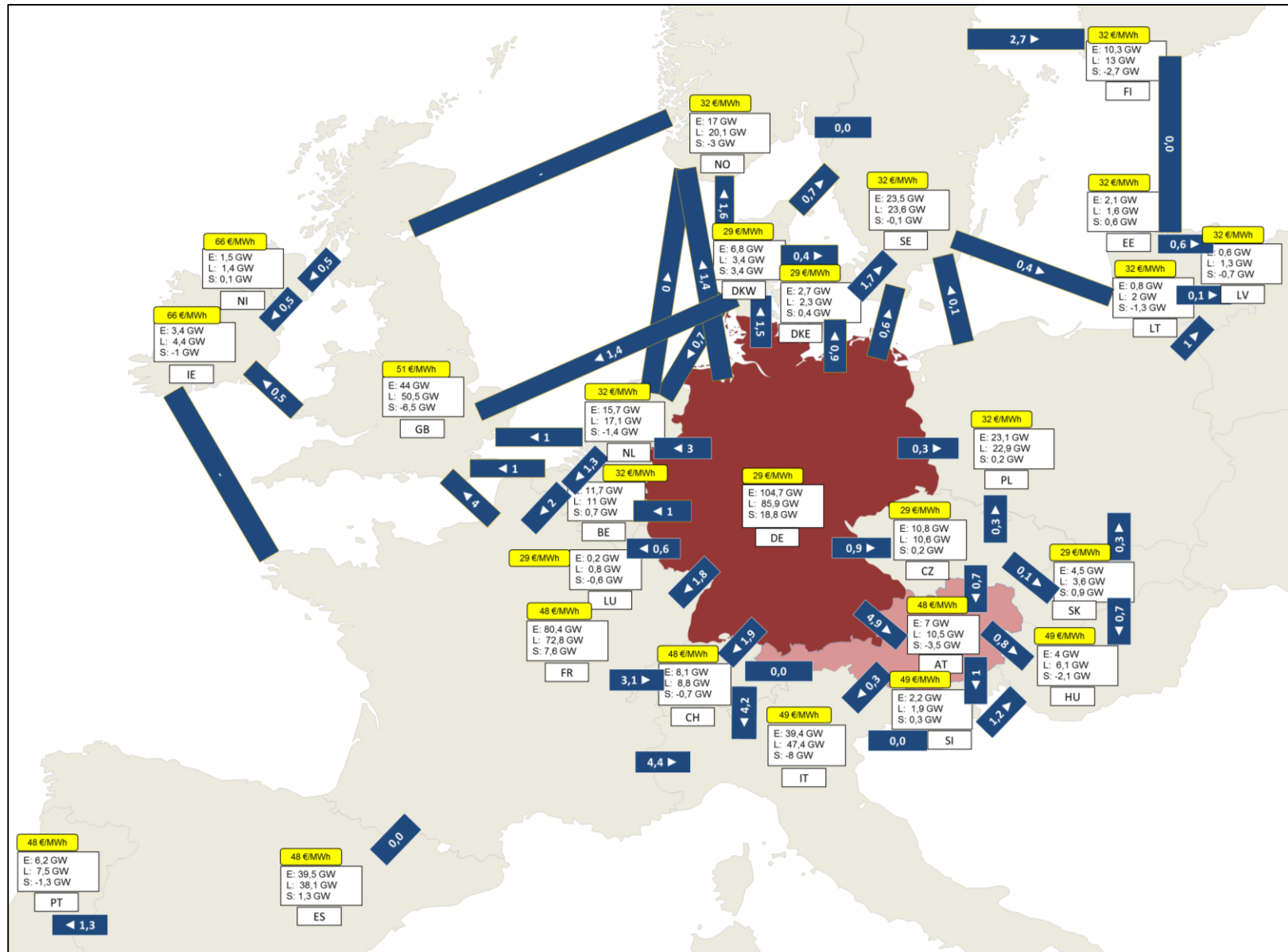
- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -16,8 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +35,6 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +18,8GW)
- Die Windeinspeisung steigt ggü. t+1 nochmal deutlich an.

Kritische NNF der Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 280*



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39% der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 16% der Erzeugung bereitgestellt.
- Trotz hoher EE-Einspeisung ist die Auslastung der Kernenergie und Braunkohlekapazitäten hoch.

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – **NNF 280***

* entspricht NNF 112 der synthetischen Woche

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. **Marktsimulation**
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (NNF 283 und 307)*
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3) (NNF 280)*
 - Vergleich mit der GS SWSL BA17**
 - Indikative Betrachtung einer „Dunkelflaute“*
 6. Netzanalysen
 7. Fazit
-

Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Hintergrund

- Sowohl BA2017 t+2 (mit NTC) als auch BA2018 t+1 behandeln den gleichen Zeithorizont (**2018/19**)
- **NNF 283 und 307** (= NNF 115 bzw. 139 der synth. Woche) stellen in der synthetischen Woche **der BA2018 t+1** die mit Bezug auf den RD-Bedarf aus Netzreservekraftwerken kritischsten Stunden dar
- **NNF 281** (= NNF 113 der synth. Woche) stellte in der BA2017 im Zeithorizont t+1 GS SWSL (ohne NTC) mit Bezug auf den RD-Bedarf aus Netzreservekraftwerken den kritischsten NNF dar und wurde für t+2 (mit NTC) übernommen.

→ Vergleich der NNF 283 und 307 der BA2018 t+1 mit NNF 281 der BA2017 t+2 (mit NTC)

Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Vergleich NNF 283 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)

DELTA NNF 283 (BA2018) - 281 (BA2017)			
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,1	-0,6	-0,6
Braunkohle	0,4	0,0	0,4
Steinkohle	1,1	-0,4	0,6
Erdgas	-0,1	-0,4	-0,5
Mineraloelprodukte	-0,2	0,0	-0,2
Sonstige	0,6	-0,1	0,6
KWK<10MW	-0,1	-0,1	-0,2
Pumpspeicher	-0,1	-0,3	-0,4
Summe konv.	1,6	-1,9	-0,3
Wind Onshore	3,4	1,6	4,9
Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser, Sonstige_EE	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,1
Summe reg.	3,5	1,6	5,0
Summe Erzeugung	5,1	-0,4	4,7
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	2,5	1,2	3,7
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	2,5	1,2	3,7
Saldo	2,6	-1,6	0,9

- Erzeugung: **+5,1 GW** in Nord und **-0,4 GW** in Süd

→ **höhere Erzeugung** in Nord und **geringere Erzeugung** in Süd

- Konventionelle Erzeugung:
 - Insgesamt +1,6 GW in Nord und -1,9 GW in Süd
 - Nord: höhere Einspeisung „Steinkohle“ und „Sonstige“
 - Süd: niedrigere Einspeisung „Kernenergie“, „Steinkohle“ und „Erdgas“
- Erneuerbare Erzeugung:
 - Insgesamt +3,5 GW in Nord und +1,6 GW in Süd
 - Nord: deutlich höhere Einspeisung „Wind Onshore“
 - Süd: höhere Einspeisung „Wind Onshore“

- Stromverbrauch: **+2,5 GW** in Nord und **+1,2 GW** in Süd

→ **höherer Stromverbrauch** in DE

Fazit:

NNF 283 der BA2018 zeigt **deutlicheres „Nord-Süd-Gefälle“** mit Bezug auf die Erzeugungs- und Nachfragesituation als NNF 281 der BA2017
 → **Zuwachs des Deltas Saldo Nord-Süd um +4,2 GW**

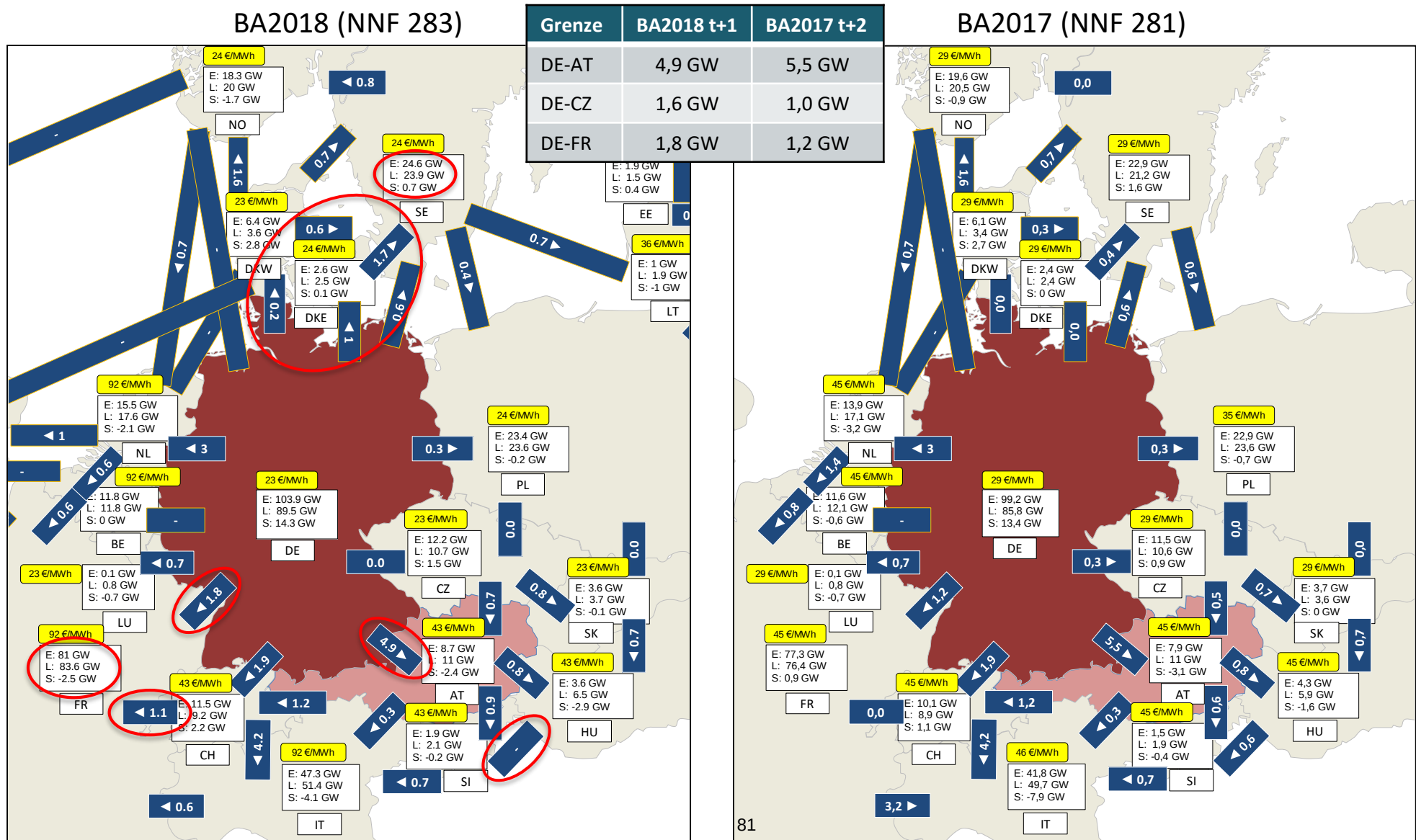
Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Vergleich NNF 283 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)

DELTA NNF 283 (BA2018) - 281 (BA2017)				Erläuterung relevanter Veränderungen ggü. BA2017 (für alle Punkte gilt: marktbedingter Unterschied in Einspeisung infolge des Vergleichs zweier unterschiedlicher Stunden)
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe	
Kernenergie	0,1	-0,6	-0,6	• Resultat der Energieträgeraufteilung der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten
Braunkohle	0,4	0,0	0,4	• Veränderung des Kraftwerksstammdaten einzelner Braunkohlekraftwerke (Korrektur blockscharfer Nettonennleistungswerte) → ca. +230 MW inst. Leistung Braunkohle
Steinkohle	1,1	-0,4	0,6	• Veränderung des Kraftwerksparks (u.a. IBN Datteln 4, ABN Gersteinwerk K2,...) → ca. +860 MW inst. Leistung Steinkohle
Erdgas	-0,1	-0,4	-0,5	• Veränderung des Kraftwerksparks (u.a. Stilllegung einzelner Erdgas-Blöcke)
Mineraloelprodukte	-0,2	0,0	-0,2	-
Sonstige	0,6	-0,1	0,6	• leicht erhöhte Volllaststunden von Kuppelgaskraftwerken infolge der Unterstellung eines zeitweise marktbasierten Einsatzes
KWK<10MW	-0,1	-0,1	-0,2	-
Pumpspeicher	-0,1	-0,3	-0,4	-
Summe konv.	1,6	-1,9	-0,3	→ Summe der o.a. Punkte zzgl. der marktbedingten Unterschiede zw. beiden Stunden
Wind Onshore	3,4	1,6	4,9	• höhere inst. Leistung Wind Onshore (+4,3 GW) u. Zeitpunkt der max. Windeinspeisung (NNF 283)
Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser, Sonstige_EE	0,0	0,0	0,0	-
Biomasse	0,0	0,0	0,1	-
Summe reg.	3,5	1,6	5,0	→ Steigerung der Annahme inst. Leistung Wind Onshore (EEG 2017, Vorzieh-/Nachholeffekte)
Summe Erzeugung	5,1	-0,4	4,7	→ erhöhtes Nord-Süd-Delta infolge der vergleichsweise höheren Einspeisung in Nord-DE und geringeren Einspeisung in Süd-DE
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0	-
Stromverbrauch	2,5	1,2	3,7	• Erhöhtes Lastprofil infolge korrigierter Höchstlast (87,9 GW) u. Std. der Wochenhöchstlast (NNF 283)
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	2,5	1,2	3,7	-
Saldo	2,6	-1,6	0,9	→ Zuwachs des Deltas Saldo Nord-Süd um +4,2 GW ggü. BA2017

Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – Vergleich NNF 283 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)



Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Vergleich NNF 307 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)

DELTA NNF 307 (BA2018) - 281 (BA2017)			
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,1	-0,6	-0,6
Braunkohle	0,4	0,0	0,4
Steinkohle	2,4	-0,4	1,9
Erdgas	-0,2	-0,4	-0,7
Mineraloelprodukte	-0,2	0,0	-0,2
Sonstige	0,7	-0,1	0,6
KWK<10MW	0,1	-0,1	0,0
Pumpspeicher	2,4	0,2	2,6
Summe konv.	5,5	-1,5	4,1
Wind Onshore	-2,1	-1,0	-3,0
Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser, Sonstige_EE	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,1
Summe reg.	-2,0	-0,8	-2,9
Summe Erzeugung	3,6	-2,4	1,1
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	-0,5	-0,5
Stromverbrauch	1,6	0,5	2,1
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	1,6	0,0	1,6
Saldo	2,0	-2,4	-0,5

- Erzeugung: **+3,6 GW** in Nord und **-2,4 GW** in Süd

→ **höhere Erzeugung** in Nord und **geringere Erzeugung** in Süd

- Konventionelle Erzeugung:
 - Insgesamt **+5,5 GW** in Nord und **-1,5 GW** in Süd
 - Nord: deutlich höhere Einspeisung „Steinkohle“, „Pumpspeicher“ und „Sonstige“
 - Süd: geringere Einspeisung „Kernenergie“, „Steinkohle“ und „Erdgas“
- Erneuerbare Erzeugung:
 - Insgesamt **-2,0 GW** in Nord und **-0,8 GW** in Süd
 - Nord: geringere Einspeisung „Wind Onshore“
 - Süd: geringere Einspeisung „Wind Onshore“

- Stromverbrauch: **+2,5 GW** in Nord und **+1,2 GW** in Süd

→ **höherer Stromverbrauch** in DE

Fazit:

NNF 307 der BA2018 zeigt **deutlicheres „Nord-Süd-Gefälle“** mit Bezug auf die Erzeugungs- und Nachfragesituation als NNF 281 der BA2017. Die Unterschiede zur Erzeugungs- und Nachfragesituation der NNF 307 der BA2018 zur NNF 281 der BA2017 sind zudem ausgeprägter als die Unterschiede der NNF 283 der BA2018 zur NNF 281 der BA2017 → **Zuwachs des Deltas Saldo Nord-Süd um +4,4 GW**

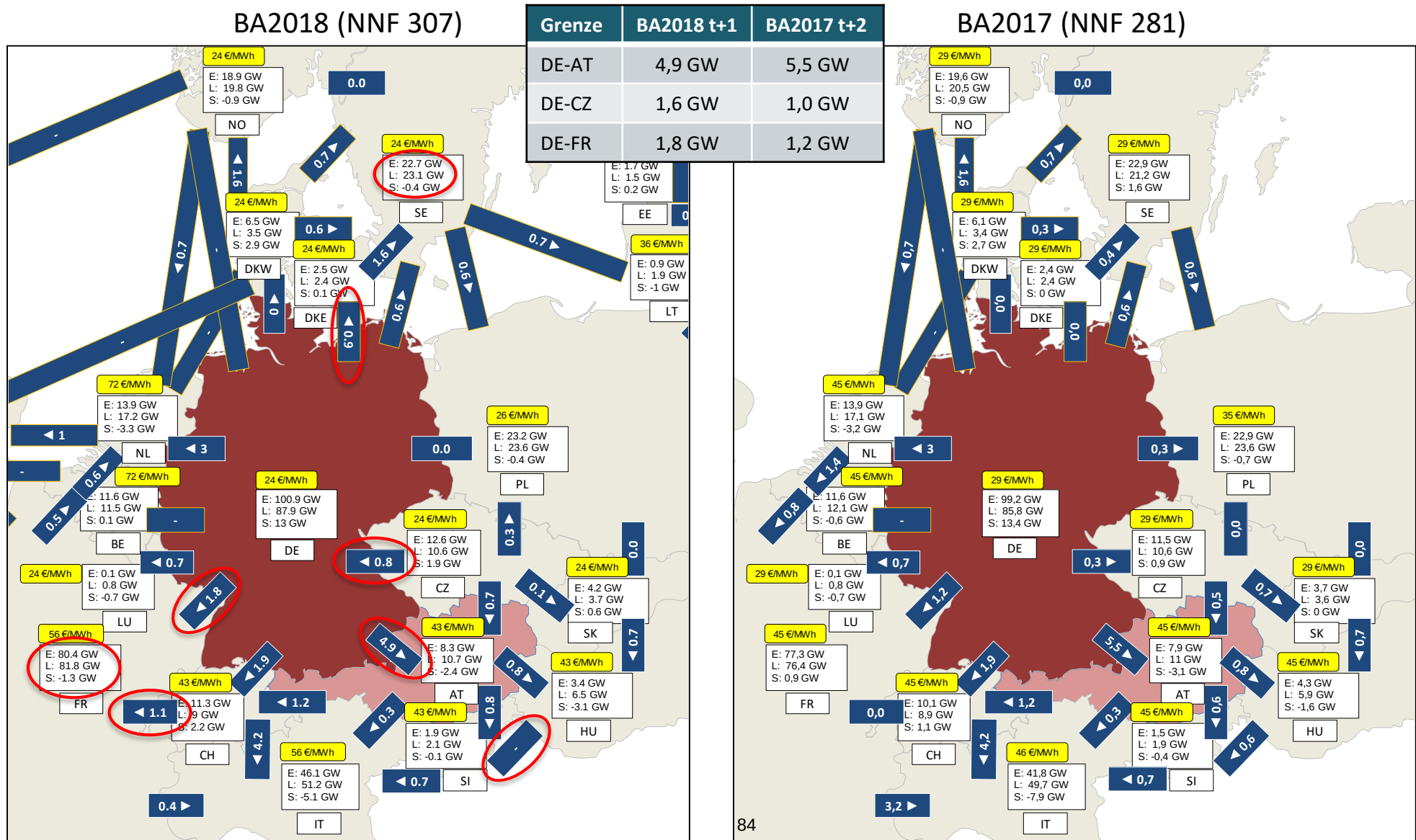
Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Vergleich NNF 307 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)

DELTA NNF 307 (BA2018) - 281 (BA2017)				Erläuterung relevanter Veränderungen ggü. BA2017 (für alle Punkte gilt: marktbedingter Unterschied in Einspeisung infolge des Vergleichs zweier unterschiedlicher Stunden)
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe	
Kernenergie	0,1	-0,6	-0,6	• Resultat der Energieträgeraufteilung der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten
Braunkohle	0,4	0,0	0,4	• Veränderung der Kraftwerksstammdaten einzelner Braunkohlekraftwerke (Korrektur blockscharfer Nettonennleistungswerte) → ca. +230 MW inst. Leistung Braunkohle
Steinkohle	2,4	-0,4	1,9	• Veränderung des Kraftwerksparks (u.a. IBN Datteln 4, ABN Gersteinwerk K2,...) → ca. +860 MW inst. Leistung Steinkohle
Erdgas	-0,2	-0,4	-0,7	• Veränderung des Kraftwerksparks (u.a. Stilllegung einzelner Erdgas-Blöcke)
Mineraloelprodukte	-0,2	0,0	-0,2	-
Sonstige	0,7	-0,1	0,6	• leicht erhöhte Volllaststunden von Kuppelgaskraftwerken infolge der Unterstellung eines zeitweise marktbasierten Einsatzes
KWK<10MW	0,1	-0,1	0,0	-
Pumpspeicher	2,4	0,2	2,6	-
Summe konv.	5,5	-1,5	4,1	→ Summe der o.a. Punkte zzgl. der marktbedingten Unterschiede zw. beiden Stunden
Wind Onshore	-2,1	-1,0	-3,0	• Peak der Windeinspeisung in NNF 283, danach geringere Einspeisung (s. Verlauf Windeinspeisung)
Wind Offshore, Photovoltaik, Laufwasser, Speicherwasser, Sonstige_EE	0,0	0,0	0,0	-
Biomasse	0,0	0,0	0,1	-
Summe reg.	-2,0	-0,8	-2,9	→ Windeinspeisung in NNF 307 infolge des Wochenprofils geringer als z.B. in NNF 281 o. 283
Summe Erzeugung	3,6	-2,4	1,1	→ erhöhtes Nord-Süd-Delta infolge der vergleichsweise höheren Einspeisung in Nord-DE und geringeren Einspeisung in Süd-DE
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	-0,5	-0,5	-
Stromverbrauch	1,6	0,5	2,1	• Korrektur der Wochenhöchstlast auf 87,9 GW und damit Erhöhung des gesamten Lastprofils
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	1,6	0,0	1,6	-
Saldo	2,0	-2,4	-0,5	→ Zuwachs des Deltas Saldo Nord-Süd um +4,4 GW ggü. BA2017

Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – Vergleich NNF 307 (BA2018) mit NNF 281 (BA2017)



84

Vergleich mit GS SWSL der BA2017 t+2 (mit NTC)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa – Zusammenfassung

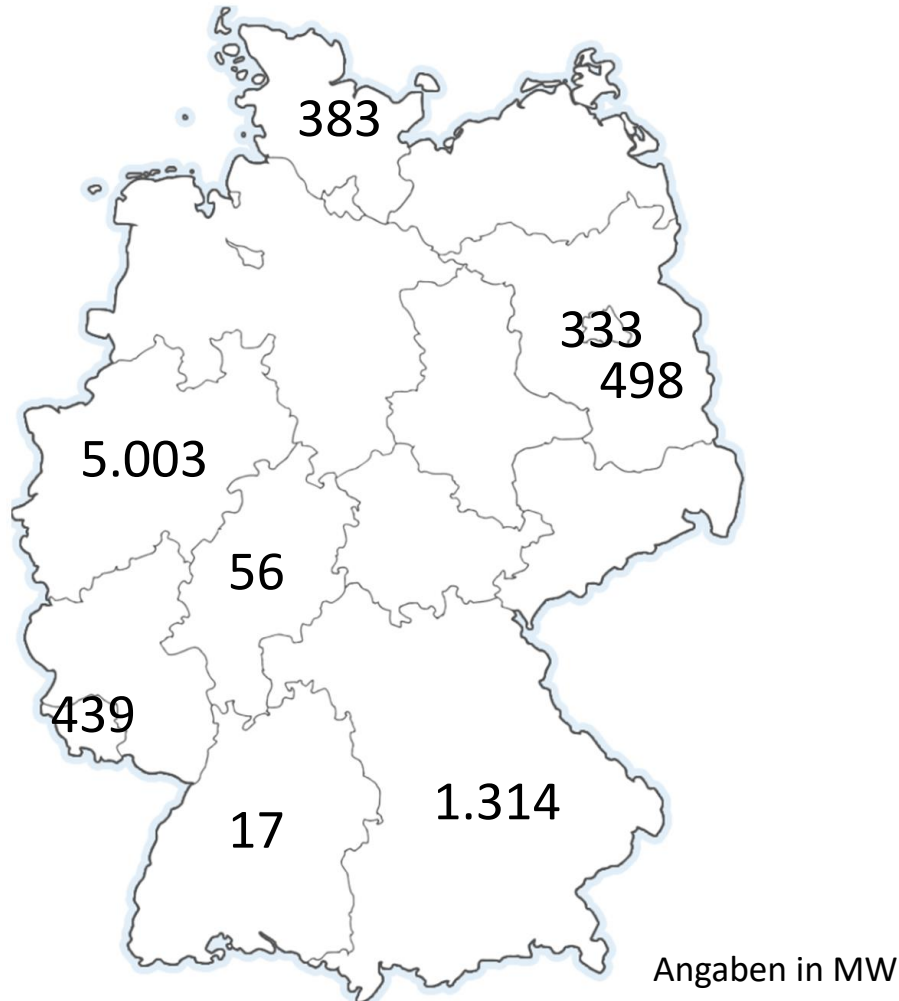
- Berücksichtigung **neuer Erkenntnisse zu In-/Außerbetriebnahme-Daten** konventioneller Kraftwerke, die u.a. zu einem Anstieg der Einspeisung in Nord-DE führen.
- Leichte Änderungen in der **Modellierung einzelner Erzeugungsanlagen** (z.B. Zugestehen von Freiheitsgraden beim Einsatz von Kuppelgas-KW) und der **Verteilung von Nichtverfügbarkeiten**.
- Die deutlich **gestiegene installierte Leistung erneuerbarer Energien** (insb. Wind Onshore infolge der Berücksichtigung des EEG 2017) führen zu einem Anstieg der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
- An den Grenzen **DE-AT** und **DE-FR** wurden die zulässigen Handelskapazitäten angepasst, was eine teils veränderte Ausrichtung der **Handelsflüsse** in Richtung Süd-Europa von Ost nach West bedingt.
- Aktualisierte **Annahmen der zeitgleichen Lasten** bedingen veränderte Ausprägungen einzelner Handelssaldi

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. **Marktsimulation**
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) (NNF 283 und 307)*
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+3) (NNF 280)*
 - Vergleich mit der GS SWSL BA17*
 - Indikative Betrachtung einer „Dunkelflaute“***
 6. Netzanalysen
 7. Fazit
-

Übersicht der im Vergleich zur Kältewelle im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) nicht enthaltenen KW

Stillgelegt, Sicherheitsbereitschaft und Sonderfall



nicht enthaltene Leistung [MW]	
Baden-Württemberg	17
Bayern	1.314
Berlin	333
Brandenburg	498
Hessen	56
Nordrhein-Westfalen	5.003
Saarland	439
Schleswig-Holstein	383
Summe	8.043

Fazit

Abgleich der Annahmen zum Kraftwerkspark DE (2018/19) mit Kraftwerkspark Januar/Februar 2017 – Fazit

- Der Kraftwerkspark DE berücksichtigt in t+1 der BA2018 eine installierte Kraftwerksleistung* von **89,5 GW**, bestehend aus 82,5 GW Markt- und 7,0 GW Netzreserve-Kraftwerken.
- Der Anteil der in der BA2018 (t+1) berücksichtigten Kraftwerke an der **installierten Kraftwerksleistung** der Kraftwerke, die zu mindestens einem Zeitpunkt während der Kälteperiode im Januar/Februar 2017 eingespeist haben beträgt etwa **82 GW** (91 %).
- Etwa **8 GW** (9 %) der installierten Kraftwerksleistung sind nicht im KW-Portfolio der BA2018 (t+1) enthalten.
- Braun- und Steinkohlekraftwerke in Westdeutschland bilden Hauptteil der **wegfallenden Kraftwerksleistung**. Die damit entfallende Erzeugung im Grund- und Mittellastbereich **reduziert die Auslastung der Rheinschiene** und der Kuppelleitungen zu Frankreich.
- Die **max. zeitgleiche Erzeugung** während der Situation im Januar/ Februar 2017 betrug gem. **69,4 GW**, die **6,9 GW** einschließen, die nicht im Kraftwerkportfolio der BA2018 (t+1) enthalten sind (*Stillgelegt, Sicherheitsbereitschaft, Sonderfall*).
- Die während dieser Situation verbleibenden **62,5 GW** können durch die zusätzlich freien Kraftwerkskapazitäten der BA2018 (t+1) **hinreichend gedeckt** werden.
- **Netztopologische Unterschiede** sind unter der Prämisse zu vernachlässigen, dass während der Kälteperiode die maximal mögliche Netztopologie verfügbar gemacht wurde und sich seitdem der Netzausbauzustand für die weiträumigen Transportaufgaben nicht gravierend geändert hat.

* reduziert auf KW ≥ 10 MW und mit Anschluss ≥ 110 kV

Unter der Prämisse eines gleichen europäischen energiewirtschaftlichen Gesamtszenarios sind die Voraussetzungen zur Beherrschbarkeit einer Dunkelflaute gegeben.

Anhang

Übersicht der im Vergleich zur Kältewelle im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) **nicht enthaltenen KW**

Stillgelegt

TSO	Name	WCode	Energie	P_Min	P_Max
D8	Brunsbüttel A	11WD8BRUN1O---AS	Öl	0	30
D8	Brunsbüttel B	11WD8BRUN1O---BQ	Öl	0	30
D8	Charlottenburg 5	11WD8CHAR5G--5-U	Gas	0	73
D7	Duisburg --- HKW 1	11WD7RHAU5SHKW13	Steinkohle	0	94
D7	Elverlingsen --- E4	11WD7ELVE2S-E4-9	Steinkohle	0	325
D7	Ensdorf --- Bl. 1	11WD7ENSD2S--1-J	Gas	30	106
D7	Ensdorf --- Bl. 3	11WD7ENSD5S--3-T	Gas	55	283
D7	GKW --- Bl. 1	11WD7GKWE2S--1-K	Steinkohle	0	320
D7	GKW --- Bl. 2	11WD7GKWE2S--2-H	Steinkohle	0	320
D7	Go-Werk --- Summe	11WD7LIES5B-KW-D	Braunkohle	0	151
D7	Gundremmingen --- Bl. B	11WD7KRBG1KD7-BE	Kernenergie	672	1284
D7	Herdecke --- H6	11WD7HERD2G-H6-X	Gas	0	424
D7	Herne --- Bl. 3	11WD7HERN2S-3--W	Steinkohle	0	280
D7	HKW Roemerbruecke	11WD7UCHT5SWITUY	Steinkohle	0	50
D2	Kiel	11WD2KIEL000050P	Steinkohle	135	323
D8	Lichterfelde 1	11WD8LICH5G---1Y	Gas	0	130
D8	Lichterfelde 3	11WD8LICH5G---3U	Gas	0	130
D2	Niederrad 2	11WD2NDR20000228	Gas	25	56
D7	Roenkhausen --- Pumpspeicher	11WD7GARE5X-PSWB	Pumpspeicher	-134	140
D4	SCA_Mannheim_KWK Anlage_Turbine_2	11WD4SCAMA5-T2-N	Gas	4	17
D7	SW Augsburg --- GT OST	11WD7AUGS5GTOSTB	Gas	15	30
D7	Voerde --- Bl. A	11WD7VOER1S--A-1	Steinkohle	0	695
D7	Voerde --- Bl. B	11WD7VOER1S--B-Z	Steinkohle	0	695
D7	Wuppertal SW --- DT 31	11WD7HATT5S1D31U	Gas	0	85

Anhang

Übersicht der im Vergleich zur Kältewelle im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) **nicht enthaltenen KW**

Sicherheitsbereitschaft

TSO	Name	WCode	Energie	P_Min	P_Max
D7	Frimmersdorf --- Bl. P	11WD7FRIM2B--P-G	Braunkohle	157	284
D7	Frimmersdorf --- Bl. Q	11WD7FRIM2B--Q-D	Braunkohle	157	278
D8	Jänschwalde F	11WD8JAEN1L---F3	Braunkohle	0	498
D7	Niederaussem --- Bl. E	11WD7NIED2B--E-B	Braunkohle	125	295
D7	Niederaussem --- Bl. F	11WD7NIED2B--F-8	Braunkohle	125	299

Anhang

Übersicht der im Vergleich zur Kältewelle im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) **nicht enthaltenen KW**

Sonderfall

TSO	Name	WCode	Energie	P_Min	P_Max
D2	Bielefeld DT 4	11WD2BID40001352	Gas	3	28
D7	Huckingen --- Bl. B	11WD7HUCK2G--B-9	Gas	0	290

Anhang

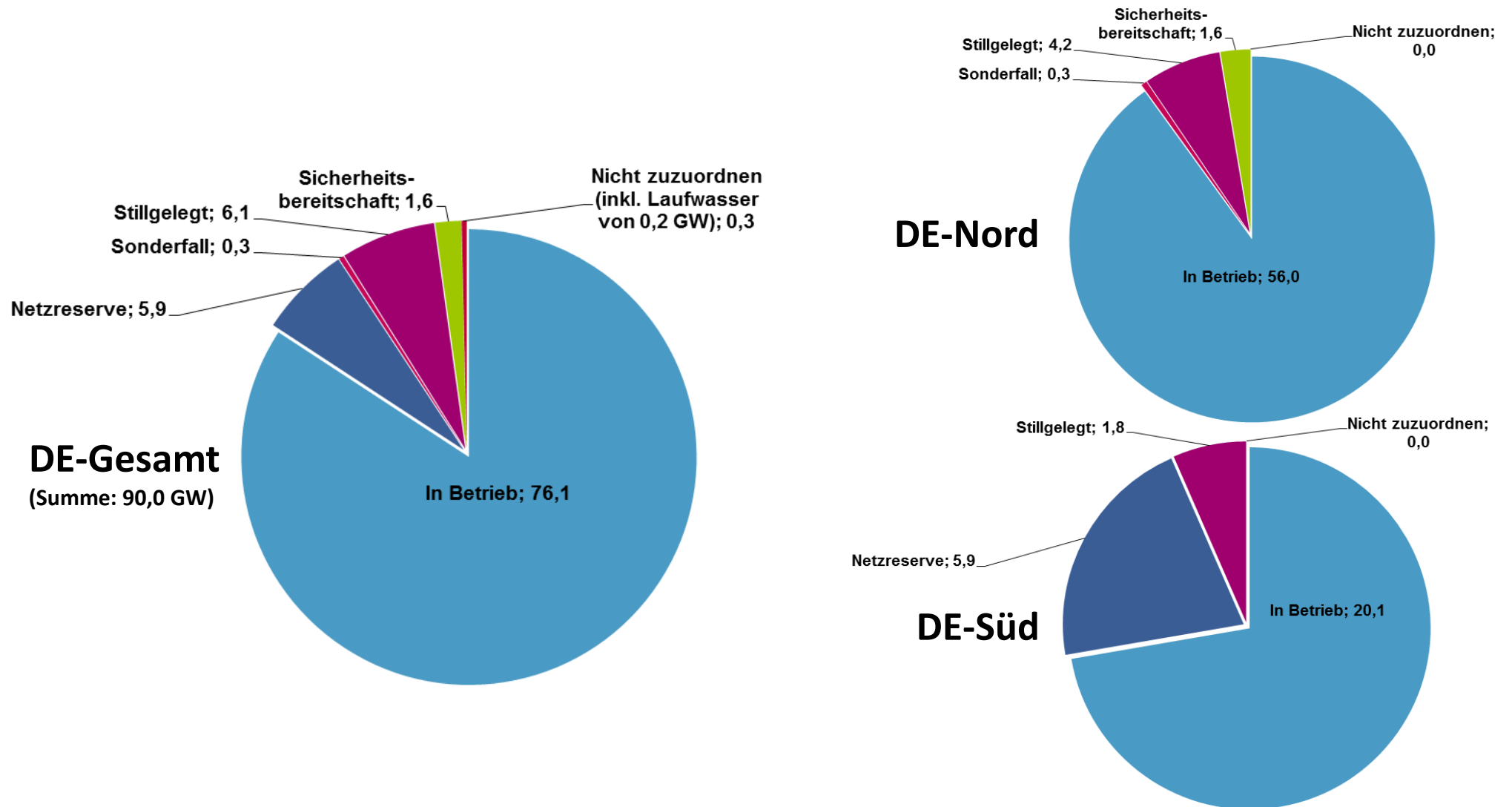
Übersicht der im Vergleich zur Kältewelle im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) **nicht enthaltenen KW**

Nicht zuzuordnen und Laufwasser

TSO	Name	WCode	Energie	P_Min	P_Max
D7	Dormagen --- GT 103	11WD7BRAU5GG103S	Gas	0	23
D7	EGM-DTS	11WD7BISC5XMHKW8	Sonstige	0	20
D8	Hohenwarte1 C	11WD8HOH15H--TCK	Laufwasser	0	3
D4	Illerkraftwerke_LW_Summe	11WD4ILLE5H---Q	Laufwasser	38	38
D4	Rheinkraftwerk_Iffezheim_Summe	11WD4IFFE5H----T	Laufwasser	107	146
D4	Rheinkraftwerk_Saeckingen	11WD4RK SX5H----I	Laufwasser	29	29
D4	Ryburg_Schwoerstadt_Summe	11WD4KRSX5H----P	Laufwasser	27	30
D4	Stora_Enso_Maxau_KWK-Kraftwerk_Entnahme-Konde	11WD4MAXAU5CT6-3	Steinkohle	4	20
D4	Stora_Enso_Maxau_KWK-Kraftwerk_Entnahme-Konde	11WD4MAXAU5CT7-0	Steinkohle	0	20

Blockscharfer Vergleich der installierten Kraftwerksleistung*

Status der während der Kälteperiode 2017 installierten Kraftwerke* in der BA2018 (t+1)



*Leistung bezogen auf $P_{\max}$ gem. ERRP-Datenbasis; nur KW mit Einspeisung > 0 MW während Kälteperiode gem. ERRP-Datenbasis; ERRP-Datenbasis beinhaltet nur Nettonennleistungen ≥ 10 MW und mit Anschluss in Netzebenen ≥ 110 kV

Blockscharfer Vergleich der installierten Kraftwerksleistung*

Status der während der Kälteperiode 2017 installierten Kraftwerke* in der BA2018 (t+1)

- Die **installierte Kraftwerksleistung*** der Kraftwerke, die zu mindestens einem Zeitpunkt während der Kälteperiode im Januar/Februar 2017 eingespeist haben, beläuft sich auf ca. **90 GW**
 - Davon im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) enthalten sind:
 - **76,1 GW**, die als **MarktKW** („In Betrieb“) in der Marktsimulation berücksichtigt werden
 - **5,9 GW**, die als **NetzreserveKW** in der Netzsimulation berücksichtigt werden
 - d.h. in **Summe ca. 82 GW** (~ 91 %)
 - Davon im Kraftwerksportfolio der BA2018 (t+1) nicht enthalten sind:
 - 6,1 GW, die inzwischen **stillgelegt** sind oder kurzfristig stillgelegt sein werden (**s. Anhang**)
 - 1,6 GW, die in die **Sicherheitsbereitschaft** überführt worden sind oder sein werden (**s. Anhang**)
 - 0,3 GW, die aufgrund einer besonderen Situation („**Sonderfall**“) nicht berücksichtigt werden (**s. Anhang**)
 - 0,3 GW, die **nicht zuzuordnen sind** inkl. in der BA2018 nicht blocksch. modell. 0,2 GW LaufwasserKW (**s. Anhang**)
 - d.h. in **Summe ca. 8 GW** (~ 9 %)
- In der BA2018 (t+1) sind **zusätzlich etwa 9,6 GW** an konventioneller Kraftwerksleistung berücksichtigt (**zzgl. 4,5 GW KWK-Anlagen ≤ 10 MW**), die nicht in der ERRP-Datenbasis erfasst werden

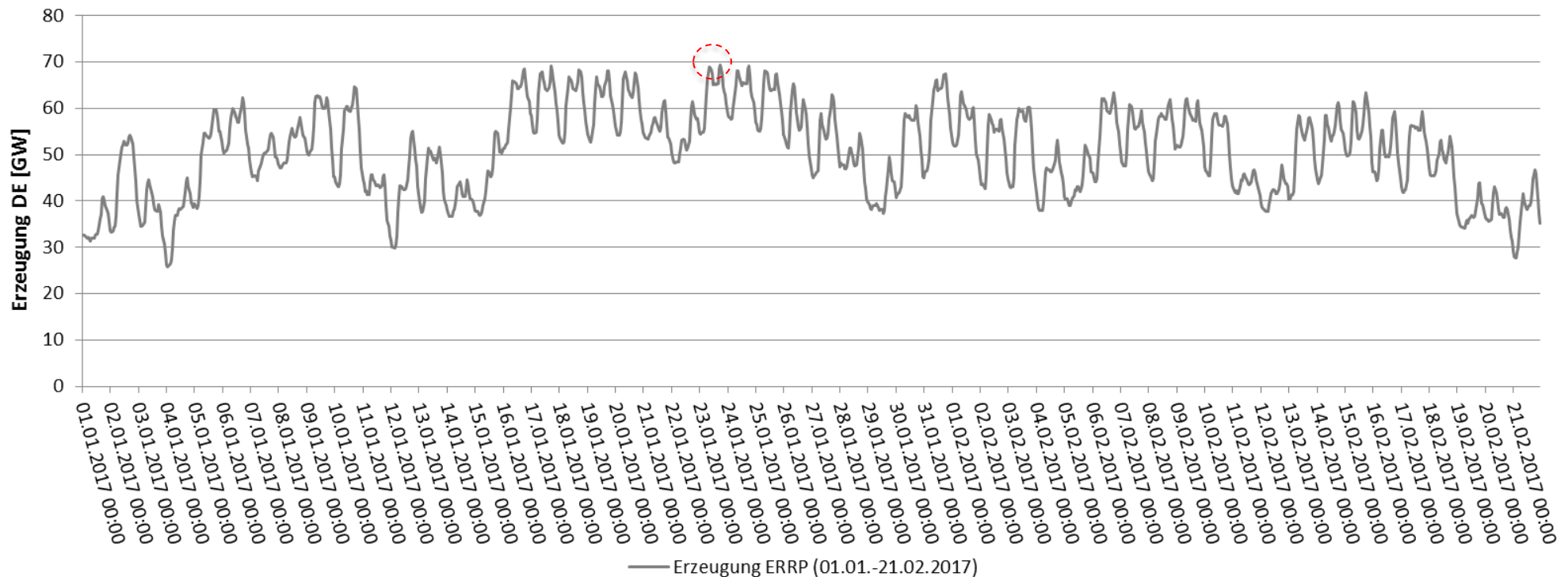
*Leistung bezogen auf $P_{\max}$ gem. ERRP-Datenbasis; nur KW mit Einspeisung > 0 MW während Kälteperiode gem. ERRP-Datenbasis; ERRP-Datenbasis beinhaltet nur Nettonennleistungen ≥ 10 MW und mit Anschluss in Netzebenen ≥ 110 kV

Blockscharfer Vergleich der Kraftwerkseinspeisung

Abgleich Einspeisesituation im Januar/Februar 2017 mit Kraftwerkspark BA2018 t+1

Installierte Leistung [GW] – BA2018 t+1	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige	Speicherwasser	Summe
<i>In Betrieb</i>	9,5	19,0	22,5	20,2	2,1	8,6	4,0	1,0	87,0
<i>davon ≥ 10 MW und ≥ 110 kV*</i>	9,5	18,7	21,8	18,0	1,9	8,6	2,9	1,0	82,5
<i>Netzreserve</i>	0,0	0,0	2,7	2,7	1,6	0,0	0,0	0,0	7,0
Summe (≥ 10 MW, ≥ 110 kV u. Netzreserve)	9,5	18,7	24,5	20,7	3,5	8,6	2,9	1,0	89,5

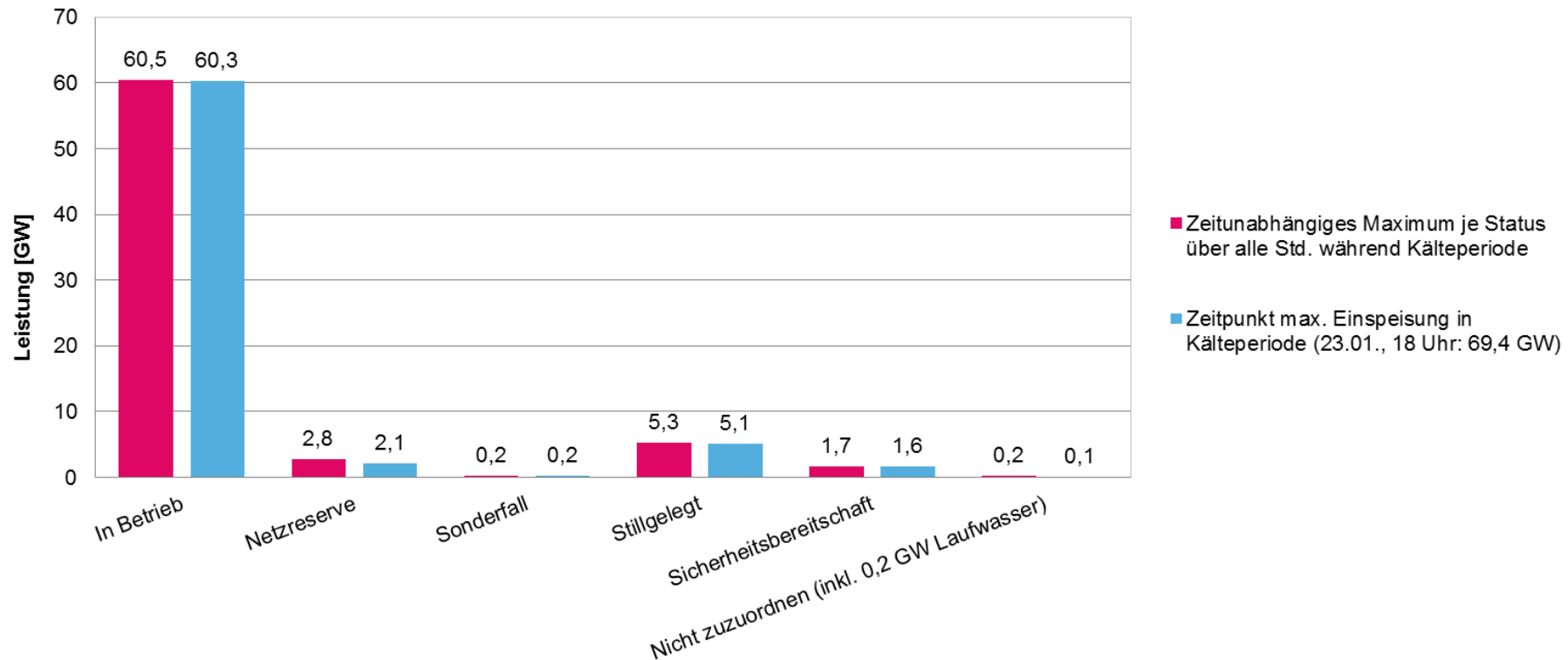
- Die während der **Kälteperiode im Januar/Februar 2017** gem. ERRP-Datenbasis verzeichnete **max. therm. und hydraul. Einspeisung** (inkl. Reserve-Kraftwerken) betrug **69,4 GW** (am 23.01., 18 Uhr):



*Filterung der BA2018-Datenbasis, da ERRP-Datenbasis nur Nettonennleistungen ≥ 10 MW und mit Anschluss in Netzebenen ≥ 110 kV beinhaltet

Blockscharfer Vergleich der Kraftwerkseinspeisung

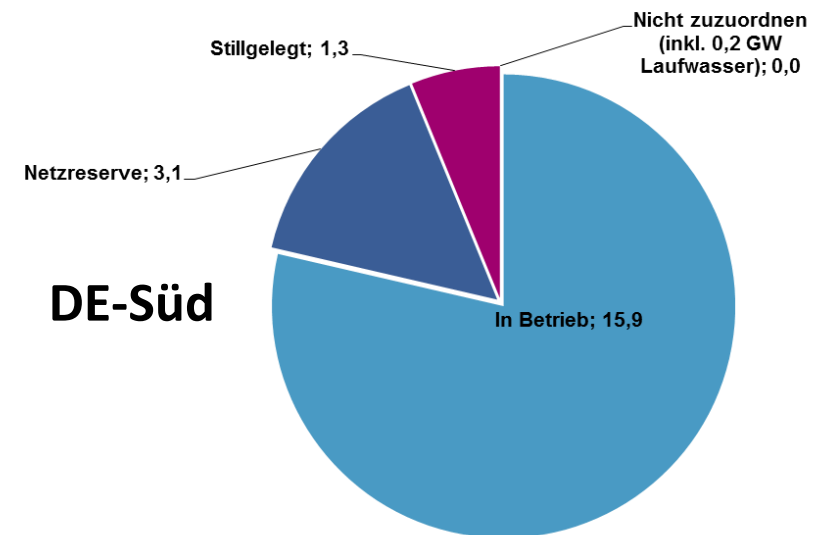
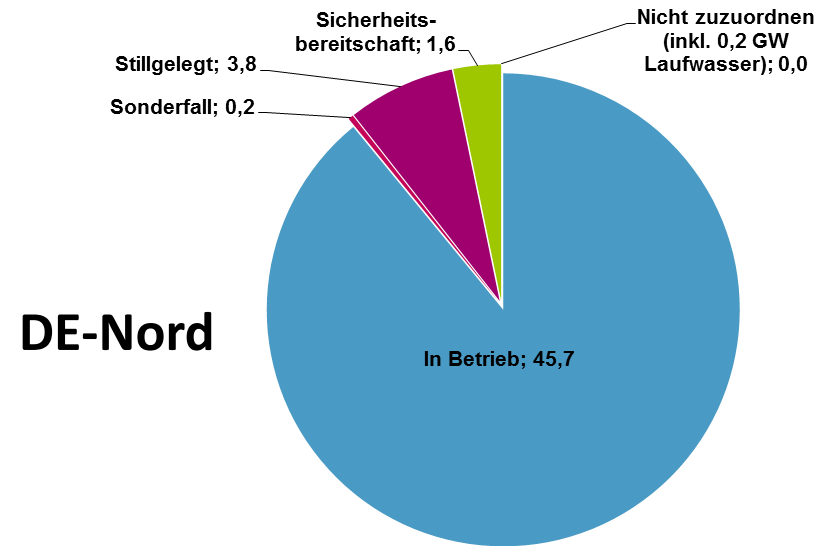
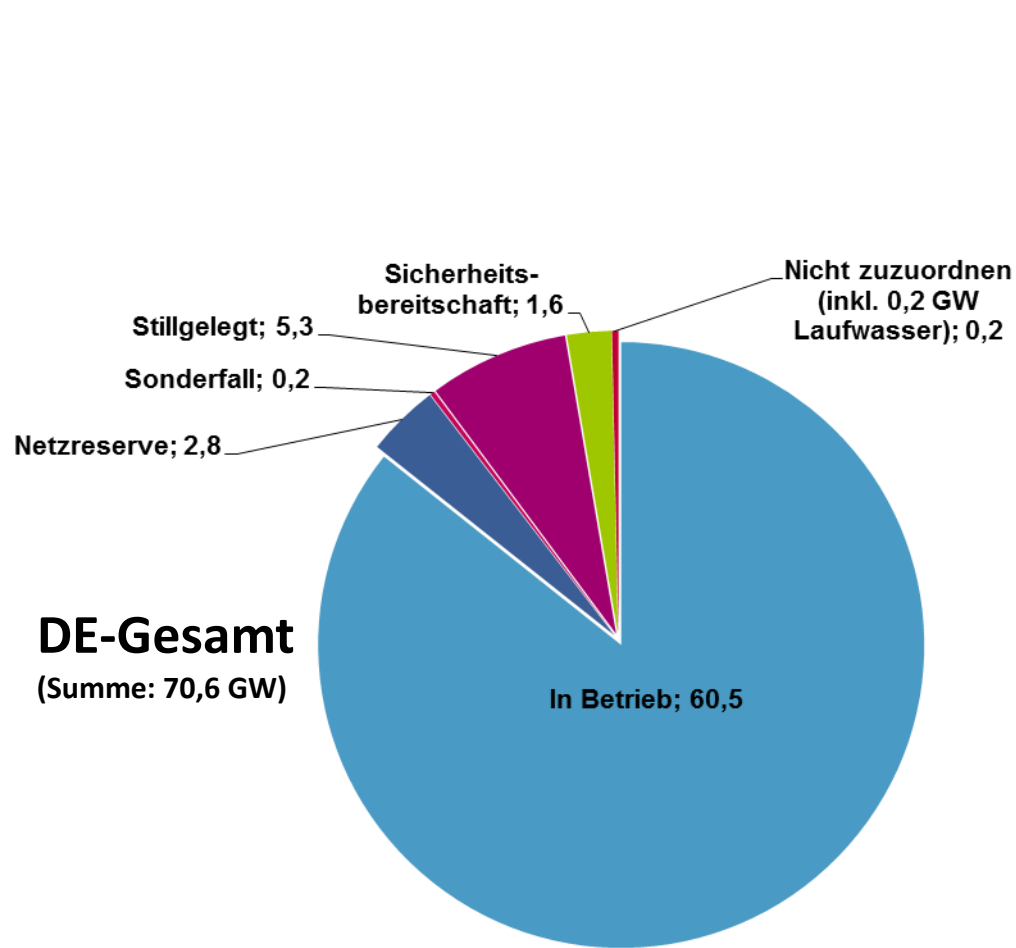
Status der während der Kälteperiode 2017 einspeisenden Kraftwerke in der BA2018 (t+1)



- Die **max. zeitgleiche Einspeisung** betrug **69,4 GW** (am 23.01., 18 Uhr)
- Der **max. zeitungleich einspeisende Kraftwerkspark** setzt sich gem. ERRP-Datenbasis während der Situation im Januar/ Februar 2017 aus **70,6 GW** einspeisender Leistung zusammen
- Mit Bezug auf die Einspeisung ist das Ergebnis der resultierenden Status der in der Kältewelle einspeisenden Kraftwerke, welche ebenfalls im Portfolio der BA2018 (t+1) enthalten sind, abhängig vom gewählten Zeitpunkt während der Kälteperiode

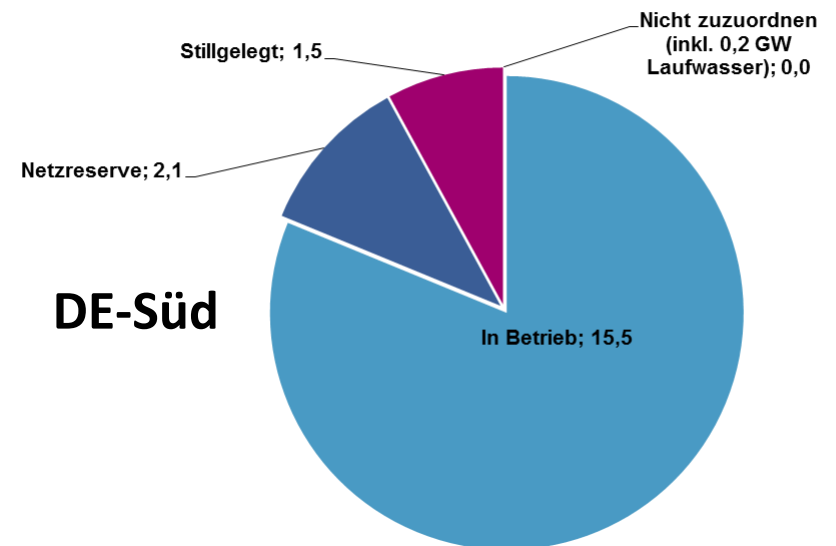
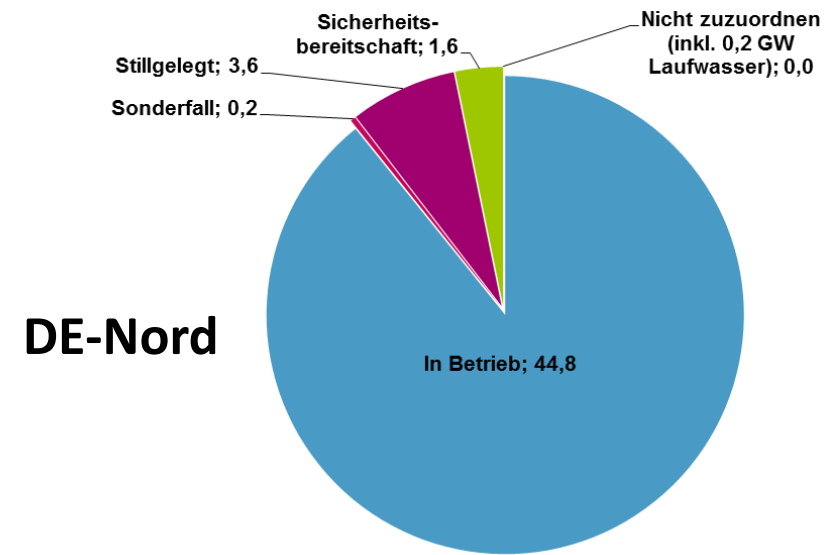
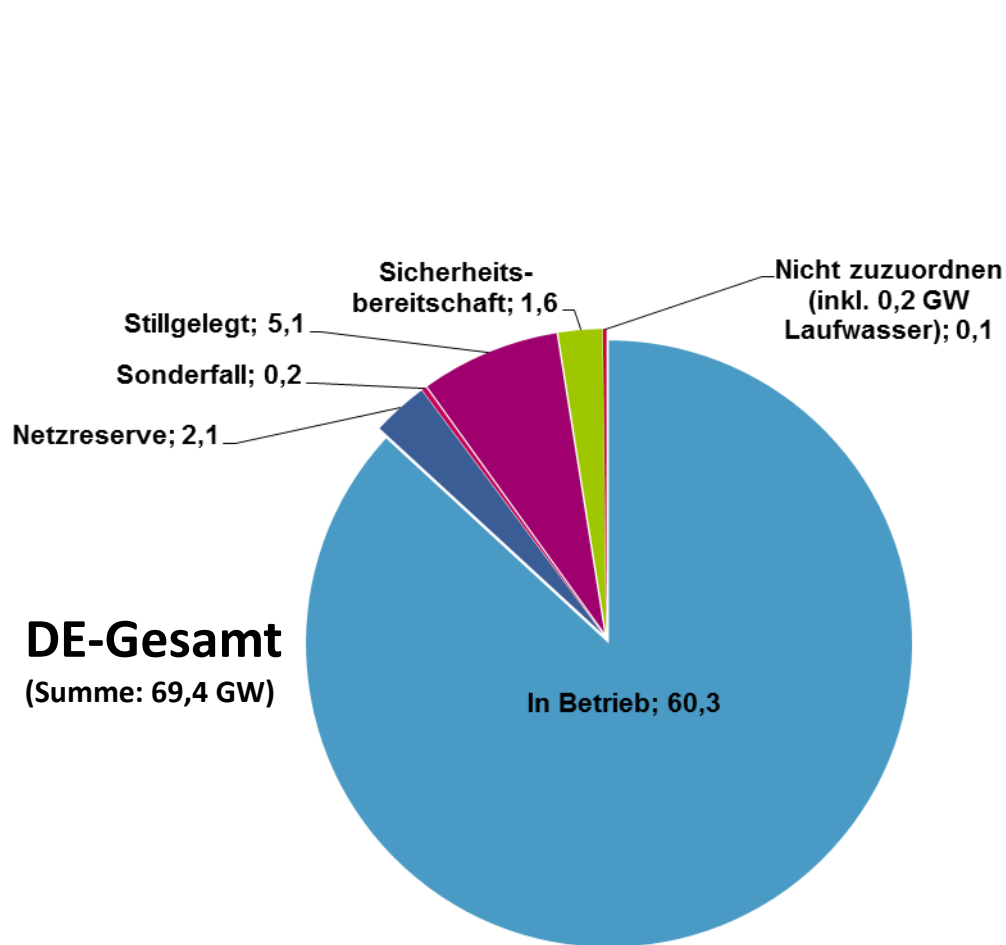
Blockscharfer Vergleich der Kraftwerkseinspeisung

Status der während der Kälteperiode einspeisenden Kraftwerke in der BA2018 (t+1) – zeitunabhängiges Maximum



Blockscharfer Vergleich der Kraftwerkseinspeisung

Status der während der Kälteperiode einspeisenden Kraftwerke in der BA2018 (t+1) – zeitgleiche Einspeisung*



*zum Zeitpunkt der max. Einspeisung am 23.01.2017, 18 Uhr

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. Marktsimulation
 6. **Netzanalysen**
-
- Ergebnisse der Netzanalyse t+1*
-
- Ergebnisse der Netzanalyse t+3*
-
7. Fazit
-

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Berechnungsergebnisse für den Winter 2018/19 (bzw. 2017/18) - Ergebnisvergleich BA2016-BA2018

	BA16 (t+3)	BA17 (t+1)	BA17 (t+2)		BA18 (t+1)					
NNF	283*	281*	281*	281*	283	307	283	307	283	307
Freisaltplanung	ohne	mit	ohne		ohne		mit		mit	
Topologische Maßnahmen	mit	mit	mit		mit					
Ausfall	n-1	EC	n-1	EC	EC	EC	n-1	n-1	EC	EC
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	5,8	7,1	4,8	5,3	7,1	6,0	7,6	6,0	9,0	6,8
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,8	6,8	4,0	4,0	4,4	4,7	4,5	5,6	3,7	5,5
<i>Summe negativer RD</i>	12,6	13,9	8,8	9,3	11,5	10,7	12,1	11,6	12,7	12,3
Pos. RD marktbasierter KW in DE	10,7	3,3	5,9	4,9	5,8	5,3	5,4	5,1	5,3	5,3
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	--	0,2	0,7	0,7	0,7	0,2	0,7	0,2	0,7	0,2
Pos. RD ResKW in DE (P _{max} = 6,6 GW)*	1,9	5,7	2,2	3,7	4,0	4,2	4,9	5,3	5,7	5,8
Pos. RD in AT (P _{max} = 1 GW)	--	4,7**	--	--	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland (Dummy)	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Summe positiver RD</i>	12,6	13,9	8,8	9,3	11,5	10,7	12,1	11,6	12,7	12,3

* Entspricht NNF 113 bzw. 115 der synth. Woche nach alter Zählweise

** Benötigte Netzreserve im Ausland

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Auswirkung der Unterschiede zw. BA2017 (t+2) und BA2018 (t+1) auf den RD Bedarf im Winter 2018/2019

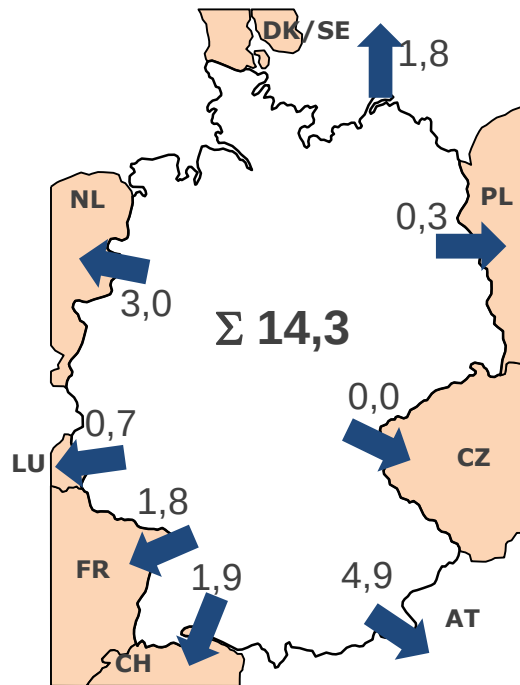
Kenngröße	Gesamt-RD
Berücksichtigung von Freischaltungen in BA2018 (t+1) - z.B. Phasenschiebertrafos in Hagenwerder-Mikulowa nicht einsetzbar	↑↑
Höhere installierte Windleistung	↑
Topologische Maßnahmen teilweise nicht mehr umsetzbar (z.B. Pasewalk, Gronau)	↑
SK Diele-Meeden 2x400A geringerer Bemessungsstrom als in BA17	↑
Am Umsetzungsstand orientierte FLM Modellierung	→
Redispatchpotenzial von 1 GW in AT	↓

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

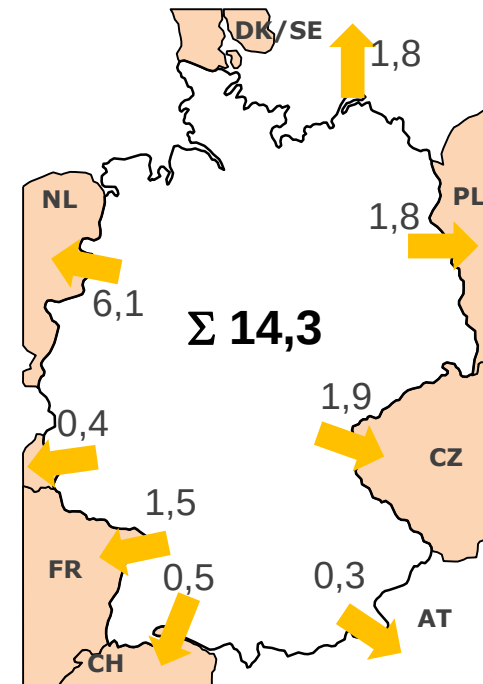
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch)

t+1 - NNF 283

Handelsfluss



Physikalischer Leistungsfluss



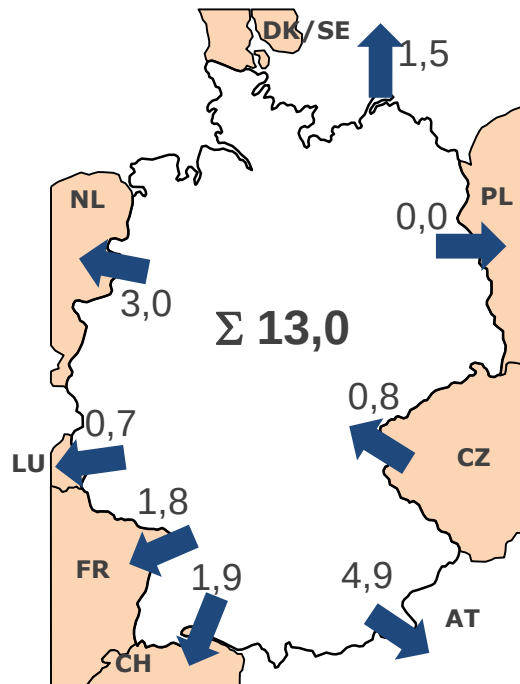
- Handelsfluss DE-AT durch zukünftige Handelsbegrenzung auf 4,9 GW beschränkt
- Hohe physikalische Leistungsflüsse Richtung NL, PL und CZ

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

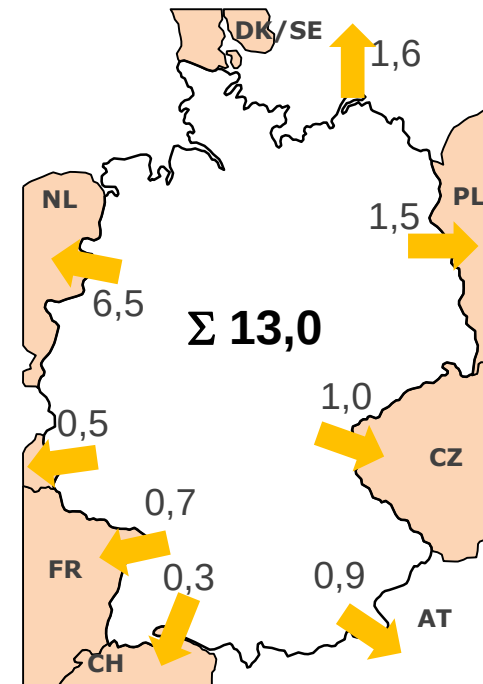
Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch)

t+1 - NNF 307

Handelsfluss



Physikalischer Leistungsfluss



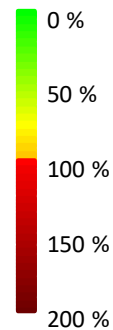
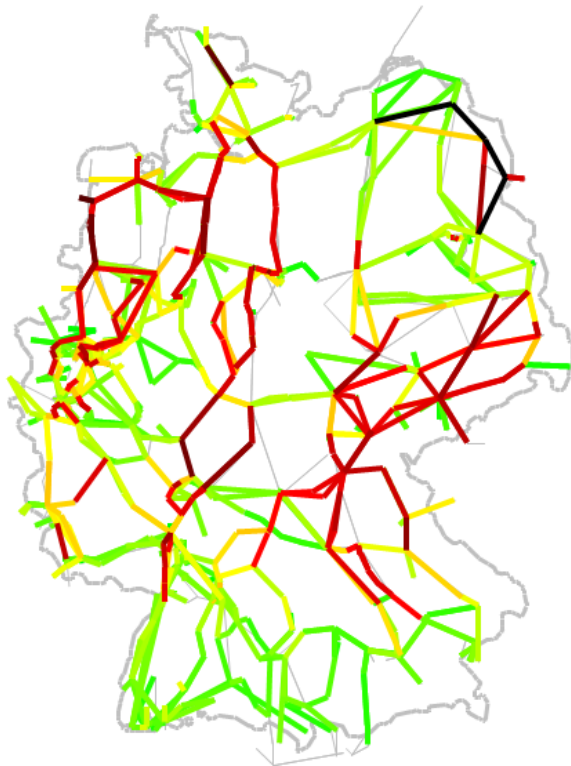
- Etwas geringer Handelssaldo als in NNF 283
- Exporte in Süddeutschland - mit Ausnahme von AT - geringer als in NNF 283

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

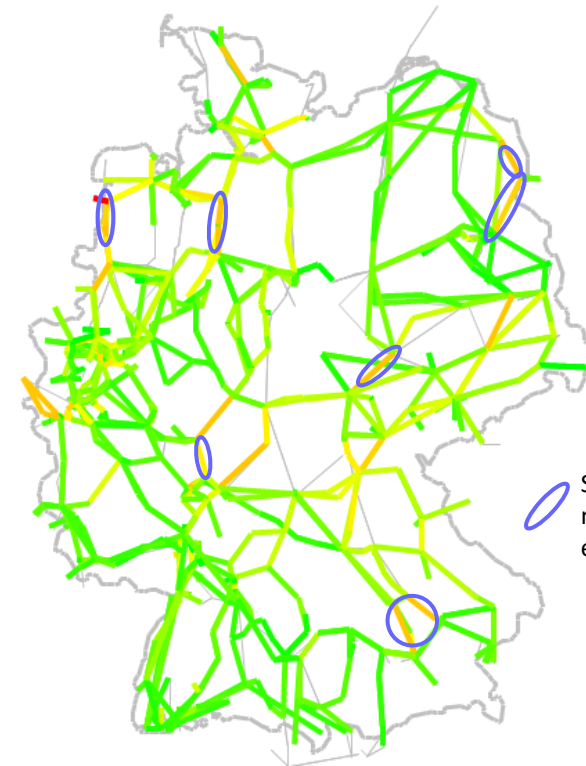
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+1 – NNF 283 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

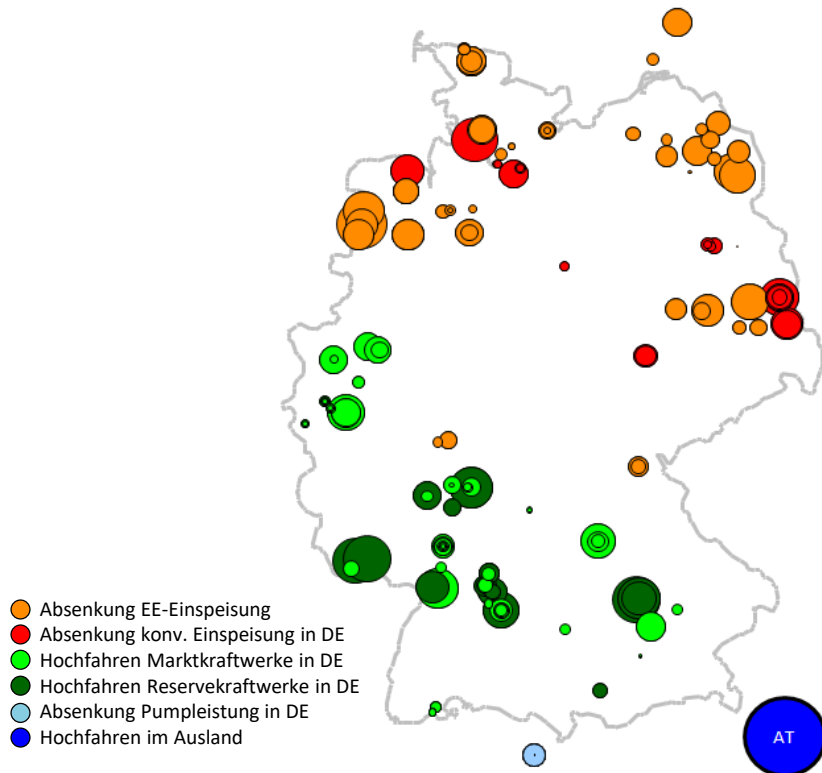
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

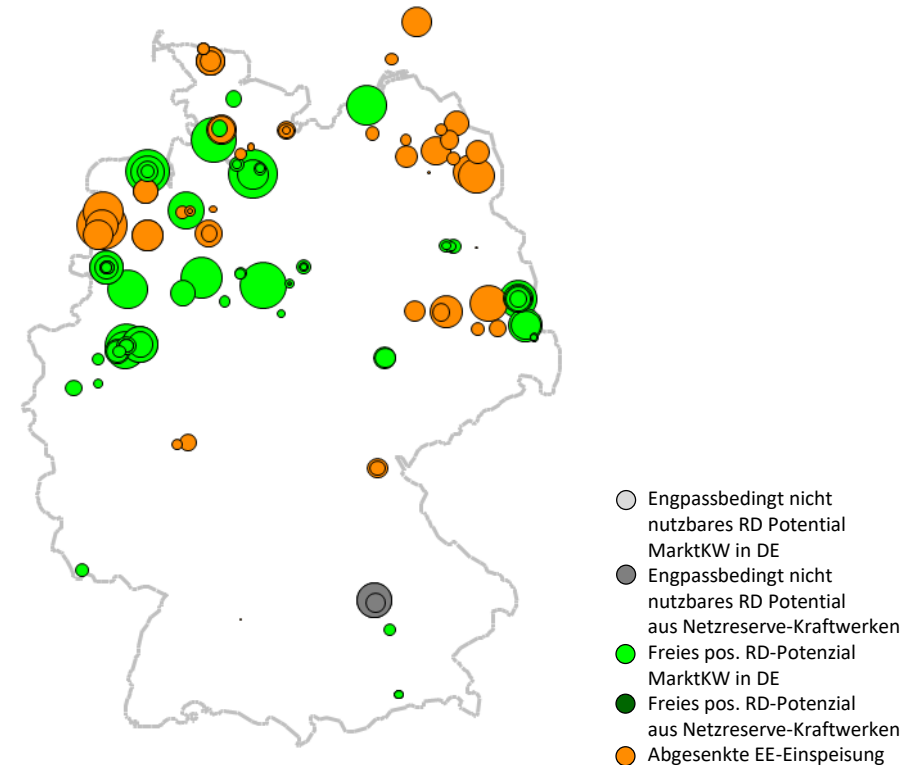
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+1 – NNF 283 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



verbleibendes Hochfahrpotenzial



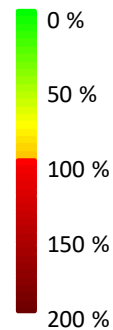
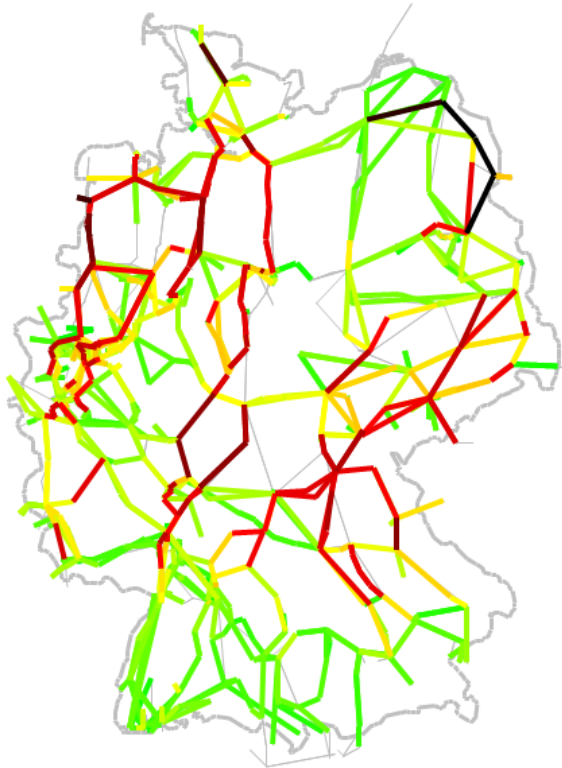
- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Ingolstadt/ Irsching werden wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- 1 GW Redispatchpotenzial in AT wird vollständig genutzt

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+1 – NNF 307 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

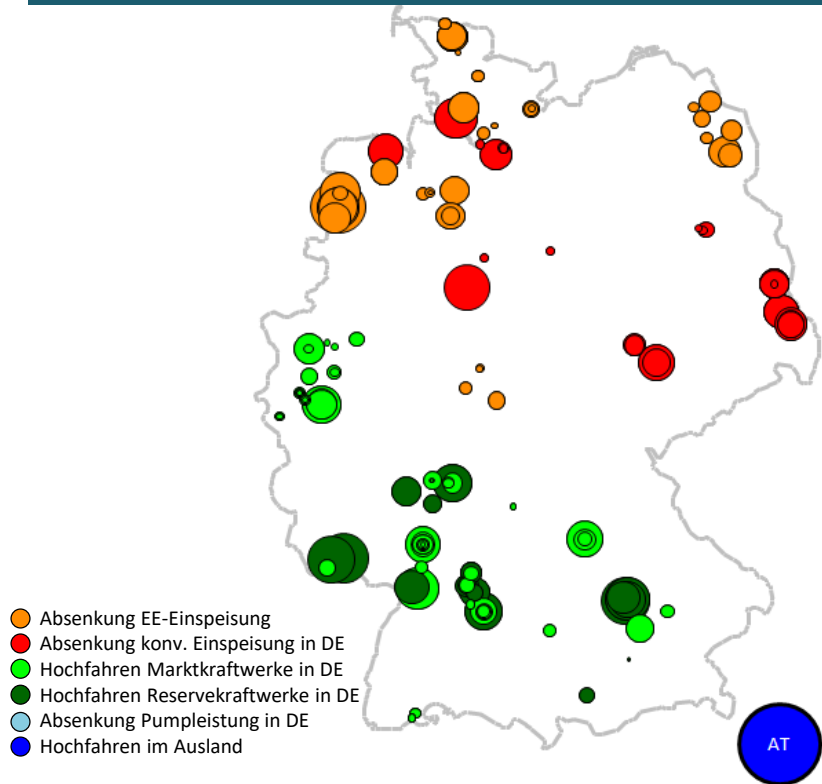
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

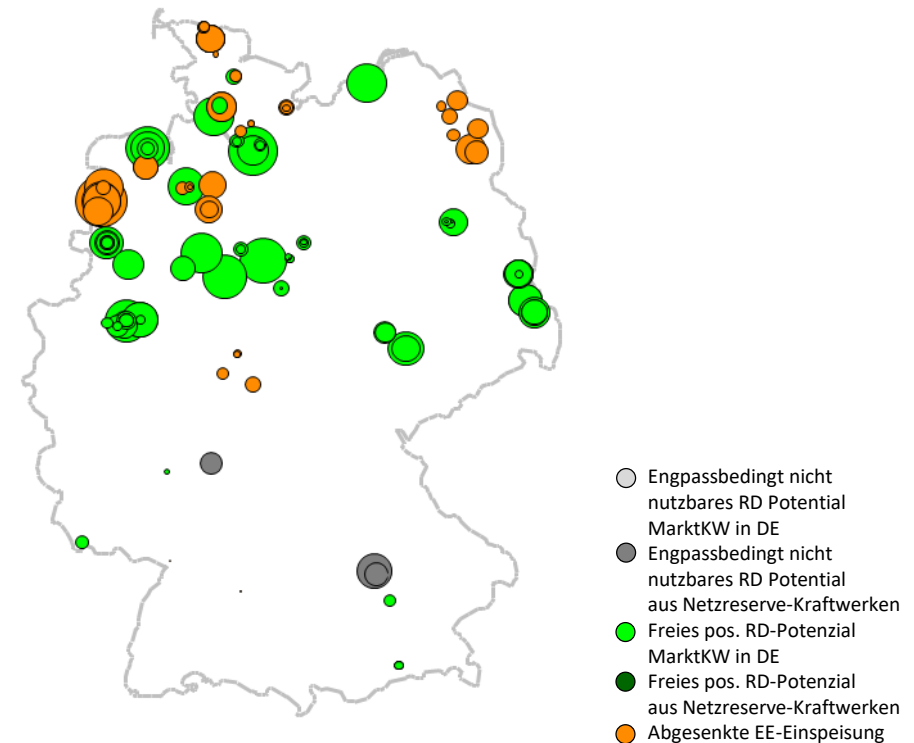
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+1 – NNF 307 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



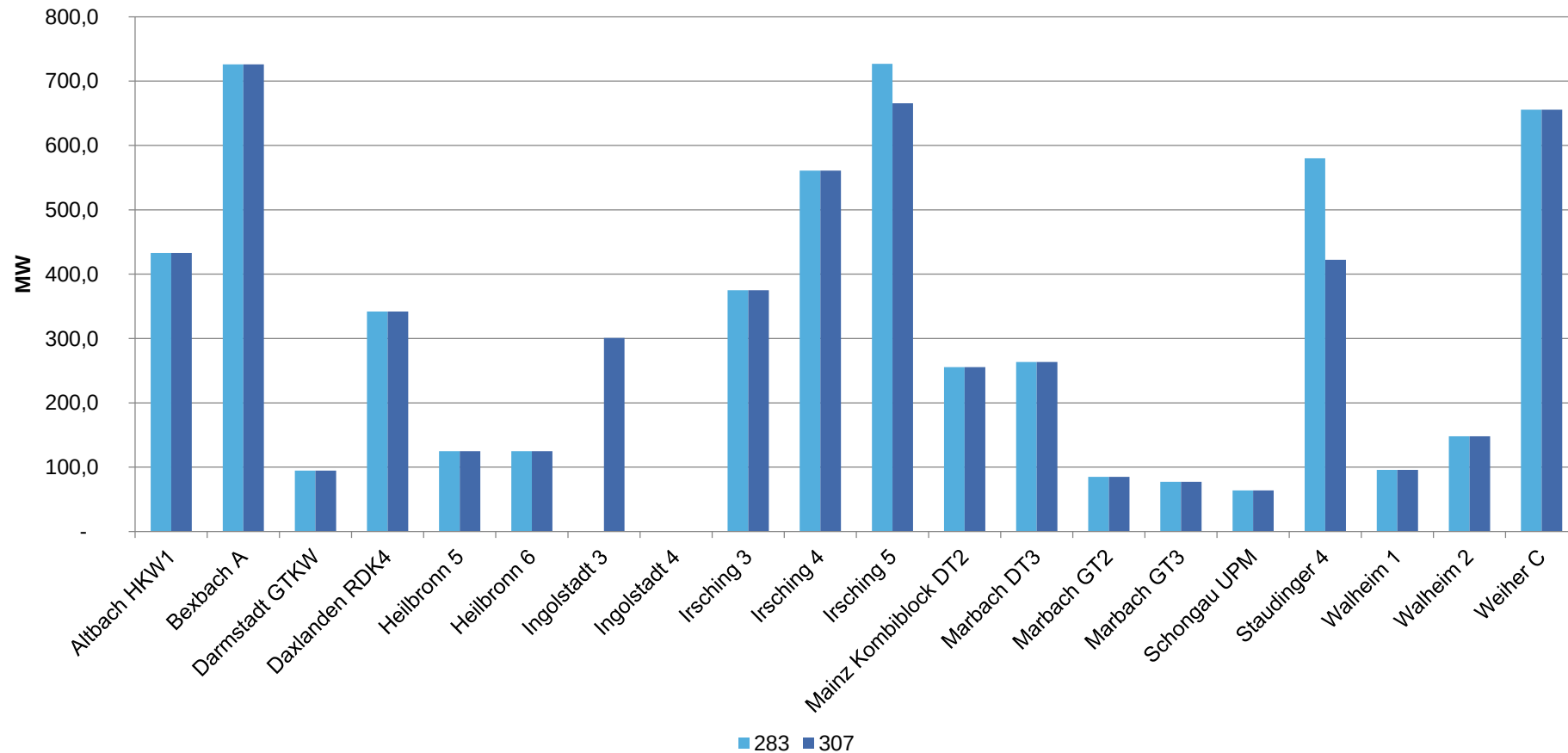
verbleibendes Hochfahrpotenzial



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Ingolstadt/ Irsching sowie Frankfurt wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- 1 GW Redispatchpotenzial in AT wird vollständig genutzt

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

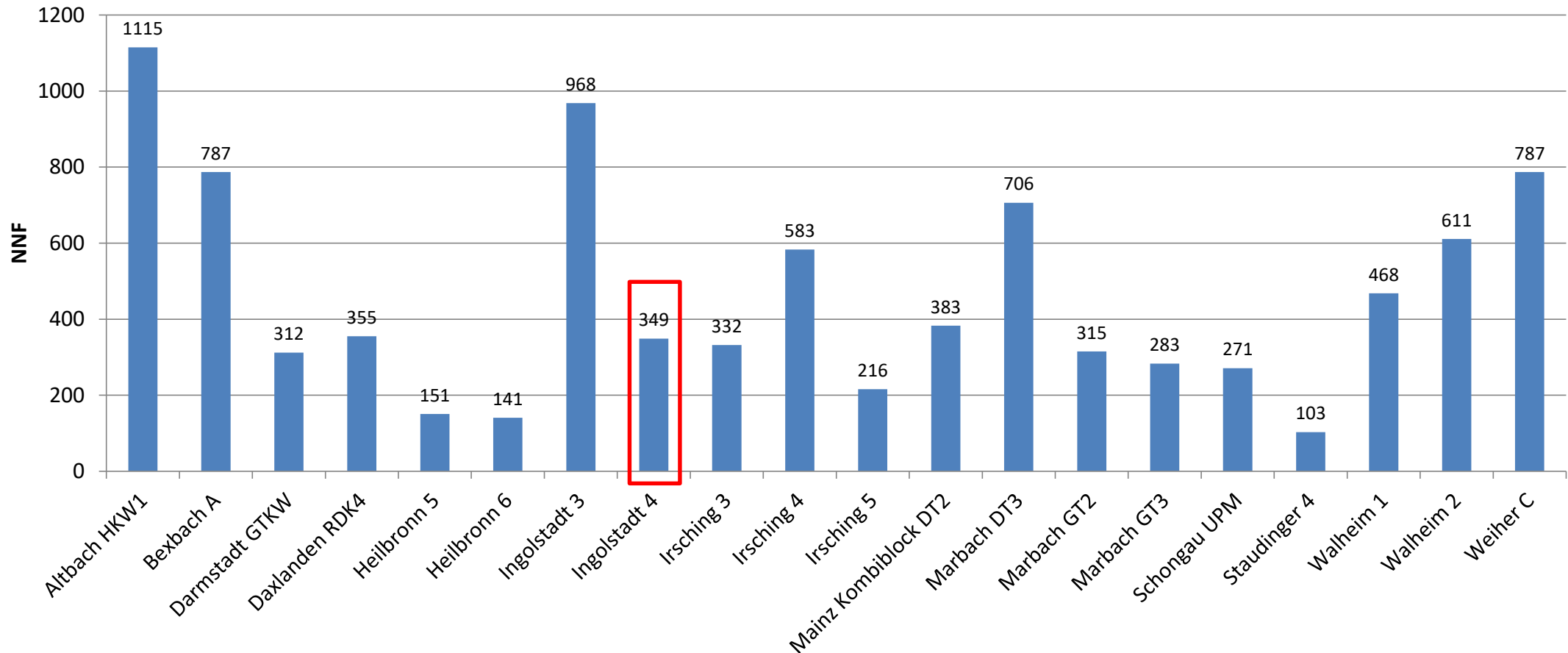
Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in t+1 (NNF 283 & 307)



- KW Ingolstadt 4 wird in keiner Variante eingesetzt
- Fazit: Für den Jahreslauf t+1 wird das Kraftwerk KW Ingolstadt 4 mit höheren Strafkosten belegt (+1500)

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf t+1



- Die Strafkosten des KW Ingolstadt 4 wurden um 1500 erhöht, weil es in der GS nicht eingesetzt wurde
- Im Jahreslauf t+1 wird es trotzdem häufig zum Redispatch eingesetzt
- Fazit: Alle verfügbaren Netzreserve-KW werden in den robusten Netzreserve-KW Park aufgenommen

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Überblick der Ergebnisse für den Zeithorizont 2018/19 (t+1) – Executive Summary (I/II)

- Die Grenzsituation Starkwind/Starklast (GS SWSL) ist weiterhin bedarfsdimensionierend. Der Bedarf an Netzreserve beträgt 5,8 GW.
- Zur Deckung des Reservebedarfs in der GS ist aufgrund der unterschiedlichen Netzsensitivitäten eine installierte Netzreserveleistung von 6,2 GW erforderlich.
- Darüber hinaus wird in mehreren Stunden des Jahres auch das KW Ingolstadt 4 zur Deckung des Netzreservebedarfs eingesetzt, wodurch insgesamt eine installierte Netzreserveleistung von 6,6 GW benötigt wird.
- Es besteht kein Bedarf zusätzliche Netzreserve im Ausland zu kontrahieren.
- Der gesamte Redispatch-Bedarf im Winter 2018/19 ist um 3 GW bzw. 3,4 GW höher als in der Betrachtung des gleichen Zeithorizonts in BA2017. Gründe dafür sind:
 - höhere installierte Windleistung
 - Veränderungen im konventionellen KW-Park
 - Berücksichtigung von Freischaltungen
 - Höhere Last in FR im betrachteten NNF führt zu Leistungsflüssen DE→FR
- Der gesamte Redispatch-Bedarf im Winter 2018/19 sinkt im Vergleich zum Winter 2017/18 (BA2017) um 1,2 GW bzw. 1,6 GW. Gründe dafür sind:
 - Einführung der Redispatch-Kooperation (gesichertes Redispatch-Potenzial in AT) und Engpassbewirtschaftung DE-AT zum 01. Oktober 2018
 - Fortschritte im Netzausbau

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Überblick der Ergebnisse für den Zeithorizont 2018/19 (t+1) – Executive Summary (II/II)

- Bedarf an Netzreserve-Kraftwerken
 - Es werden für einen robusten Netzreservekraftwerkspark alle potenziellen Kraftwerke der Netzreserve in Deutschland benötigt.
 - In der GS SWSL werden bis auf Ingolstadt 4 alle Netzreserve-Kraftwerke eingesetzt
 - Im Jahreslauf 2018/19 wird das Kraftwerk Ingolstadt 4 trotz erhöhter Strafkosten sehr häufig eingesetzt.
 - Das gesicherte Redispatch-Potenzial in AT (1 GW) wird vollständig eingesetzt, darüber hinaus wird keine Netzreserve im Ausland benötigt.
- Das Redispatch-Potenzial (Markt-Kraftwerke und Netzreserve) in Süd-DE wird in der GS SWSL nahezu vollständig eingesetzt.
- Die Windeinsenkung steigt in der GS SWSL um ca. 2 GW an, aufgrund der um 6,7 GW gestiegenen installierten Leistung im Vergleich zum Winter 2017/18 (BA2017)

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
 5. Marktsimulation
 6. **Netzanalysen**
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+1*
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+3*
 7. Fazit
-

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

Vergleich Berechnungsergebnisse für den Winter 2018/19 (t+1) & 2020/21 (t+3)

	BA18 (t+1)				BA18 (t+3)	
NNF	283	307	283	307	280	280
Freischnittplanung	ohne		mit		ohne	mit*
Topologische Maßnahmen	mit					
Ausfall	EC	EC	EC	EC	EC	EC
Neg. RD Windeinspeisung (Einsenkung)	7,1	6,0	9,0	6,8	6,8	10,1
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,4	4,7	3,7	5,5	4,8	4,7
Summe <u>negativer</u> RD	11,5	10,7	12,7	12,3	11,6	14,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,8	5,3	5,3	5,3	5,2	6,9
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,7	0,2	0,7	0,2	0,4	0,4
Pos. RD ResKW in DE ($P_{\max} = 6,6 \text{ GW}$)	4,0	4,2	5,7	5,8	4,6	5,8
Pos. RD in AT ($P_{\max} = 1 \text{ GW}_{(t+1)}$ bzw $1,5 \text{ GW}_{(t+3)}$)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,4	1,5
Pos. RD noch zu kontrahierende Netzreserve im Ausland (Dummy)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	$\geq 0,2_1$
Summe <u>positiver</u> RD	11,5	10,7	12,7	12,3	11,6	14,8

¹ dt. Netz nicht engpassfrei (s. Folie 107)

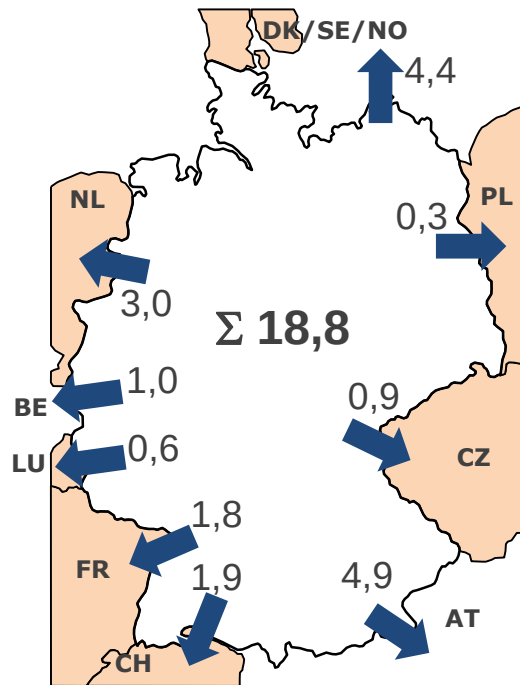
* Freischnittplanung aus t+1 übernommen

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

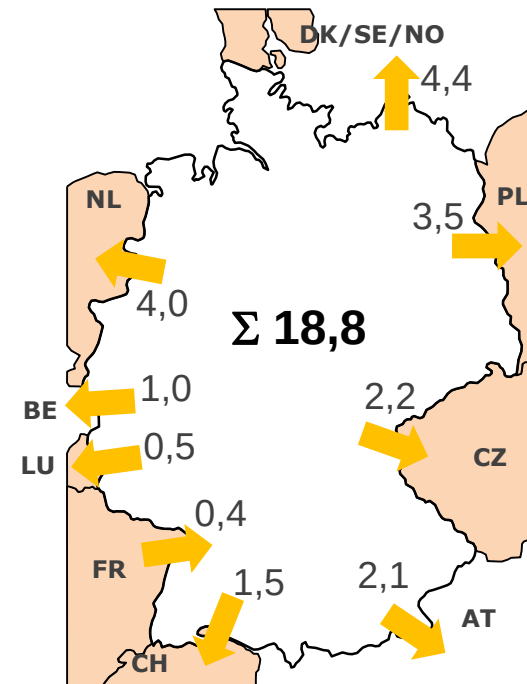
Handelsfluss und physikalische Leistungsfluss (vor Redispatch)

t+3 - NNF 280

Handelsfluss



Physikalischer Leistungsfluss



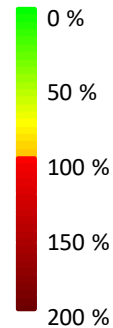
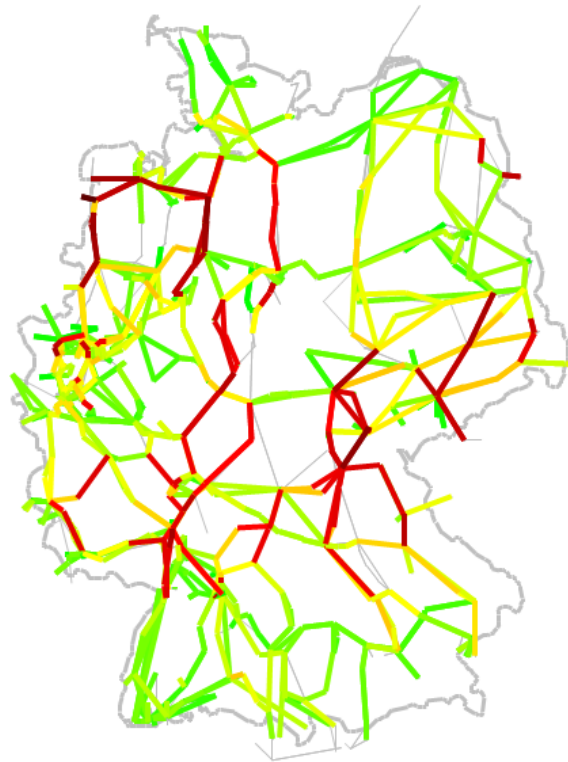
- Deutlich erhöhter Handelssaldo von 18,8 GW im Vergleich zu t+1 mit ca. 13 GW (NNF 307)
- Höherer Export in Richtung DK (Neue HGÜ-Verbindungen DK-GB)
- Neue Verbindung DE-NO
- Neue Verbindung DE-BE (ALEGrO)

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

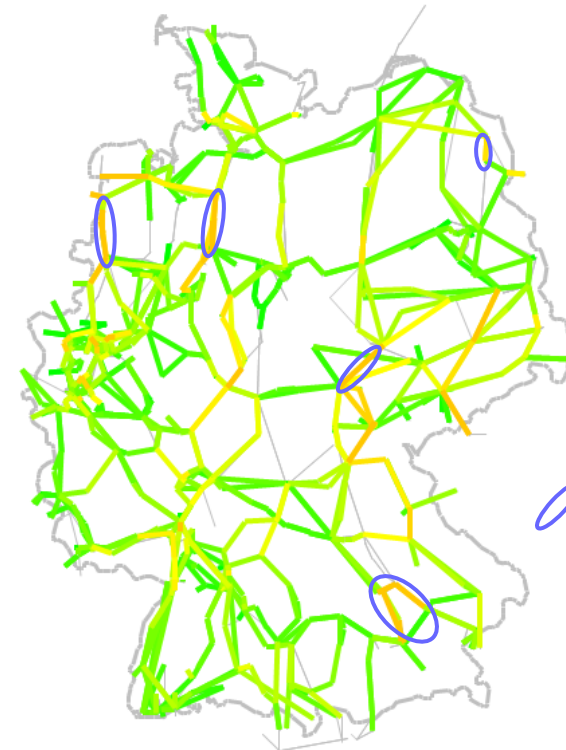
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+3 – NNF 280 – ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

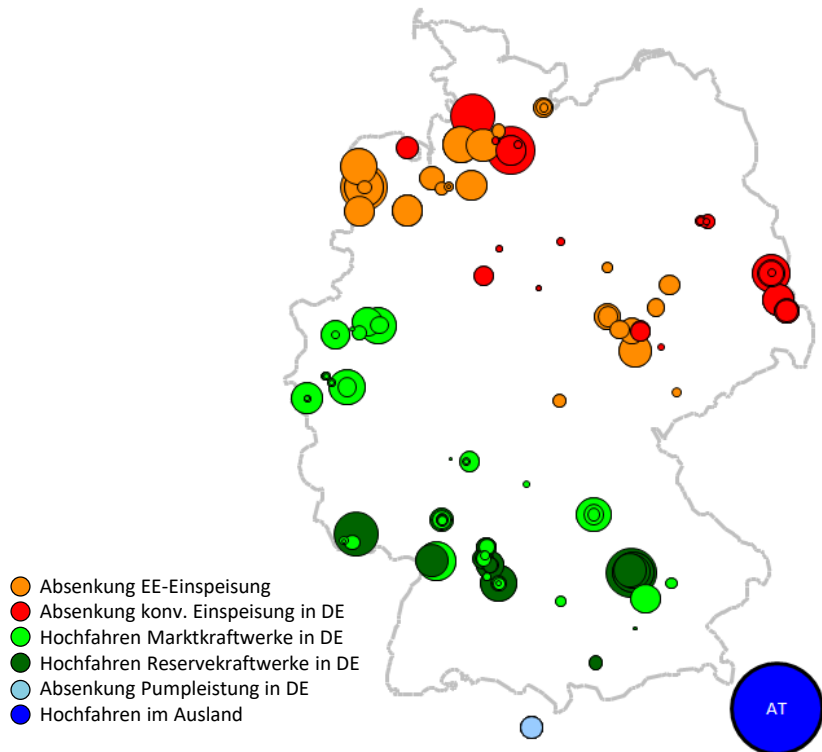
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

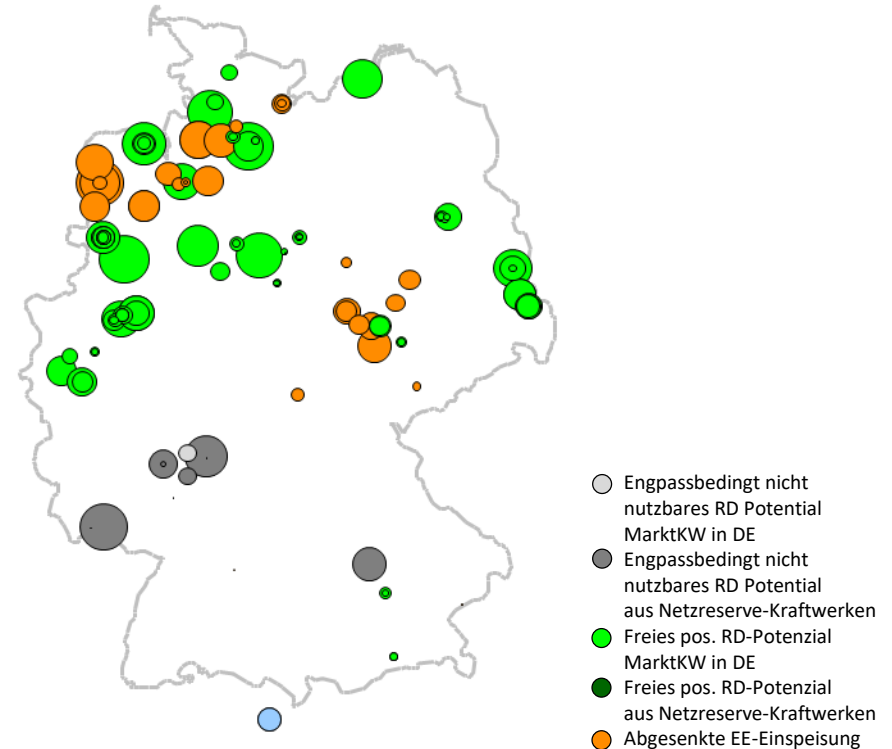
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+3 – NNF 280 – ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



verbleibendes Hochfahrpotenzial



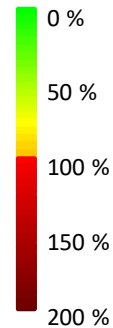
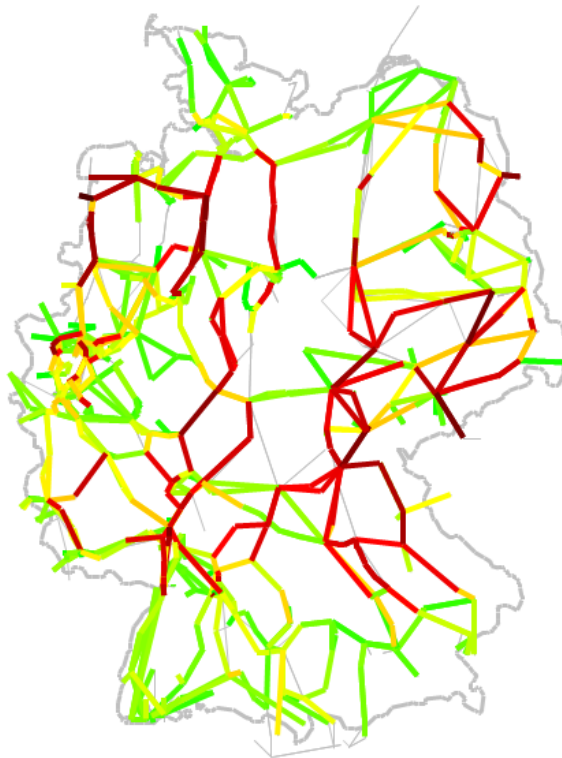
- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Ingolstadt/Irsching sowie in Frankfurt und im Saarland werden wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt bzw. in diesen Fall nicht benötigt
- Redispatchpotenzial in AT wird vollständig genutzt

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

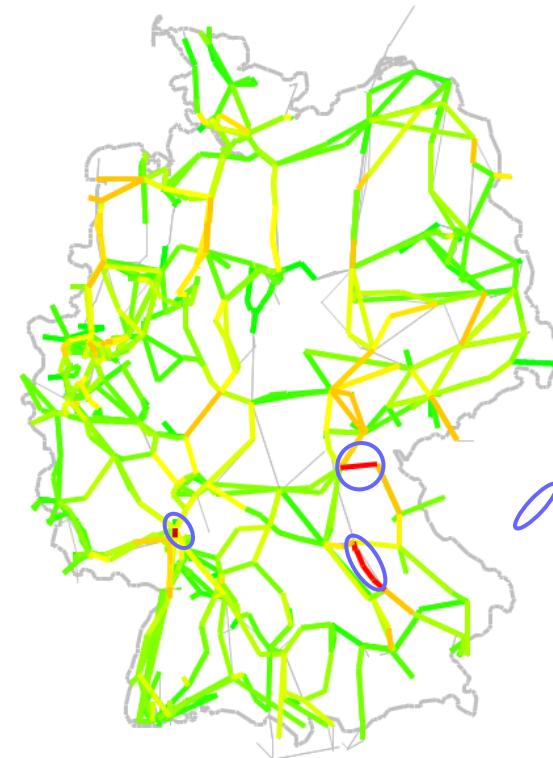
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+3 – NNF 280 – mit Freischaltungen (gemäß t+1), mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im Netz

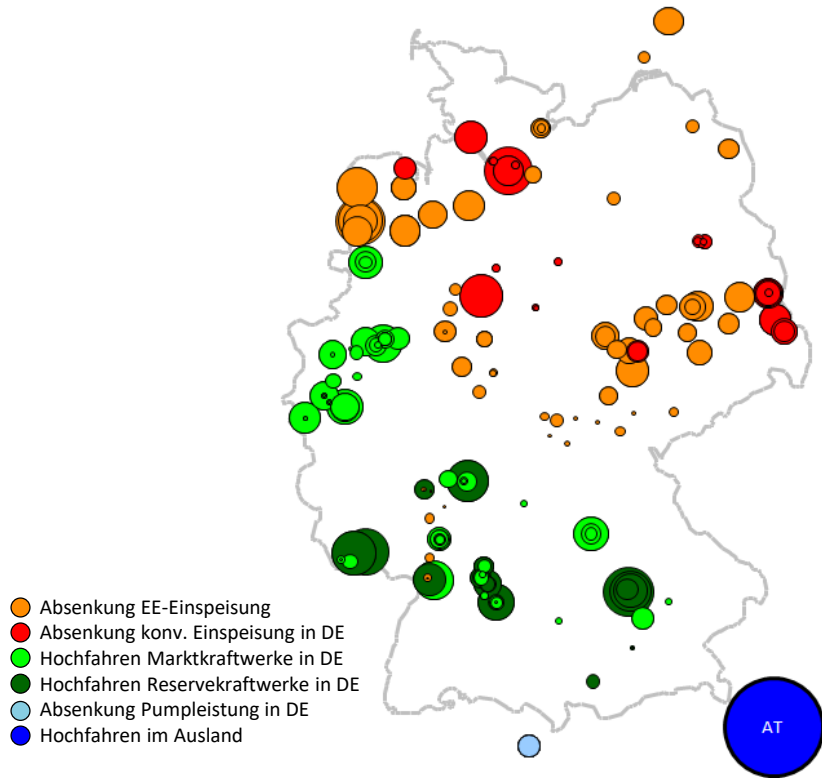
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE
- Geringe verbleibende Überlastungen nach Redispatch

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

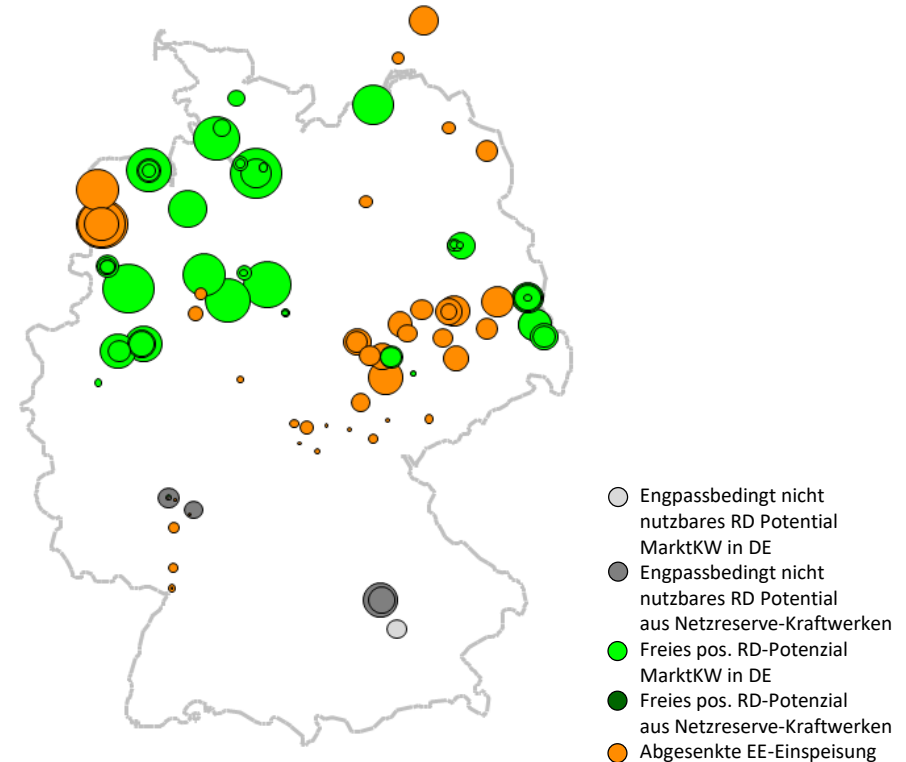
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+3 – NNF 280 – mit Freischaltungen (gemäß t+1), mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



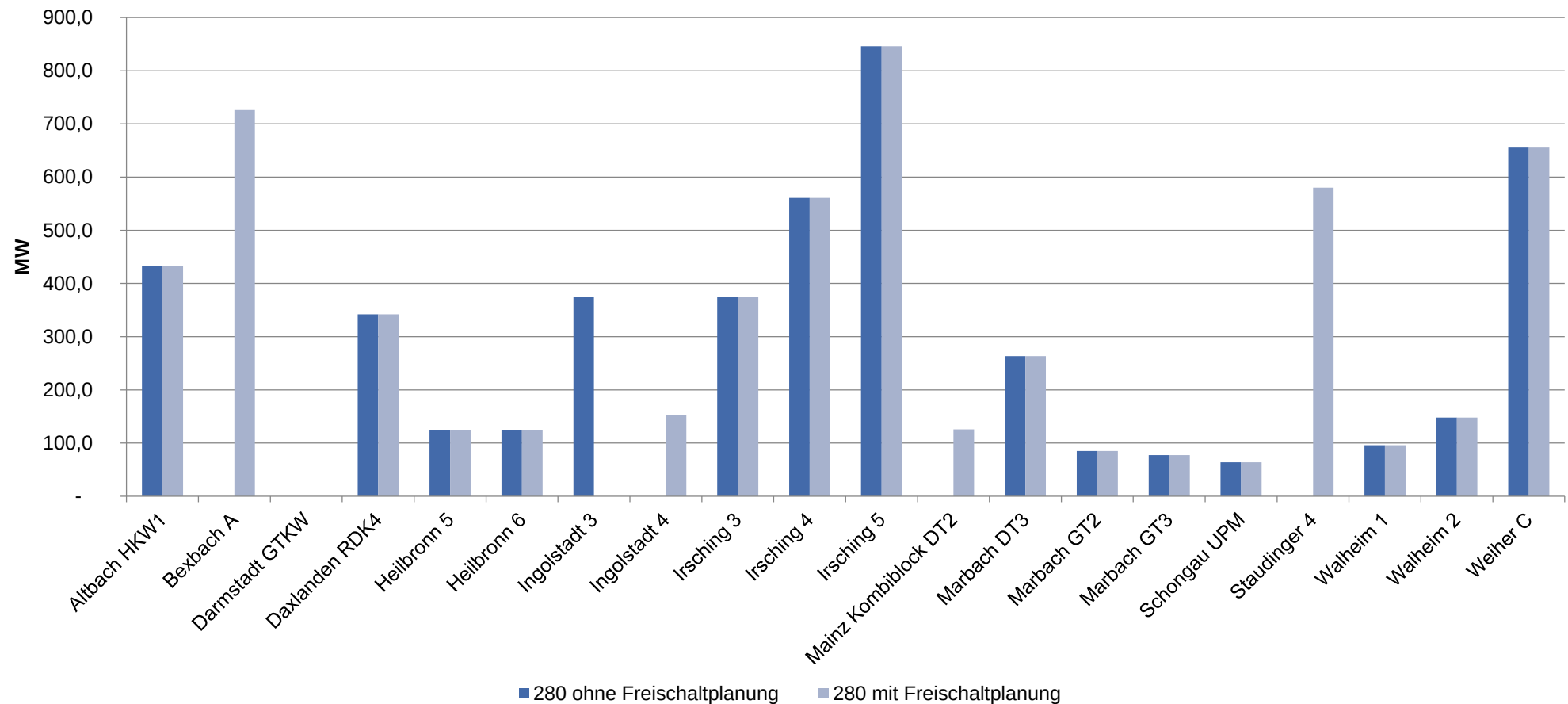
verbleibendes Hochfahrpotenzial



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Ingolstadt/Irsching sowie in Frankfurt werden wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- Redispatchpotenzial in AT wird vollständig genutzt

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

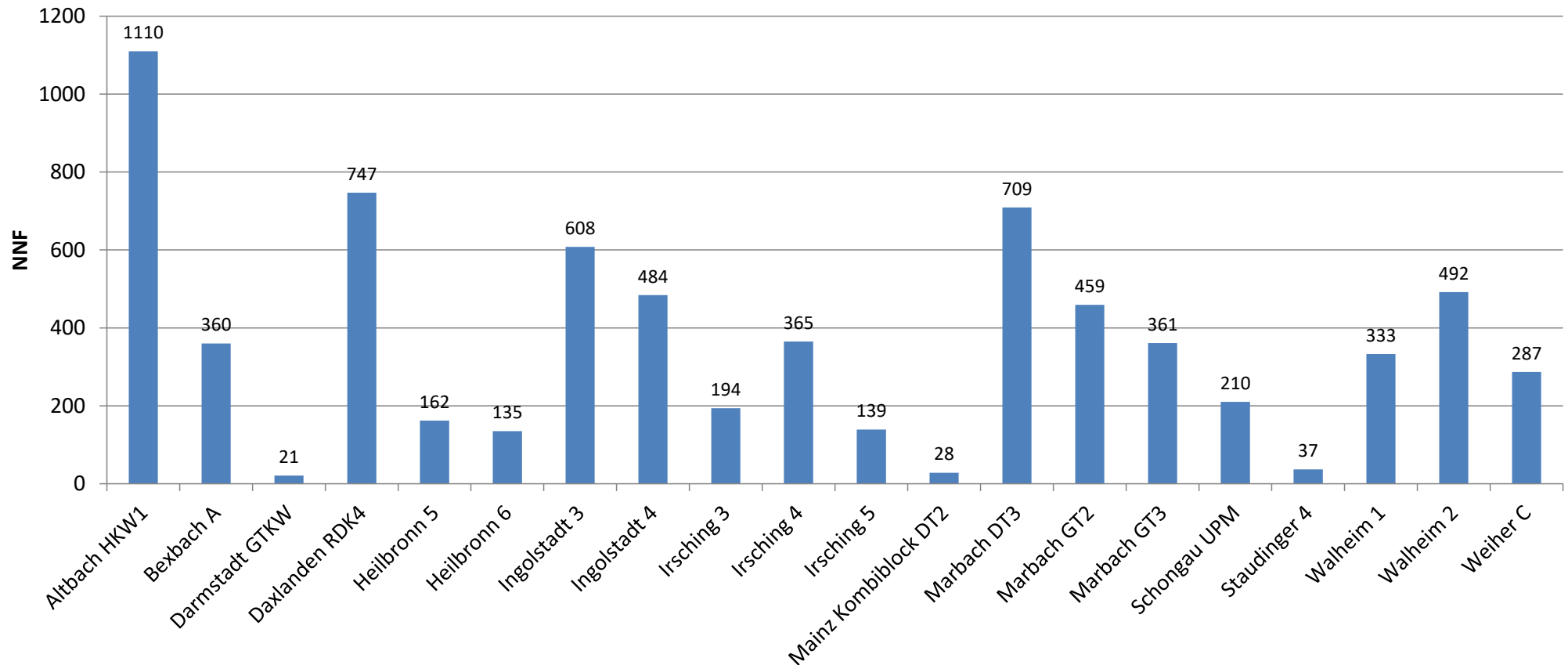
Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke – BA 2018 (t+3) EC mit und ohne Freischnittplanung mit topologischen Maßnahmen



- Die Blöcke Darmstadt und Ingolstadt 3 werden mit Freischnittplanung aus t+1 in t+3 nicht zum RD herangezogen
- Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke, ist abhängig von den berücksichtigten Freischnittungen
- Konkrete Freischnittplanung beeinflusst Anzahl der in t+3 gezogenen Kraftwerke

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf t+3



- Netzreserve-Kraftwerke werden auch in t+3 häufig zum RD verwendet

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

Überblick der Ergebnisse für den Zeithorizont 2020/21 (t+3) – Executive Summary (I/II)

- Die Grenzsituation Starkwind/Starklast (GS SWSL) ist weiterhin bedarfsdimensionierend. Der Bedarf an Netzreserve-Kraftwerken beträgt ohne Berücksichtigung einer Freischnittplanung 4,6 GW. Unter Berücksichtigung der Freischnittplanung von t+1* besteht, wie im Winter 2018/19 (t+1), ein Bedarf an Netzreserve-Kraftwerken von 5,8 GW.
- Es besteht kein Bedarf zusätzliche Netzreserve im Ausland zu kontrahieren.
- Der gesamte Redispatch-Bedarf im Winter 2020/21 (t+3) ist um 2,1 bis 2,5 GW höher als im Betrachtungszeitraum 2018/19 (t+1). Gründe dafür sind:
 - höhere installierte Windleistung
 - Veränderungen im konventionellen KW-Park
 - Aktualisierung der Eingangsdaten im Ausland (u.a. höhere Last in FR)
- Bedarfsmindernde Faktoren, die die obigen Effekte jedoch nicht vollständig kompensieren, sind:
 - Erhöhung des gesicherten Redispatch-Potentials in AT auf insgesamt 1,5 GW
 - Fortgeschrittene Einführung des FLM bei den ÜNB
 - Fortschritte im Netzausbau

*für t+3 liegt noch keine konkrete Freischnittplanung vor

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+3)

Überblick der Ergebnisse für den Zeithorizont 2020/21 (t+3) – Executive Summary (II/II)

- Bedarf an Netzreserve-Kraftwerken
 - Es werden für einen robusten Netzreservekraftwerkspark alle Kraftwerke der potenziellen Netzreserve in Deutschland benötigt.
 - In der GS SWSL werden die potenziellen Netzreserve-Kraftwerke Bexbach A / Darmstadt GTKW Ingolstadt 4 / Mainz Kombiblock GT2 / Staudinger 4 nicht eingesetzt.
 - Im Jahreslauf 2020/21 werden auch diese Kraftwerk benötigt.
 - Das gesicherte Redispatch-Potenzial in AT wird vollständig (1,5 GW) eingesetzt
- Das Redispatch-Potenzial (Markt-Kraftwerke und Netzreserve) in Süd-DE wird in der GS SWSL nahezu vollständig eingesetzt.
- Die Windeinsenkung steigt unter Berücksichtigung von Freischaltungen in t+3 auf ca.10 GW.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2018
3. Eingangsparameter
4. Identifikation und Kenndaten der Grenzsituation
5. Marktsimulation
6. Netzanalysen
7. **Fazit**

Fazit der Systemanalysen 2018

Ergebnisse der Analysen t+1 von Exceptional Contingencies (EC) mit Engpassmanagement DE-AT (1 GW ges. RD mit AT)

- Weiterhin ist die Starkwind/Starklast Situation bedarfsdimensionierend
- Für den Winter 2018/19 sinkt der Gesamt-RD-Bedarf mit Einführung des Engpassmanagements DE/AT gegenüber dem Vorjahr um 1,2-1,6 GW auf 12,3 bis 12,7 GW, der ausländische Anteil sinkt von 4,7 GW auf das gesicherte RD-Potenzial mit AT von 1 GW
- Der inländische Netzreservebedarf bleibt mit 5,7 bis 5,8 GW verglichen mit der BA2017 t+1 mit 5,7 GW nahezu konstant
- Zur Deckung des Netzreservebedarfs wird eine installierte Leistung von 6,6 GW benötigt, die dem technisch verfügbaren Netzreserve KW-Park entspricht
- Zur Behebung der Engpässe in den verschiedenen RD-Situationen werden alle verfügbaren Einheiten der aktuellen inländischen Netzreserve verwendet

Ergebnisse der Analysen t+3 von Exceptional Contingencies (EC) mit Engpassmanagement DE-AT (1,5 GW ges. RD mit AT)

- Auch hier ist die Starkwind/Starklast Situation bedarfsdimensionierend
- Für eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse und zur Annäherung an die Realität wird die Freischnittplanung aus t+1 implementiert
- Der Gesamt-RD-Bedarf steigt gegenüber dem Winter 2018/19 um 2,1 bis 2,5 GW auf 14,8 GW an
- Verglichen mit dem Winter 2018/19 bleibt der Bedarf an inländischer Netzreserve im Winter 2020/21 mit 5,8 GW konstant
- Zur Behebung der Engpässe in den verschiedenen RD-Situationen werden voraussichtlich alle verfügbaren Einheiten der aktuellen inländischen Netzreserve benötigt
- Der Bedarf an ausländischem Redispatch beschränkt sich auf das gesicherte Potenzial in AT von 1,5 GW

→ Auch über das Jahr 2020 hinaus besteht ein Bedarf an Netzreserve. Daher muss die gesetzliche Grundlage hierfür beibehalten werden.