

Abschlussbericht – Systemanalysen 2019

27.03.2019



TRÄNSNET BW

Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

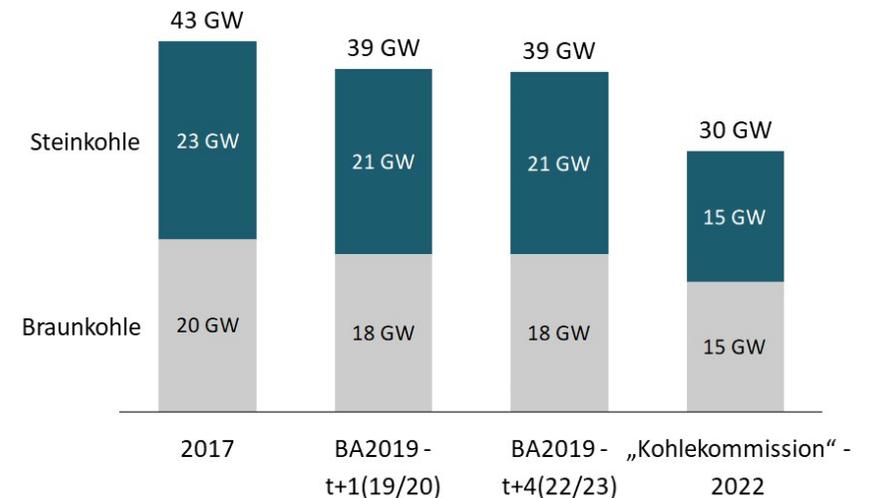
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Randbedingungen der BA2019 (I)

- **Kohleausstieg:** Am 26.01.2019 hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt und Empfehlungen für den Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung ausgesprochen. Diese Empfehlungen konnten in den Systemanalysen 2019 **nicht** berücksichtigt werden (Fixierung der Eingangsparameter am 01.12.2018).



- **Netzausbau:** Der für die jeweiligen Zeithorizonte der BA2019 unterstellte Netzausbauzustand basiert auf dem EnLAG-/BBPIG-Monitoring Q3/2018 („best case“-Annahmen), was zum Zeitpunkt der Eingangsdatenabstimmung (01.12.2018) der aktuellste Kenntnisstand war. Am 22.01.2019 haben die Übertragungsnetzbetreiber dem BMWi „real case“-Daten zur Fertigstellung von Netzausbauvorhaben übermittelt.

Randbedingungen der BA2019 (II)

- **Vorgaben des CEP:** In den BA2019 wurden die Vorgaben des CEP, Stand Trilogverfahren vom November 2018, berücksichtigt, insbesondere des Flow-Based Market Coupling (FBMC) in der Marktsimulation und die Einhaltung von freien Mindesthandelskapazitäten (minRAM) für (t+1; 20%) und (t+4; 47,5%). Die minRAM-Vorgaben des CEP (§§13 und 14)* sind noch immer Gegenstand der energiepolitischen Diskussion. Es ist nicht auszuschließen, dass in den betrachteten Zeithorizonten der BA2019 andere minRAM-Werte gelten könnten, als zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgestimmt.
- ⇒ *Änderungen der vorgenannten Rahmenbedingungen werden die Handels- und Lastflusssituationen maßgeblich beeinflussen und damit eine Neuberechnung des Redispatch- und Netzreservebedarfs erfordern.*

*CEP-Entwurf von November, Stand 25.02.2019 §§16 des CEP

Vorbemerkungen

- Mit den Systemanalysen 2019 erfüllen die Übertragungsnetzbetreiber die gesetzliche Verpflichtung nach §3 Absatz 2 der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV).
- Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln damit den Bedarf an Netzreserve in Form von Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzenpässen und für die Spannungshaltung.
- Die den Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden wurden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bis zum 01. Dezember 2018 abgestimmt. Sie umfassen:
 - Analyse der Zeithorizonte 01.04.2019 – 31.03.2020 (t+1) und 01.04.2022 – 31.03.2023 (t+4)
 - Energiewirtschaftliche Rahmendaten, insbesondere
 - Erzeugungsportfolio (konventionell und EE)
 - Last- und Verbrauchsentwicklung
 - Handelskapazitäten unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des „Clean Energy Package“ (CEP) der EU
 - Brennstoffpreise
 - Netzausbauzustand

Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

Flow-Based Market Coupling

Ranking potenzieller Netzreserve

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Zwischenfazit

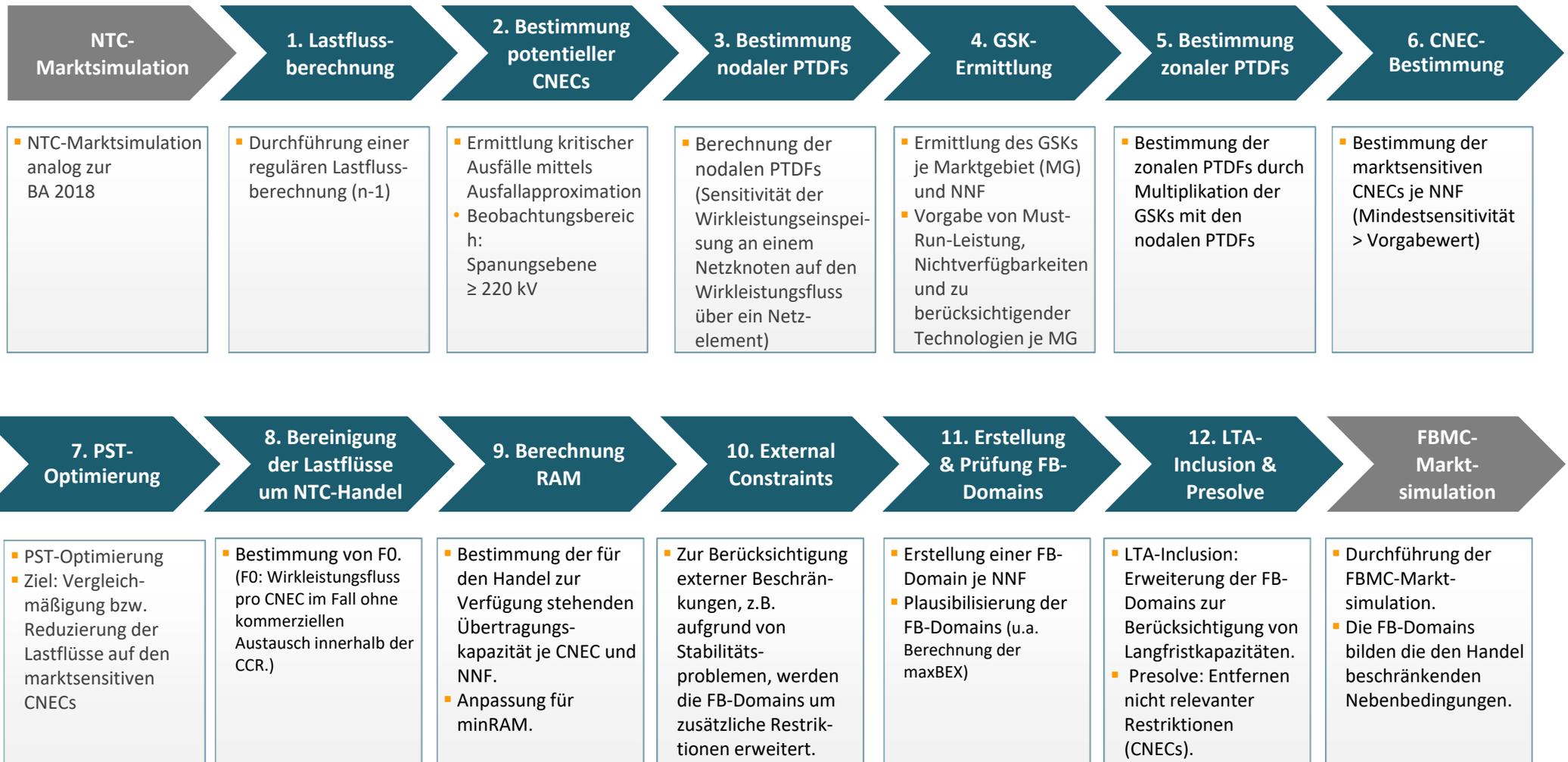
Abkürzungen

Im Kontext von Flow-Based-Market-Coupling (FBMC) verwendete Abkürzungen:

- **BEC** Bilateral Exchange Computation
- **CCR** Capacity Calculation Region
- **CNEC** Critical Network Element and Contingency
- **F0** Flow per CNEC in the situation without commercial exchanges within the CCR
- **FB** Flow-Based
- **FBMC** Flow-Based-Market-Coupling
- **Fref** Reference Flow
- **GSK** Generation Shift Key
- **LTA** Long Term Allocation
- **maxBEX** maximum Bilateral Exchanges
- **minRAM** minimum RAM
- **NTC** Net Transfer Capacity
- **PTDF** Power Transfer Distribution Factor
- **RA** Remedial Action
- **RAM** Remaining Available Margin

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Ablaufdiagramm



Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

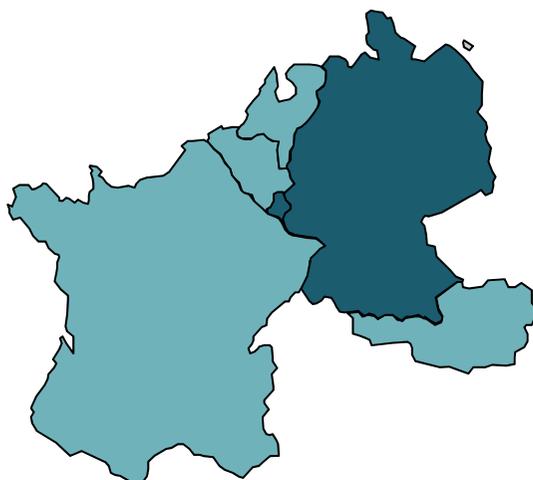
Eckpunkte und Arbeitshypothesen: FB-Region (CCR) und CNECs

	Parameter	Beschreibung	Bemerkungen
1.1	FB-Region (CCR)	t+1 (CWE): DE, BE, FR, NL, AT, LU t+4 (Core): DE, BE, FR, NL, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR, RO, LU	- LU,HR, RO: Abbildung über NTCs - DE/LU einheitliches Marktgebiet (NTC DE/LU = ∞)
1.2	CNECs	t+1 (CWE) CNECs: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV) t+4 (Core) CNECs: nur Grenzkuppelleitungen (≥ 220 kV) Contingencies: Grenzkuppelleitungen + interne Netzelemente (≥ 220 kV)	Folgende Grenzkuppelleitungen werden in Anlehnung an den CWE- bzw. den Core-Prozess zusätzlich zu den CCR-internen Grenzkuppelleitungen berücksichtigt: t+1 (CWE): TNG/CH, TTG/CZ t+4 (Core): TNG/CH, AMP/CH, AT/CH (Die Berücksichtigung zusätzlicher Leitungen kann methodisch bedingt nur zu einer Verkleinerung der Handelskapazitäten führen.)
1.3	External Constraints	t+1 (CWE)*: vereinfachte Abbildung der CWE-Methodik (Stand 2018) t+4 (Core)*: vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2018) *CWE: ECs für BE, NL, Core: ECs für BE, NL, PL	NL: unter der Berücksichtigung der Änderungen aufgrund der IB von Doetinchem - Niederrhein
1.4	minRAM	t+1 (CWE)*: 20% t+4 (Core)*: 47,5% *NTC-Bestimmung für restliche EU (ohne CH) ebenfalls mit minRAM von 20% bzw. 47,5%	Der minRAM-Wert für t+4 ergibt sich aus einer linearen Interpolation zwischen 20% (1.1.2020) und 75% (31.12.2025).
1.5	minRAM - Berechnungsvorschrift	t+1 (CWE): minRAM = 20% x Fmax t+4 (Core): minRAM = 47,5% x Fmax	Die an jedem CNEC zur Verfügung gestellte Marge (RAM) darf den minRAM nicht unterschreiten.
1.6	GSK-Strategie	t+1 (CWE): vereinfachte Abbildung der CWE-Methodik (Stand 2018) t+4 (Core): vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2018)	
1.7	PST	t+1 (CWE)*: vereinfachte Abbildung der CWE-Methodik (Stand 2018) t+4 (Core)*: vereinfachte Abbildung der Core-Methodik (Stand 2018) * bei grenznahen PST Freigabe von ca. 1/3 des Stufungsbereichs	
1.8	HGÜs	t+4 (Core): grenzüberschreitende HGÜs innerhalb der CCR werden mittels „Standard Hybrid Coupling (SHC)“ abgebildet	Standard Hybrid Coupling (SHC): modelltechnische Abbildung analog zu NTCs
1.9	LTAs	t+1 (CWE): Abbildung gemäß heutiger Sachlage t+4 (Core)*: Erhöhung gegenüber t+1 proportional zur Änderung der NTCs* *ohne minRAM-Anpassung	Durch die LTA-Inklusion werden die Margen (RAM) soweit erhöht, dass alle Langfristkapazitäten (LTAs) durch die Flow-Based-Domain abgedeckt werden.

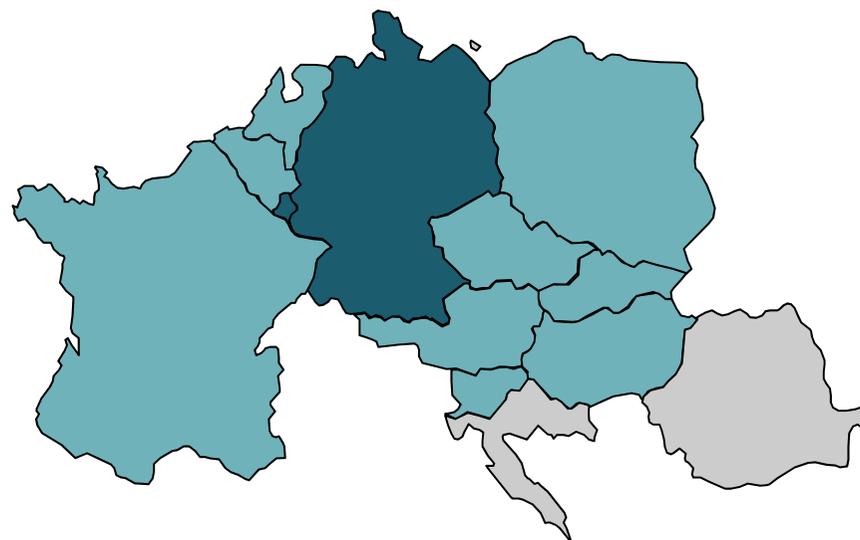
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – FB-Region (CCR)

BA2019 t+1



BA2019 t+4



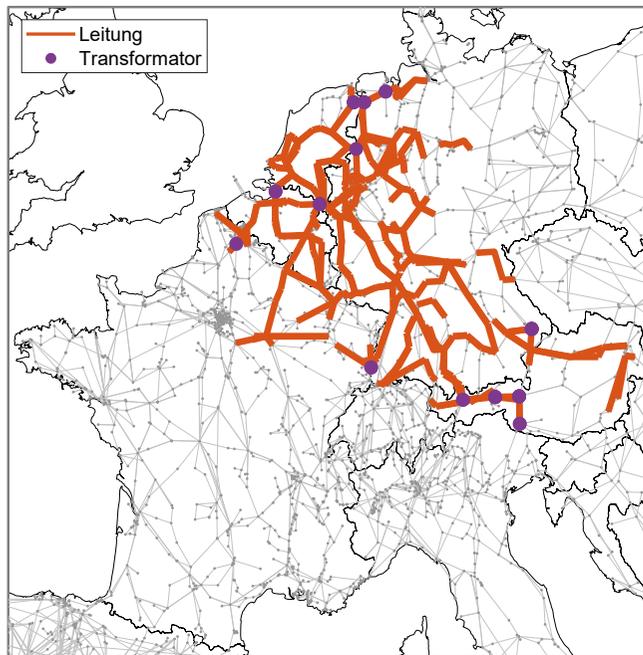
In der BA2019 werden folgende Regionen mittels lastflussbasierter Marktkopplung (FBMC) abgebildet:

- t+1: CWE-Region bestehend aus den Marktgebieten DE/LU, BE, FR, NL und AT.
- t+4: Core-Region (reduziert) bestehend aus den Marktgebieten DE/LU, BE, FR, NL, AT, CZ, HU, PL, SI und SK. (Die Abbildung der elektrisch weiter entfernten Marktgebiete HR und RO erfolgt mittels NTC).

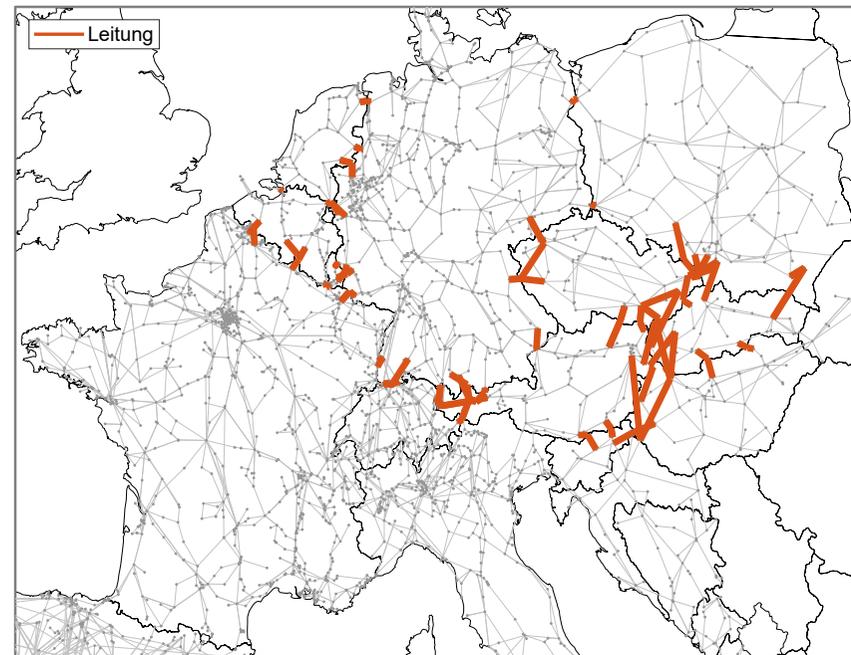
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – CNECs

BA2019 t+1



BA2019 t+4



- Dargestellt sind die berücksichtigten, marktsensitiven kritischen Netzelemente (CNEs).
- In t+1 (CWE) werden berücksichtigt als potenzielle
 - kritische Netzelemente (CNEs): Grenzkuppelleitungen (CCR-interne + TNG/CH + TTG/CZ; ≥ 220 kV) + interne Netzelemente (≥ 220 kV)
 - kritische Ausfälle (Cs): Grenzkuppelleitungen (CCR-interne + TNG/CH + TTG/CZ; ≥ 220 kV) + interne Netzelemente (≥ 220 kV)
- In t+4 (Core) werden berücksichtigt als potenzielle
 - kritische Netzelemente (CNEs): Grenzkuppelleitungen (CCR-interne + TNG/CH, AMP/CH, AT/CH; ≥ 220 kV)
 - kritische Ausfälle (Cs): Grenzkuppelleitungen (CCR-interne + TNG/CH, AMP/CH, AT/CH; ≥ 220 kV) + interne Netzelemente (≥ 220 kV)
- Für die Erstellung der FB-Domain werden jeweils nur die potenziellen CNECs berücksichtigt, die eine minimale Marktsensitivität (Zone-to-Zone-PTDF) aufweisen. Die in der Ausfallsituation zu erfüllende Mindestsensitivität beträgt in t+1 (CWE) für Grenzkuppelleitungen sowie interne Netzelemente 5% und in t+4 (Core) für Grenzkuppelleitungen 0%.

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – External Constraints

Neben den reinen Wirkleistungsflussgrenzwerten kann es erforderlich sein, zusätzliche Beschränkungen bei der Kapazitätsvergabe zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass das Übertragungssystem immer innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzen gehalten wird. Diese externen Beschränkungen (External Constraints) können aus verschiedenen Gründen erforderlich sein:

- Um Situationen zu verhindern, die zu Stabilitätsproblemen im Netz führen können. (BE, NL)
- Um Lastflusssituationen zu vermeiden, die zu weit von der Referenzlastflusssituation entfernt sind und infolge der Nutzung des linearisierten GSKs zu hohen Unsicherheiten in der Wirkleistungsflussbestimmung der Kapazitätsberechnung führen würden. (NL)
- Um Betriebsreserven für den Bilanzausgleich zu gewährleisten. (PL)

Marktgebiet	BA2019 t+1 (CWE + AT)		BA2019 t+4 (Core)		Bemerkungen
	EC-Import [MW]	EC-Export [MW]	EC-Import [MW]	EC-Export [MW]	
DE	-	-	-	-	- EC entfällt mit Marktgebietssplit DE/AT.
AT	-	-	-	-	- EC entfällt mit Marktgebietssplit DE/AT.
BE	5.500	-	5.500	-	
CZ	-	-	-	-	
FR	-	-	-	-	
NL	5.375 - 6.125	5.375 - 6.125	5.375 - 6.125	5.375 - 6.125	- Die ECs beinhalten die Anpassungen für die Inbetriebnahme von Doetinchem -Niederrhein. - An Werktagen von 8:00 bis 0:00 Uhr: 6.125 MW - Alle anderen Stunden: 5.375 MW.
HU	-	-	-	-	
PL	-	-	1.000 - 7.000	0 - 5.500	- In der Nacht: Beschränkung des Imports auf 1.000 – 2.000 MW - Am Tag: Beschränkung des Exports auf 1.000 – 1.500 MW
SI	-	-	-	-	
SK	-	-	-	-	

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – RAM

1. Remaining Available Margin (RAM)

Unter der verbleibenden verfügbaren Marge (RAM) versteht man die für den Handel zur Verfügung stehende Übertragungskapazität je CNEC und Netznutzungsfall. Diese berechnet sich in der BA2019¹ aus der thermischen Übertragungsfähigkeit (F_{max}) abzüglich des Wirkleistungsflusses im Fall ohne kommerzielle Austausch (F_0) und der Zuverlässigkeitsmarge (FRM) zur Berücksichtigung von z.B. Prognosefehlern:

$$RAM = F_{max} - F_0 - FRM$$

2. Mindest-RAM (minRAM)

- Der Diskussionsstand² des „Clean Energy Package“ (CEP) der Europäischen Union (Stand Nov. 2018) sieht vor, dass zwischen Anfang 2020 und Ende 2025 ein bis auf 75% zunehmender Anteil der Übertragungskapazität (F_{max}) für den Handel zur Verfügung gestellt werden muss (Mindest-RAM).
- Der minRAM für t+1 beträgt gemäß der heutigen CWE-Methodik 20% (Stand 2018).
- Der minRAM für t+4 ergibt sich aus einer linearen Interpolation zwischen 20% (1.1.2020) und 75% (31.12.2025) und beträgt 47,5%.
- Anpassungen zur Berücksichtigung von minRAM werden sowohl auf Handelsaustauschbeschränkungen für NTC-Grenzen als auch für Grenzen innerhalb der Flow-Based-Kapazitätsberechnungsregionen (z.B. CWE, Core) angewendet (s. Kapitel 3)
- Anpassung für minRAM bei lastflussbasierter Marktkopplung (FBMC):

$$RAM = \max(\minRAM \times F_{max}; F_{max} - F_0 - FRM)$$

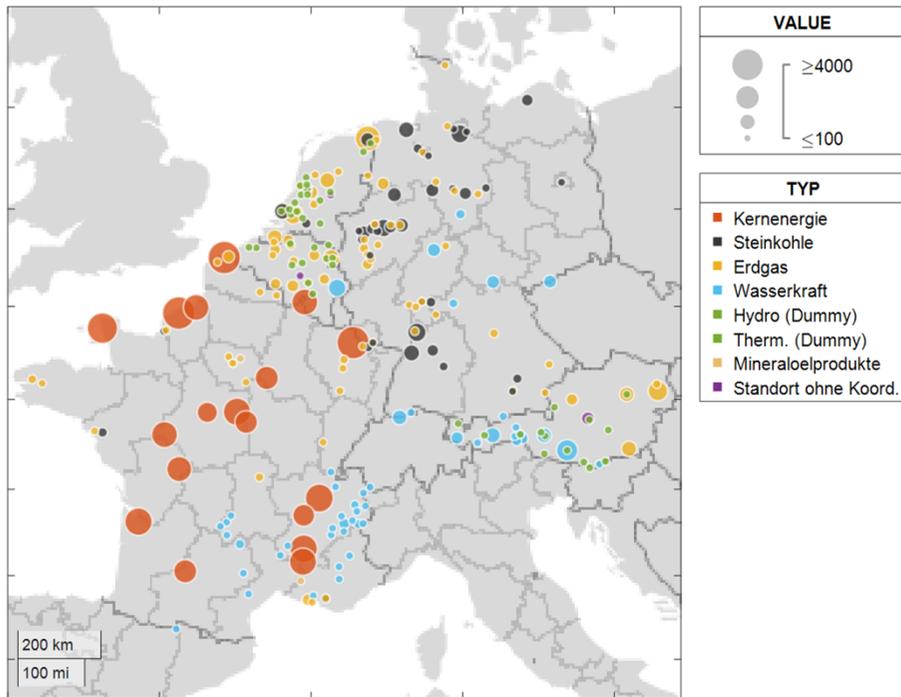
¹In der BA2019 erfolgt keine Anwendung von zusätzlichen Anpassungswerten (Final Adjustment Values - FAV).

²Der finale Stand des CEP sieht nur noch einen Anstieg des Mindest-RAM auf 70% bis Ende 2025 vor. Da diese Festlegung erst Anfang 2019 erfolgte, konnte für die Analysen der BA2019 keine entsprechende Anpassung mehr vorgenommen werden.

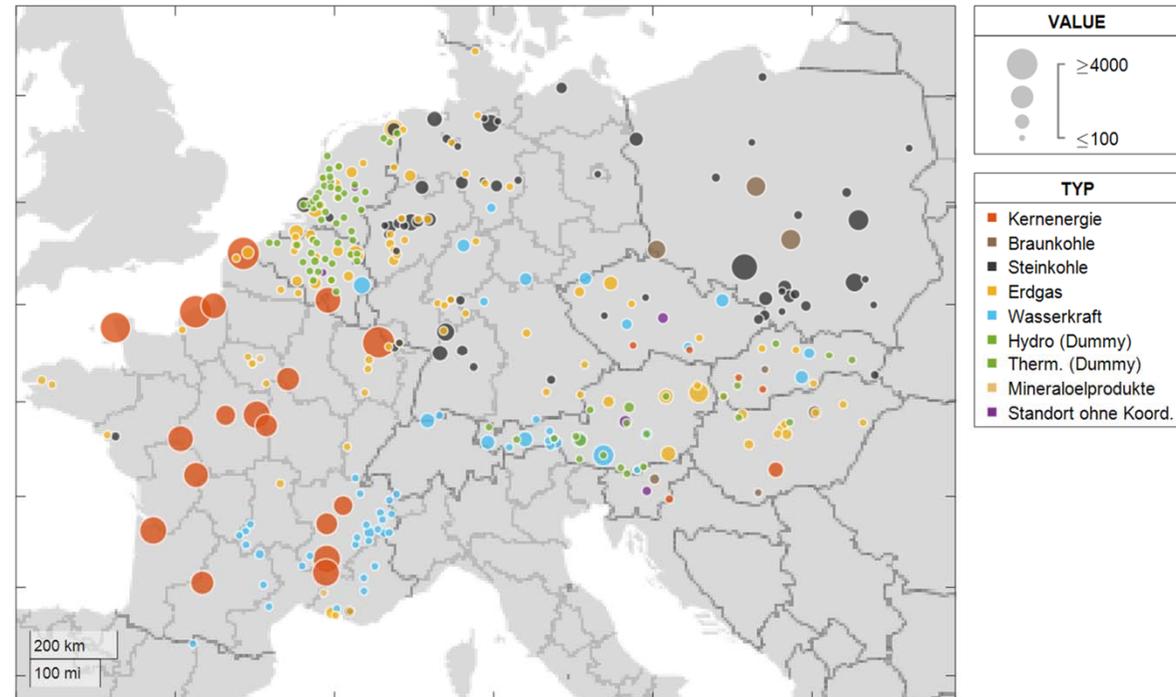
Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – Generation-Shift-Keys

BA2019 t+1¹



BA2019 t+4¹



In der BA2019 erfolgt eine vereinfachte Nachbildung der CWE- und Core-GSKs:

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

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

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – PSTs und HGÜs

PST-Standort	Anzahl	Marktgebiet	Stufenstellbereich		Berücksichtigung Optimierung	
			min.	max.	t+1	t+4
Ernsthofen	2	AT	-6	6	x	x
Tauern	1	AT	-6	6	x	x
Ternitz	2	AT	-6	6	x	x
Nauders	1	AT	-10	10		x
Vaneyck	2	BE	-6	0	x	x
Zandvliet	2	BE	-6	0	x	x
Aubange	2	BE	-9	9		x
Hradec	4	CZ	-6	6		x
Diele	2	DE	-10	10	x	x
Bürs	1	DE	-10	10	x	x
Gronau	1	DE	-10	10	x	x
Vierraden	4	DE	-16	16		x
Röhrsdorf	2	DE	-16	16		x
Meeden	2	NL	-16	16	x	x
Meeden	1	NL	-16	16		x
Mikulowa	4	PL	-8	8		x

PST-Optimierung:

- Die Optimierung der PST-Stufenstellung vor der Erstellung der FB-Domain hat das Ziel der Reduktion bzw. der Vergleichmäßigung von Lastflüssen auf marktsensitiven CNECs, wodurch zusätzliche Handelskapazitäten bereitgestellt werden sollen.
- Die PST-Optimierung erfolgt als Teil einer Lastflussoptimierung, bei der nur der PST-Stufungsbereich variabel ist. Hierbei wirken Strafkosten für Auslastungen >90% von marktsensitiven CNECs im (n-1)-Fall sowie für Überlastungen anderer Netzelemente im (n-1)-Fall. Der Beobachtungsbereich entspricht für t+1 der CWE-Region und für t+4 der Core-Region.

HGÜ:

- Die Abbildung des HGÜ-Einsatzes erfolgt mittels der Methodik des Standard Hybrid Couplings (SHC). Bei diesem Ansatz werden die Auswirkungen des HGÜ-Einsatzes auf das Drehstromnetz bei der Erstellung der FB-Domains implizit über die Referenzlastflüsse berücksichtigt.
- In der BA19 erfolgt eine Begrenzung des maximalen Einsatzes von grenzüberschreitenden HGÜ auf 75% (s. Kapitel 3).

Methodik zur Erstellung der Flow-Based Domains in der BA2019

Eckpunkte und Arbeitshypothesen – Langfrighthandelskapazitäten (II)

LTA [MW]	BA 2019 t+1 (CWE)				BA 2019 t+4 (Core ex HR, RO)			
	Dez-Feb	Mär-Mai	Jun-Aug	Sep-Nov	Dez-Feb	Mär-Mai	Jun-Aug	Sep-Nov
BE-FR	650	350	375	450	1011	544	583	700
BE-NL	619	755	785	619	619	755	785	619
DE-FR	1029	1030	1000	1002	1029	1030	1000	1002
DE-NL	1081	1367	1392	1081	1081	1367	1392	1081
FR-BE	1755	1773	1702	1755	2287	2310	2218	2287
FR-DE	1433	1360	1360	1360	1433	1360	1360	1360
NL-BE	755	692	707	735	755	692	707	735
NL-DE	1190	1005	1031	1190	1190	1005	1031	1190
DE-AT	4900	4900	4900	4900	6000	6000	6000	6000
AT-DE	4900	4900	4900	4900	6000	6000	6000	6000
AT-CZ	-	-	-	-	515	500	300	515
AT-HU	-	-	-	-	400	479	363	405
AT-SI	-	-	-	-	660	706	507	660
CZ-AT	-	-	-	-	497	496	397	530
CZ-DE	-	-	-	-	2099	2100	2098	1900
CZ-PL	-	-	-	-	0	0	0	0
CZ-SK	-	-	-	-	0	0	0	0
DE-PL	-	-	-	-	0	0	0	0
DE-CZ	-	-	-	-	399	599	399	399
HU-AT	-	-	-	-	499	499	399	400
HU-SI	-	-	-	-	0	0	0	0
HU-SK	-	-	-	-	800	800	800	800
PL-CZ	-	-	-	-	0	0	0	0
PL-DE	-	-	-	-	0	0	0	0
PL-SK	-	-	-	-	0	0	0	0
SI-AT	-	-	-	-	650	645	549	650
SI-HU	-	-	-	-	0	0	0	0
SK-CZ	-	-	-	-	0	0	0	0
SK-HU	-	-	-	-	800	830	800	810
SK-PL	-	-	-	-	0	0	0	0

BA 2019 t+1 (CWE)

Die langfristigen Handelskapazitäten (LTAs) wurden basierend auf den Werten von 2018 ermittelt. Um die Auswirkung von vergangenen Ausschaltungen soweit möglich zu korrigieren, wird der maximale Wert je meteorologischer Jahreszeit (Dez-Feb, Mär-Mai, Jun-Aug, Sep-Nov) verwendet.

Beispiel:

$$LTA_{Winter\ 2019} = \max(LTA_{01.2018}; LTA_{02.2018}; LTA_{12.2018})$$

mit $LTA_{MM.2018} = \text{Jahreswert}_{2018} + \text{Monatswert aus MM.2018}$

BA2019 t+4 (Core ex HR, RO)

Für alle Marktgebietsgrenzen außer DE/AT wird eine Erhöhung der LTAs proportional zur Erhöhung der NTCs (ohne minRAM-Anpassung) angenommen.

Beispiel:

$$LTA_{Winter\ 2022} = LTA_{Winter\ 2019} \times \frac{NTC_{ohne\ minRAM\ 2022}}{NTC_{ohne\ minRAM\ 2019}}$$

Für DE/AT wird in der LTA-Inklusion die garantierte Handelskapazität in Höhe von 4,9 GW (t+1) bzw. 6 GW (t+4) verwendet.

Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

Flow-Based Market Coupling

Ranking potenzieller Netzreserve

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Zwischenfazit

Methodische Neuerungen der BA2019

- Einführung des Flow-Based Market Coupling (FBMC) in der Marktsimulation zur Umsetzung der energiepolitischen Rahmenbedingungen des CEP
 - Schrittweise Erhöhung der grenzüberschreitenden Mindesthandelskapazitäten orientiert an den thermischen Übertragungskapazitäten der Grenzkuppelleitungen (minRAM)
 - FBMC-Region (t+1): CWE
 - FBMC-Region (t+4): CORE (ausschließlich HR und RO)
 - (t+4): keine limitierende Wirkung interner Engpässe für den grenzüberschreitenden Handel
- Anpassung der letztjährig eingeführten Methode zur Ermittlung eines robusten Netzreserveportfolios
 - Stärkere Orientierung an der politischen Zielsetzung der perspektivischen Abschmelzung der Netzreserve im Einklang mit der Wahrung der Netzsicherheit
 - Ermittlung eines initialen, robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke zum effizienten Management von Netzengpässen im Jahreslauf orientiert an einer Mindesteinsatzhäufigkeit
 - Verprobung der Beherrschbarkeit kritischer Grenzsituationen mittels des aus dem Jahreslauf abgeleiteten Portfolios
 - Ermittlung des finalen, robusten Netzreserve-Portfolios auf Basis der in der Verprobung der Grenzsituation eingesetzten inländischen Netzreserve-Kraftwerke
 - Vermeidung einer „voreiligen“ Entlassung von Kraftwerken in die Stilllegung, die bei Wiederanstieg des Reservebedarfs benötigt würden

Methodische Vorüberlegungen zur Ermittlung der Netzreserve in der BA 2019 – 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 BA 2019 – Ranking potenzieller Reservekraftwerke (II)

Zugriffsmöglichkeiten der ÜNB

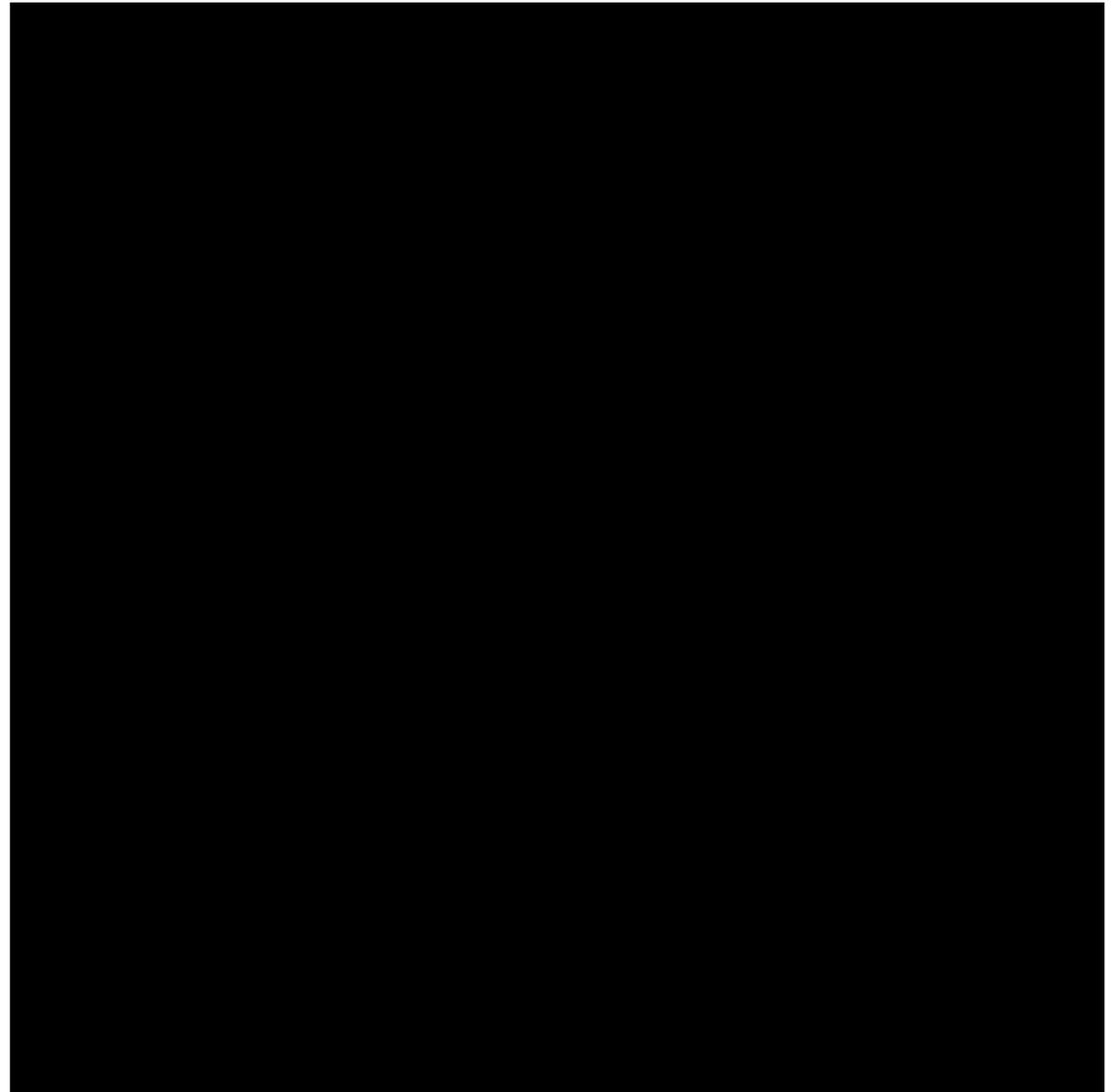
- Als Äquivalent für die Zugriffsmöglichkeiten wird die Anschlussspannungsebene bewertet. Ein direkter Anschluss an das Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) bietet folgende Vorteile:
 - Direkte Kommunikationswege der ÜNB ohne Einbindung unterlagerter Verteilnetzbetreiber
 - Kein Risiko von Einsatzeinschränkungen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

Flexibilität und Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes

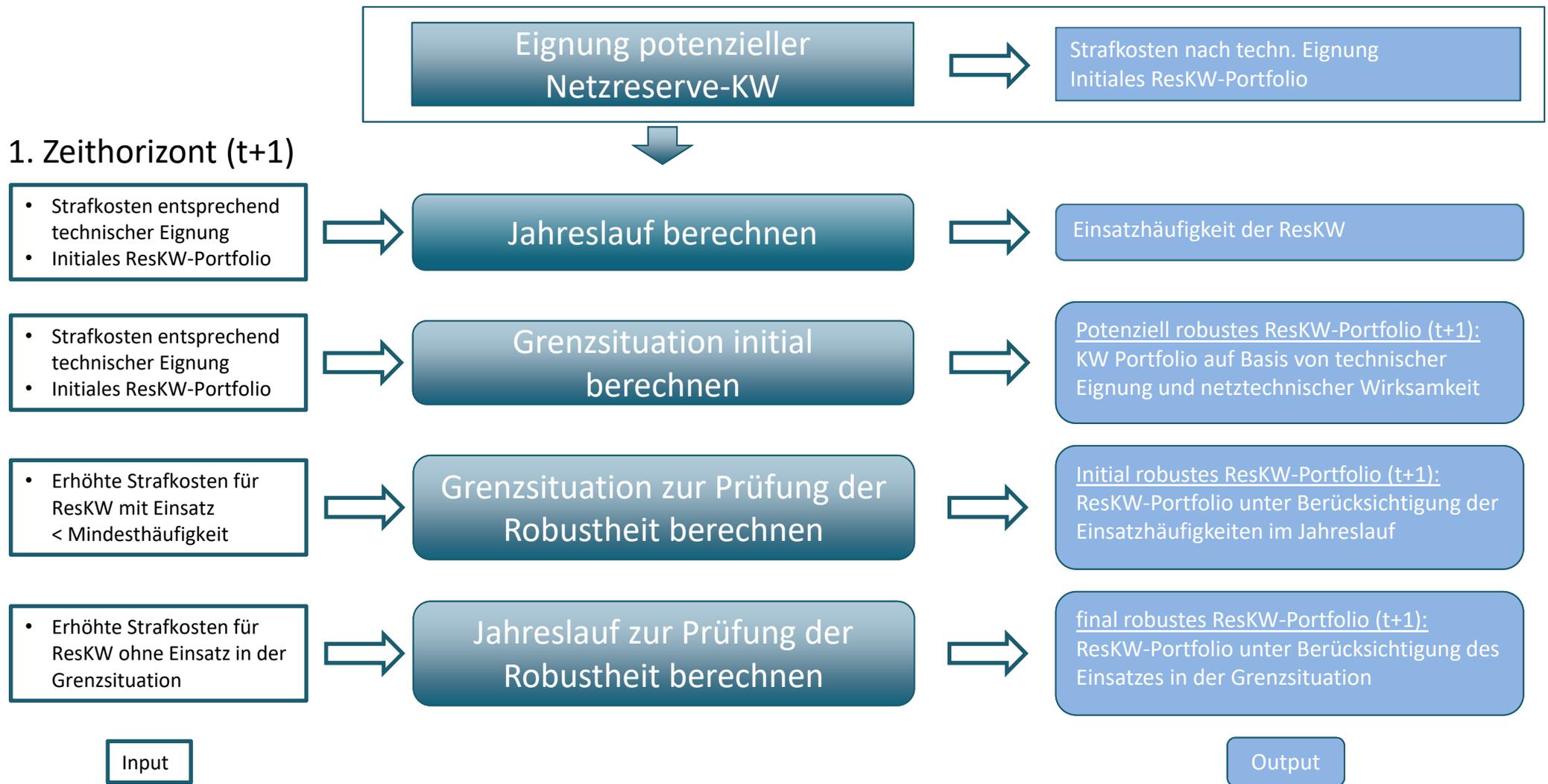
- Repräsentativ für die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes sind die benötigten Zeiten für den Wechsel von Betriebszuständen und das Anfahren bestimmter Betriebspunkte:
 - Anfahrzeiten aus dem Stillstand auf Mindest- und Nennleistung
 - Abfahrzeiten von Nennleistung auf Mindestleistung und Netztrennung
 - 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 BA 2019 – 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
Aufschlag für Netzreservekraftwerke, die im JL < Mindesteinsatzhäufigkeit eingesetzt werden	+ 1.500
Zu kontrahierende ausl. Netzreserve	10.000
Einsenkung Windeinspeisung	2.500



Methode zur Ermittlung eines robusten Portfolios inländischer Netzreserve-Kraftwerke



2. Zeithorizont (t+x)

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

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte

- **Zeithorizonte und Grenzsituationen:**

- t+1 (2019/20):

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

- t+4 (2022/23):

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

- Zu Grunde gelegtes **Wetterjahr:**

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

Allgemeines

Marktsimulation – Eckpunkte

- **Szenariodefinition:**

- Blockscharfe Modellierung 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.

- **Datengrundlage¹:**

- BNetzA KW-Liste vom 31.07.2018 (Bestandsliste, Rückbaulisten und Zubauliste)
- Erkenntnisse zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft
- ÜNB interne Datengrundlage (z.B. ERRP-Daten, weitere bekannte Stilllegungsanzeigen)

- In den BA2019 findet für deutsche KW die **Nettonennleistung** Berücksichtigung in der Marktsimulation. Für ausl. KW wird ebenfalls die Nettonennleistung herangezogen.

- 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 2019) werden diese herangezogen.

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

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – In- und Außerbetriebnahme konv. Kraftwerkspark

- 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

Konventioneller Kraftwerkspark DE

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

Nettonennleistung 2019/2020 (t+1) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser	Sonstige	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve ⁽³⁾	pot. Netzreserve KW ⁽⁴⁾	Sicherheitsbereitschaft
Baden-Württemberg	1.310	0	4.579	684	276	98	1.873	0	0	0	8.820	1.695		0
Bayern	2.698	0	847	2.616	197	214	383	170	29	0	7.153	2.647		0
Berlin	0	0	653	1.321	126	36	0	0	0	0	2.136	0		0
Brandenburg	0	3.479	0	400	334	118	0	0	24	10	4.364	0		930
Bremen	0	0	772	459	86	91	0	0	0	0	1.408	0		0
Hamburg	0	0	1.794	150	38	24	0	0	0	0	2.006	0		0
Hessen	0	34	731	854	25	112	623	20	28	0	2.427	667		0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	5	854	0		0
Niedersachsen	2.696	0	2.893	3.092	75	73	220	0	0	0	9.050	0		352
Nordrhein-Westfalen	0	9.214	7.703	6.773	297	519	303	15	214	99	25.136	0		1.448
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.718	0	93	0	0	85	0	1.910	256		0
Saarland	0	0	440	151	0	28	0	0	42	0	660	1.382		0
Sachsen	0	4.325	0	630	17	16	1.085	0	0	13	6.085	0		0
Sachsen-Anhalt	0	1.104	0	824	236	185	80	0	43	0	2.472	0		0
Schleswig-Holstein	1.410	0	349	287	321	33	119	0	54	0	2.572	0		0
Thüringen	0	0	0	394	0	12	1.509	0	0	0	1.915	0		0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291	0		0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.416	1.093	0	0	2.508	0		0
Summe	8.114	18.155	21.288	20.671	2.027	1.670	8.902	1.297	518	127	82.767	6.646	0	2.730
Nord	4.106	18.155	14.678	15.012	1.554	1.152	5.230	35	361	127	60.410	0	0	2.730
Süd	4.008	0	6.610	5.659	473	518	3.672	1.262	156	0	22.357	6.646	6.646	0
Summe	8.114	18.155	21.288	20.671	2.027	1.670	8.902	1.297	518	127	82.767	6.646	6.646	2.730

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

⁽¹⁾ Die in DE stehenden SpeicherwasserkW (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+4 (2018/19)

Nettonennleistung 2022/2023 (t+4) [MW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Pumpspeicher	Speicherwasser	Sonstige	Sonstige Speicher	Summe Markt	Kontrahierte Netzreserve ⁽³⁾	pot. Netzreserve KW ⁽⁴⁾	Sicherheits- bereitschaft
Baden-Württemberg	0	0	4.579	684	276	98	1.830	0	0	0	7.467		1.695	0
Bayern	0	0	514	2.616	197	214	383	170	29	0	4.122		2.647	0
Berlin	0	0	653	1.321	126	36	0	0	0	0	2.136		0	0
Brandenburg	0	3.479	0	400	334	118	0	0	24	10	4.364		0	465
Bremen	0	0	772	459	86	91	0	0	0	0	1.408		0	0
Hamburg	0	0	1.794	150	38	24	0	0	0	0	2.006		0	0
Hessen	0	34	731	854	25	112	623	20	28	0	2.427		667	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	514	318	0	17	0	0	0	5	854		0	0
Niedersachsen	0	0	2.893	3.092	75	73	220	0	0	0	6.354		0	0
Nordrhein-Westfalen	0	9.214	7.703	6.699	297	519	303	15	214	99	25.062		0	292
Rheinland-Pfalz	0	0	13	1.718	0	93	0	0	85	0	1.910		256	0
Saarland	0	0	440	151	0	28	0	0	42	0	660		1.382	0
Sachsen	0	4.325	0	630	17	16	1.085	0	0	13	6.085		0	0
Sachsen-Anhalt	0	1.104	0	824	236	185	80	0	43	0	2.472		0	0
Schleswig-Holstein	0	0	349	287	321	33	119	0	19	0	1.128		0	0
Thüringen	0	0	0	394	0	12	1.509	0	0	0	1.915		0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	1.291	0	0	0	1.291		0	0
Österreich	0	0	0	0	0	0	1.416	1.093	0	0	2.508		0	0
Summe	0	18.155	20.956	20.597	2.027	1.670	8.859	1.297	483	127	74.169	0	6.646	757
Nord	0	18.155	14.678	14.938	1.554	1.152	5.230	35	327	127	56.195		0	757
Süd	0	0	6.278	5.659	473	518	3.629	1.262	156	0	17.974		6.646	0
Summe	0	18.155	20.956	20.597	2.027	1.670	8.859	1.297	483	127	74.169	0	6.646	757

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

⁽¹⁾ Die in DE stehenden SpeicherwasserkW (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 – Betriebsmodi (I)

- **Betriebsmodi:**

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

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Betriebsmodi (II)

▪ Betriebsmodi:

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

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

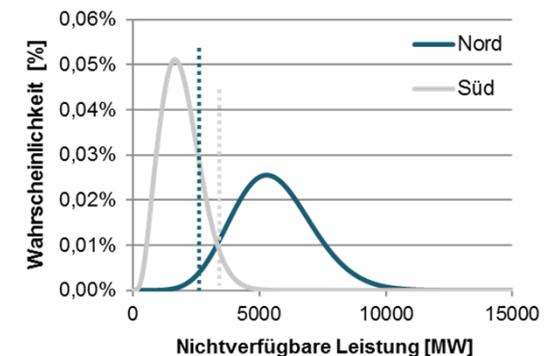
- Datengrundlage: VGB-Statistik (2005-2014)¹ und weitere Auswertungen

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	0,4%	8,0%**	0,4%

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

* basierend auf Auswertungen für die Monate Oktober bis März

** Annahme aus verschiedenen Datenquellen (gemittelt)



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>)

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

		2019/2020 (t+1)	2022/2023 (t+4)
Nord (5%- Quantil)	Installierte Leistung	62,0 GW	57,8 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	4,2 GW	4,0 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	6,8%	6,9%
Süd (95%- Quantil)	Installierte Leistung	22,4 GW	18,4 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	4,1 GW	3,1 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	18,1%	17,0%
AT (95%- Quantil)	Installierte Leistung	13,0 GW	13,5 GW
	Nichtverfügbare Leistung (abs.)	2,1GW	2,2 GW
	Nichtverfügbare Leistung (rel.)	16,2%	16,3%

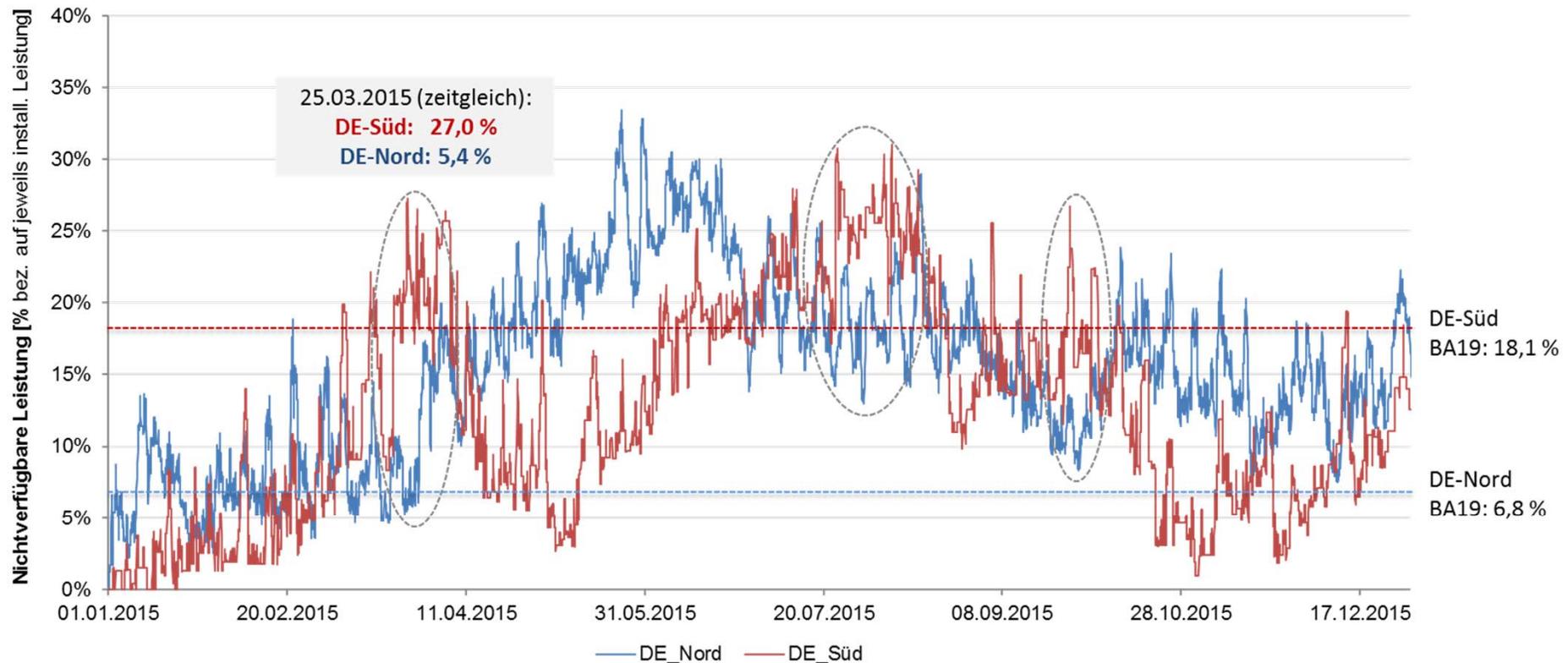


	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Sonstige	Mineralölprodukte	Pumpspeicher
Nord (t+1)	4%	29%	30%	26%	3%	8%
Nord (t+4)	0%	30%	31%	27%	4%	8%
Süd (t+1)	28%	0%	39%	18%	2%	14%
Süd (t+4)	0%	0%	56%	22%	2%	19%
AT (t+1)	0%	0%	8%	59%	2%	31%
AT (t+4)	0%	0%	2%	56%	1%	40%

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation

- Ergebnisse Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und Vergleich mit Historie



Erläuterung

- Auswertung historischer Nichtverfügbarkeiten des Jahres 2015 (ENTSO-E Transparency)
- Auswertung zeigt, dass das über den analytischen Ansatz hergeleitete Nord-Süd-Gefälle der Nichtverfügbarkeiten nicht unrealistisch ist

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Nord

Region	BNetzA-ID	ÜNB-ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Status BA2019 t+1	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+1 [MW]	Status BA2019 t+4	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+4 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+4 [MW]
NORD	BNA1404	8646	50Hertz	Boxberg	R	Braunkohle	DT	640	305	In Betrieb	640	0	In Betrieb	640	0
NORD	BNA0705	7415	Amprion	Niederaußem	D	Braunkohle	DT	297	125	In Betrieb	172	125	In Betrieb	297	0
NORD	BNA1028	7622	Amprion	Weisweiler	H	Braunkohle	DT	656	245	In Betrieb	406	250	In Betrieb	263	393
NORD	BNA1401a	7410	Amprion	BoA 2	Neurath F	Braunkohle	DT	1.060	480	In Betrieb	0	1060	In Betrieb		1.060
						Summe Braun		2.653			1218			1.200	
NORD	BNA0245a	2107a	TenneT	Emden Gas		Erdgas	GuD	52	25	In Betrieb	52	0	In Betrieb	52	0
NORD	BNA0604	7812	Amprion	Emsland	B2	Erdgas	GuD_DT	359	140	In Betrieb	359	0	In Betrieb	359	0
NORD	BNA0221b	7319b	Amprion	GT	Block E GTE1	Erdgas	GuD_GT	67	33	In Betrieb	67	0	In Betrieb	67	-0
NORD	BNA0548a	7834b	Amprion	Knapsack Ga	GT 12	Erdgas	GuD_GT	260	68	In Betrieb	260	0	In Betrieb	260	0
NORD	BNA0117b	7977	Amprion	Heizkraftwerk	Heizkraftwerk	Erdgas	DT	95	47	In Betrieb	95	0	In Betrieb	95	0
NORD	BNA0130	8338	50Hertz	Kirchmöser		Erdgas	GuD	160	110	In Betrieb	160	0	In Betrieb	160	0
NORD	BNA0136	2205	TenneT	HKW-Mitte	GuD	Erdgas	GuD	74	22	In Betrieb	31	43	In Betrieb	74	0
NORD	BNA0220	7324a	Amprion	GuD	AGuD_GT	Erdgas	GuD_GT	68	48	In Betrieb	68	0	In Betrieb	13	55
						Summe Erdgas		1.135			1092			1.080	
NORD	BNA0607	7991	Amprion	Kernkraftwerk	KKE	Kernenergie	DT	1.336	305	In Betrieb	168	1168	Stillgelegt	0	0
						Summe Kernenergie		1.336			168			0	
NORD	BNA1015	8201	50Hertz	Wedel	GT A	Mineralölprodukt	GT	51	5	In Betrieb	45	6	In Betrieb	51	-1
NORD	BNA0141	2225	TenneT	KW Mittelsbü	GT 3	Mineralölprodukt	GT	86	16	In Betrieb	42	44	In Betrieb	70	16
NORD		7836	Amprion	Spitzenlastanl	Block 2	Mineralölprodukt	GT	60	21	In Betrieb	39	21	In Betrieb	39	21
						Summe Mineralölprodukte		137			126			160	
NORD	BNA0983	LUPVIA12	Amprion	PSW Viander	Maschine 2	Pumpspeicher		100	10	In Betrieb	100	0	In Betrieb	100	0
NORD	BNA0984	LUPVIA13	Amprion	PSW Viander	Maschine 3	Pumpspeicher		100	10	In Betrieb	28	72	In Betrieb	100	0
NORD	BNA0652	8635	50Hertz	Markersbach	PSS A	Pumpspeicher		174	40	In Betrieb	174	0	In Betrieb	110	64
NORD	BNA0558	2049b	TenneT	Erzhausen	M2	Pumpspeicher		55	2	In Betrieb	34	21	In Betrieb	10	45
						Summe Pumpspeicher		429	62		336			320	
NORD	BNA0086	8421	50Hertz	Reuter West	Reuter West D	Steinkohle	DT	282	160	In Betrieb	282	0	In Betrieb	282	0
NORD	BNA0147	2024	TenneT	Farge	Farge	Steinkohle	DT	350	120	In Betrieb	350	0	In Betrieb	350	0
NORD	BNA0331	7494	Amprion	Scholven	C	Steinkohle	DT	345	150	In Betrieb	345	0	In Betrieb	195	150
NORD	BNA0660	7089	Amprion	Kraftwerk I	Block 4	Steinkohle	DT	41	39	In Betrieb	41	0	In Betrieb	0	41
NORD	BNA0793	2027	TenneT	Heyden	4	Steinkohle	DT	875	180	In Betrieb	242	633	In Betrieb	413	462
						Summe Steinkohle		1.893	649		1260			1.240	
						Summe Nord [MW]		7.582	711		4200	0		4.000	0

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation Süd

Region	BNetzA-ID	ÜNB-ID	ÜNB	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonennleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Status BA2019 t+1	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+1 [MW]	Status BA2019 t+4	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+4 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+4 [MW]
SÜD	BNA0626	7840a	Amprion	Kraftwerk Mai	KW3	Erdgas	GuD_GT	284	100	In Betrieb	284	0	In Betrieb	284	0
SÜD	BNA0626	7840b	Amprion	Kraftwerk Mai	KW3	Erdgas	GuD_DT	150	100	In Betrieb	50	100	In Betrieb	150	0
SÜD	BNA0744	2025	TenneT	Franken 1	1	Erdgas	GuD	383	80	In Betrieb	383	0	In Betrieb	248	135
SÜD	BNA0015	4002	TransnetBW	Heizkraftwerk	ALT GT E (sold	Erdgas	GT	65	40	In Betrieb	21	44	In Betrieb	0	65
						Summe Erdgas		434	200		738			682	
SÜD	BNA0686	4006	TransnetBW	Gemeinschaft	GKN II	Kernenergie	DT	1,310	520	In Betrieb	790	520	Stillgelegt	0	0
SÜD	BNA0382	7214	Amprion	Kernkraft Gur	C	Kernenergie	DT	1,288	485	In Betrieb	358	930	Stillgelegt	0	0
						Summe Kernenergie		2,720			1148			0	
SÜD	BNA1004	4049	TransnetBW	Kraftwerk Wa	WAL GT D	Mineralölprodu	GT	136	70	In Betrieb	66	70	In Betrieb	62	74
SÜD	BNA1007a	7846	Amprion	SKW Gasturb	SKW Gasturbi	Mineralölprodu	GT	24	2	In Betrieb	16	8	In Betrieb	0	24
						Summe Mineralölprodukte		160			82			62	
SÜD	BNA1019	4024	TransnetBW	Wehr	Wehr Hotzenw	Pumpspeicher		227	0	In Betrieb	227	0	In Betrieb	227	0
SÜD	BNA0046	4016	TransnetBW	Säckingen	Säckingen 1	Pumpspeicher		90	0	In Betrieb	90	0	In Betrieb	90	0
SÜD	BNA0567a	ATPKUH01	TenneT	KW Kühtai	Kühtai Ma1	Pumpspeicher		145	0	In Betrieb	145	0	In Betrieb	145	0
SÜD	BNA0975	ATPRod21	TransnetBW	Rodundwerk I	ROD2 M1	Pumpspeicher		295	110	In Betrieb	113	183	In Betrieb	128	168
						Summe Pumpspeicher		757			574			589	
SÜD	BNA0518b	4015	TransnetBW	Rheinhafen-D	RDK 8	Steinkohle	DT	834	292	In Betrieb	834	0	In Betrieb	834	0
SÜD	BNA1093	2044	TenneT	Zolling	Zolling Block 5	Steinkohle	DT	472	100	In Betrieb	117	355	In Betrieb	217	255
SÜD	BNA0434	4009	TransnetBW	Heizkraftwerk	HLB 7	Steinkohle	DT	778	180	In Betrieb	393	385	In Betrieb	430	348
SÜD	BNA0646a	4032	TransnetBW	GKM	Block 6 15	Steinkohle	DT	185	0	In Betrieb	185	0	In Betrieb	185	0
SÜD	BNA0646a	4034	TransnetBW	GKM	Block 6 17	Steinkohle	DT	70	0	In Betrieb	70	0	In Betrieb	70	0
						Summe Steinkohle		2,084			1599			1,736	
						Summe Süd [MW]		6,155			4141			3,069	

Konventioneller Kraftwerkspark AT

Marktsimulation – Blockscharfe Kraftwerksnichtverfügbarkeiten Grenzsituation AT

Region	ID Kraftwerk	ÜNB ID	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Turbinentyp	Nettonleistung [MW]	Mindestleistung [MW]	Status BA2019 t+1	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+1 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+1 [MW]	Status BA2019 t+4	Annahme Einschränkung d. Erzeugung in t+4 [MW]	Verbleibende Erzeugungsleistung t+4 [MW]
AT	ATGDon	ATGDon03	Donaustadt	3	Erdgas	GUD	367	180	In Betrieb	367	0	In Betrieb	367	0
AT	ATGMel	ATGMel02	GUD Mellach	2	Erdgas	GUD	416	180	In Betrieb	416	0	In Betrieb	416	0
AT	ATGMel	ATGMelEB	GUD Mellach	EB	Erdgas	GUD	416	180	In Betrieb	416	0	In Betrieb	416	0
AT	ATGThe	ATGThe0A	Theiß A	0A	Erdgas	DT	140	96	In Betrieb	40	100	In Betrieb	33	107
					Summe Erdgas		783	360		1239			1.232	
AT	ATMSch	ATMSchEB	Wien Schwed	EB	Mineraloelprod	DT	122	0	In Betrieb	42	80	In Betrieb	22	100
					Summe Mineralölprodukte		122			42			22	
AT	ATPFes	ATPFes01	FELDSEE 1	1	Pumpspeicher		69	0	In Betrieb	69	0	In Betrieb	69	0
AT	ATPFes	ATPFes02	FELDSEE 2	2	Pumpspeicher		69	0	In Betrieb	69	0	In Betrieb	69	0
AT	ATPHau	ATPHau01	HAUSLING 1	1	Pumpspeicher		180	0	In Betrieb	180	0	In Betrieb	180	0
AT	ATPHau	ATPHau02	HAUSLING 2	2	Pumpspeicher		180	0	In Betrieb	180	0	In Betrieb	180	0
AT	ATPLim	ATPLim21	LIMBERG-II N	21	Pumpspeicher		240	0	In Betrieb	153	87	In Betrieb	240	0
AT	ATPLim	ATPLim22	LIMBERG-II N	22	Pumpspeicher		240	0	In Betrieb	0	240	In Betrieb	142	98
					Summe Pumpspeicher		498			651			880	
AT	ATHDur	ATHDur02	Dürnrohr	2	Steinkohle	DT	330	130	In Betrieb	168	162	In Betrieb	44	286
					Summe Steinkohle		330			168			44	
					Summe Süd [MW]		1.733			2100			2.178	

Konventioneller Kraftwerkspark DE

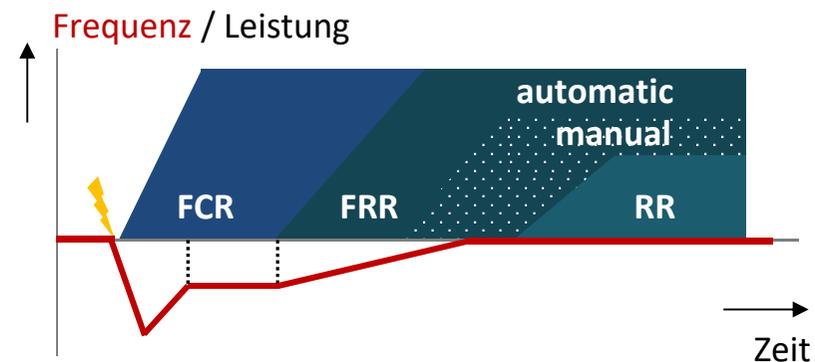
Marktsimulation – Methodik der Regelleistungsvorhaltung

- Regelleistungsvorhaltung für Deutschland und Österreich wird über alle Zeithorizonte konstant angenommen.
- Deutschland: ± 4.200 MW (entsprechend den Annahmen in der BA2018)
- Österreich: ± 700 MW (entsprechend den Annahmen in der BA2018)

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Methodik der Regelleistungsvorhaltung

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



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

Konventioneller Kraftwerkspark DE

Marktsimulation – Methodik der Regelleistungsvorhaltung

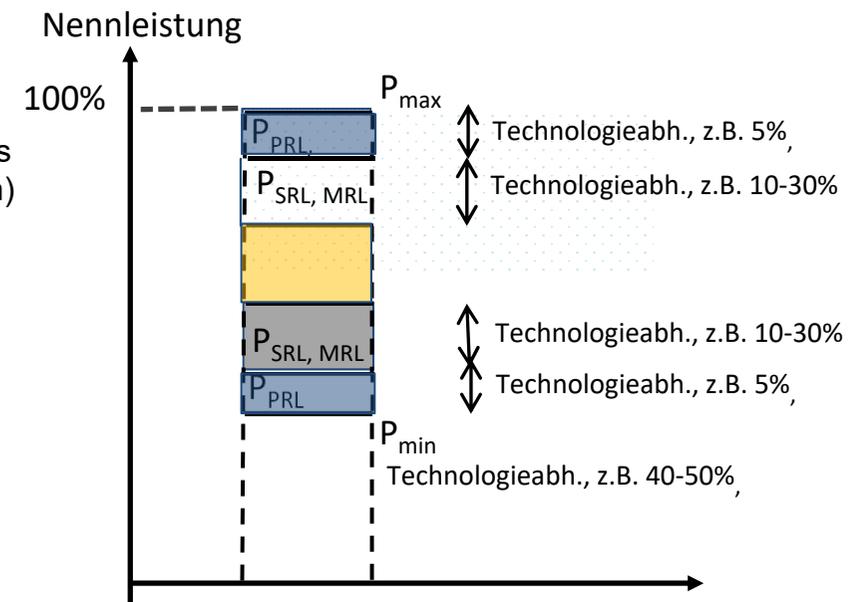
- Abbildung technischer Einschränkungen für jedes Kraftwerk erforderlich
 - Differenzierung der Vorhaltung nach Regelleistungsqualitäten
 - Regelleistungsvorhaltung führt bei thermischen Kraftwerken zu Teillastbetrieb und eventuell zu für die Regelleistungsvorhaltung angefahrenen Kraftwerken und damit zu höheren Systembetriebskosten

- Begrenzungen der Regelleistung je KW:

- Obere Regelgrenze; keine Regelung über Nennleistung (ein Kraftwerk, welches mit Nennleistung einspeist kann keine positive Regelleistung mehr bereitstellen)
- Technologieabhängige Begrenzung der Regelleistung bezogen auf die Nennleistung
- Untere Regelgrenze; keine Regelung unter Mindestleistung (ein Kraftwerk, welches mit Mindestbetrieb einspeist kann keine negative Regelleistung mehr bereitstellen)
- Zeitabhängige Leistungseinschränkungen durch „Must-Run“ im Rahmen des KWK-Modells können obere Regelgrenze und untere Regelgrenze zusätzlich einschränken

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

Begrenzung der Regelleistung



Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

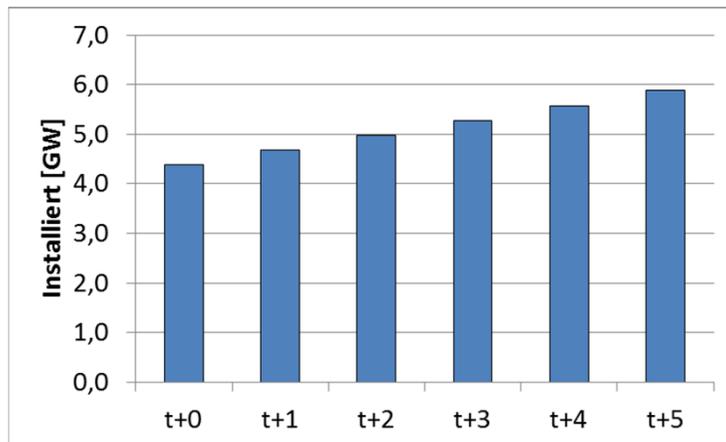
Dezentrale KWK <10 MW

Marktsimulation – Installierte Leistung Deutschland (Mantelzahlen)

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

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

Installiert [GW]	Bestand (31.12.2017)	t+1	t+2	t+3	t+4	t+5
KWK<10MW	4,4	4,7	5,0	5,3	5,6	5,9



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 linearen 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

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

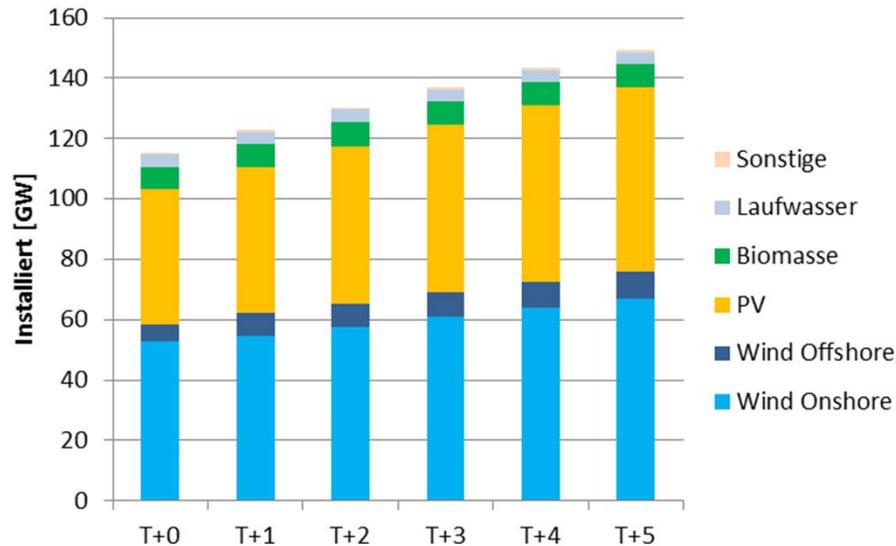
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation – Installierte Leistung Deutschland (Mantelzahlen)



Installiert [GW]	t+0	t+1	t+4
Wind Onshore	53,0	54,7	63,9
Wind Offshore	5,3	7,6	8,7
PV	44,8	48,2	58,3
Biomasse	7,3	7,6	7,7
Wasser*	4,0	4,0	4,0
Sonstige EE	0,5	0,5	0,5
Summe	115,1	122,7	143,2

Datengrundlage:

- EEG-Mittelfristprognose 2018 (Stand Sept. 18):
 - Für Wind Onshore, PV, Biomasse jeweils „oberes Szenario“
- Sonstige EE: Fortschreibung Bestand
- Wasserkraft: Fortschreibung Bestand
- Wind Offshore: Angaben der ÜNB

Regionalisierung:

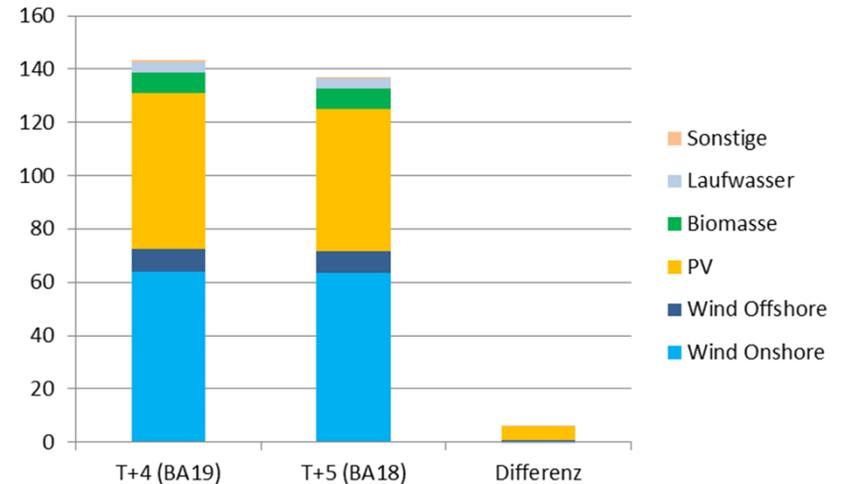
- Die Mantelzahlen werden grundsätzlich nach bekannter Methodik aus BA und NEP sowie der aktuellen Datenlage kleinräumig regionalisiert und der Netztopologie zugeordnet
- Die „**Netzausbauregion**“ wird in der Regionalisierung berücksichtigt
- **Sonderausschreibungen** werden in den Jahren 2019-2022 mit jeweils 2 GW berücksichtigt

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

Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation – Vergleich installierte Leistungen $t+5_{BA18}$ und $t+4_{BA19}$

Installiert [GW]	T+4 (BA19)	T+5 (BA18)	Differenz
Wind Onshore	63,9	63,5	0,4
Wind Offshore	8,7	8,4	0,3
PV	58,3	53,1	5,2
Biomasse	7,7	7,6	0,2
Laufwasser	4,0	4,1	-0,1
Sonstige	0,5	0,4	0,2
Summe	143,2	137,0	6,1



- Die Prognose für die Leistungen Wind Onshore und Offshore ändert sich für t+4 (2022/2023) im Vergleich zur BA 2018 kaum
- Höhere installierte Leistung Photovoltaik (PV)
 - Annahme eines höheren Zubaus im „oberen Szenario“ der Mittelfristprognose (Stand Sept. 18)
 - Zubaudeckel von 52 GW wird nicht berücksichtigt
 - Sonderausschreibungen von 1 GW jährlich im Zeitraum 2019-2022 werden berücksichtigt

* Änderung auf Grund Engpasseinführung DE-AT

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation – Übersicht Offshore-Windparks (OWP) in Deutschland

OWP	Region	Status OWP	t+1 (2019/2020)	t+4 (2022/2023)
Nordergründe	Nordsee	In Betrieb	111	111
Riffgat	Nordsee	In Betrieb	113	113
alpha ventus	Nordsee	In Betrieb	62	62
Borkum Riffgrund I	Nordsee	In Betrieb	311	311
Borkum Riffgrund II	Nordsee	In Bau	450	450
Merkur Offshore	Nordsee	In Bau	400	400
Trianel Windpark Borkum I	Nordsee	In Betrieb	200	200
Trianel Windpark Borkum II	Nordsee	In Bau	200	200
GodeWind 1	Nordsee	In Betrieb	332	332
GodeWind 2	Nordsee	In Betrieb	252	252
Nordsee One	Nordsee	In Betrieb	332	332
Amrumbank West	Nordsee	In Betrieb	303	303
Kaskasi II	Nordsee	In Planung	0	325
Meerwind Süd/Ost	Nordsee	In Betrieb	288	288
Nordsee Ost	Nordsee	In Betrieb	288	288
Butendiek	Nordsee	In Betrieb	288	288
Dan Tysk	Nordsee	In Betrieb	288	288
Sandbank	Nordsee	In Betrieb	288	288
Bard Offshore	Nordsee	In Betrieb	400	400
Deutsche Bucht	Nordsee	In Bau	269	269
Veja Mate	Nordsee	In Betrieb	400	400
Albatros	Nordsee	In Bau	117	117
GlobalTech I	Nordsee	In Betrieb	400	400
Hohe See	Nordsee	In Bau	500	500
Arkona Becken Südost - Teil 1	Ostsee	In Bau	250	250
Arkona Becken Südost - Teil 2	Ostsee	In Bau	135	135
Wikinger - Teil 1	Ostsee	In Betrieb	250	250
Wikinger - Teil 2	Ostsee	In Betrieb	100	100
Wikinger Süd	Ostsee	In Planung	0	10
Baltic Eagle - Teil 1	Ostsee	In Planung	0	250
Baltic Eagle - Teil 2	Ostsee	In Planung	0	226,25
Baltic II	Ostsee	In Betrieb	288	288
Arcadis Ost 1	Ostsee	In Planung	0	247
Baltic I	Ostsee	In Betrieb	48,3	48,3
			7663	8722

Erneuerbare Energien (EE)

Marktsimulation – Installierte Leistungen je Bundesland

Installiert [GW]	Installiert [GW] Bundesland	Wind Onshore				Wind Offshore				PV				Biomasse				Wasser*				Sonstige EE			
		t+1	t+2	t+3	t+4	t+1	t+2	t+3	t+4	t+1	t+2	t+3	t+4	t+1	t+2	t+3	t+4	t+1	t+2	t+3	t+4	t+1	t+2	t+3	t+4
Baden-Württemberg	BW	1,6	1,7	1,8	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	6,3	6,7	7,0	7,3	0,8	0,8	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bayern	BY	2,6	2,8	3,0	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	13,6	14,7	15,6	16,5	1,6	1,7	1,7	1,6	2,3	2,3	2,3	2,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Saarland	SL	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Rheinland-Pfalz	RP	3,8	4,1	4,4	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	2,6	2,7	2,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	NW	6,2	6,6	7,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	5,8	6,0	6,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hessen	HE	2,2	2,4	2,7	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,3	2,4	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	TH	1,8	1,9	2,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	1,6	1,7	0,3	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	NI	11,5	12,0	12,6	12,9	4,8	4,8	4,8	4,8	4,3	4,5	4,7	4,9	1,5	1,6	1,6	1,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	HB	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	SH	6,8	7,1	7,4	7,7	1,7	1,7	1,7	2,1	1,8	1,9	2,1	2,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	MV	3,4	3,6	3,8	4,1	1,1	1,1	1,6	1,8	2,1	2,4	2,8	3,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	BB	7,7	8,3	8,9	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	4,1	4,4	4,7	0,4	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Berlin	BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	SN	1,2	1,2	1,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,1	2,3	2,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	ST	5,2	5,3	5,5	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,6	2,8	3,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deutschland		54,7	57,7	61,1	63,9	7,7	7,7	8,2	8,7	48,2	52,1	55,3	58,3	7,6	7,9	7,8	7,7	4,0	4,0	4,0	4,0	0,5	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 Netzausbaugesamt

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

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

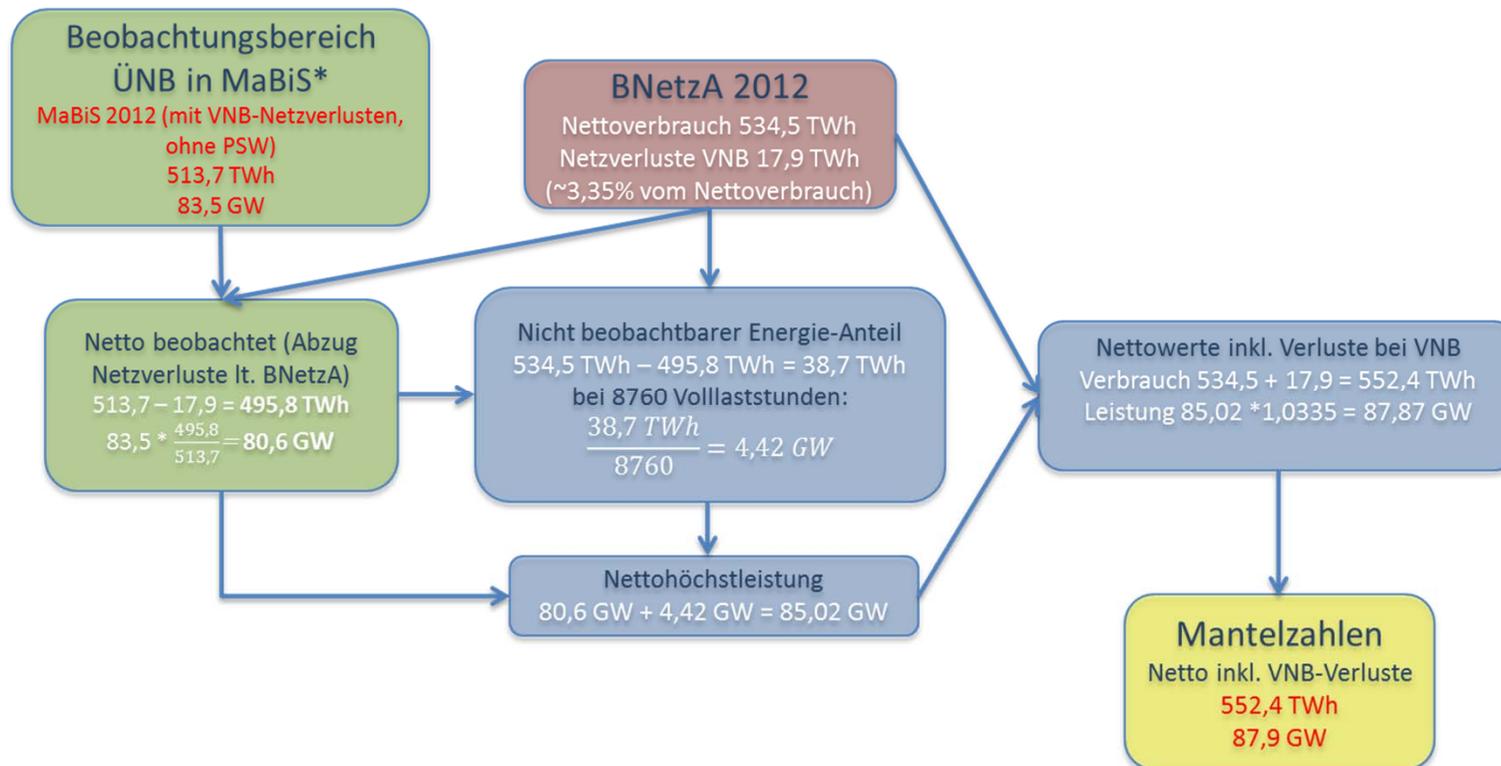
6. Netzanalysen

7. Fazit

Verbrauch/Höchstlasten DE

Marktsimulation – Mantelzahlen und Netzverluste im HöS-Netz

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



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

Verbrauch/Höchstlasten DE

Marktsimulation – Mantelzahlen und Netzverluste im HöS-Netz

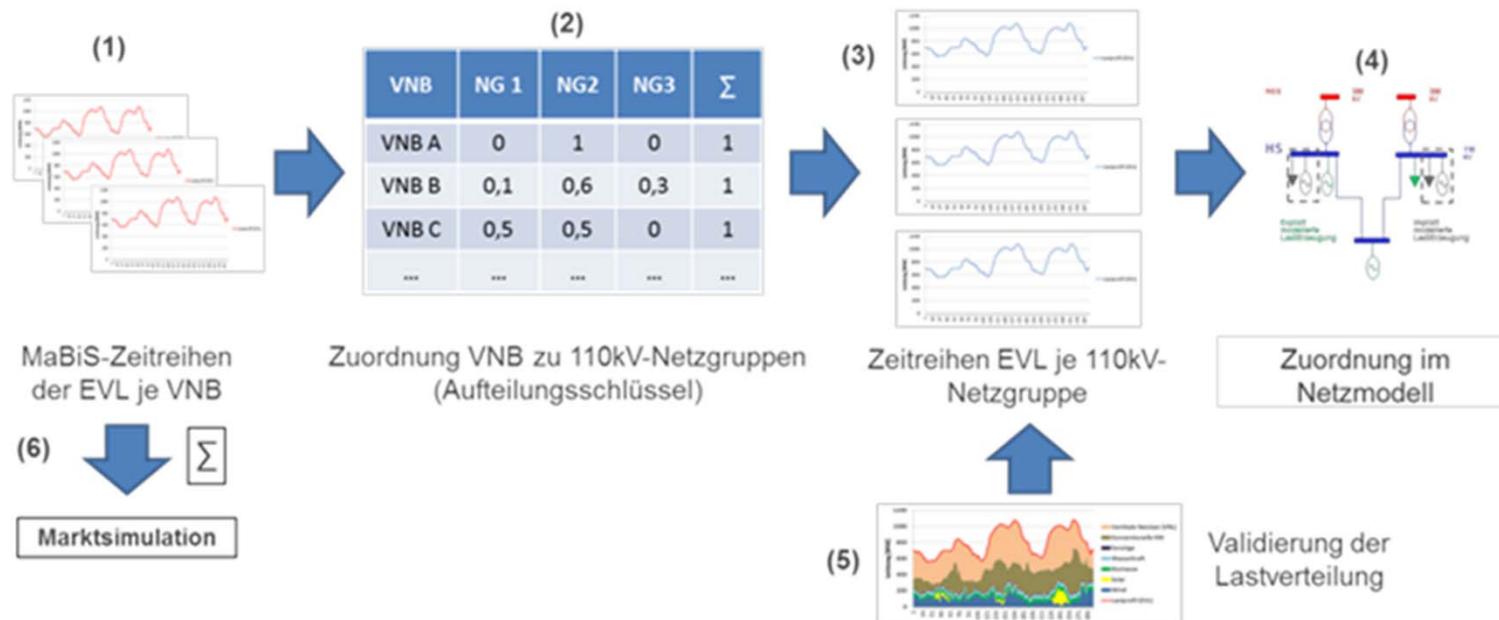
- **Mantelzahlen DE (alle Zeithorizonte)**
 - MaBiS*-Lastzeitreihen der VNB dienen als Basis für die Stromverbrauchsbestimmung
 - MaBiS*-Lastzeitreihen enthalten keinen eigenerzeugten Stromverbrauch der Industrie, keinen Stromverbrauch der Bahn → Delta ist „unbeobachtbare“ Last

*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)

Verbrauch/Höchstlasten DE

Marktsimulation – Lastregionalisierung

- Die Abbildung der Last erfolgt für alle Zeithorizonte einheitlich.
- Es wird für alle Zeithorizonte die Endverbraucherlast (EVL) angesetzt, die für die Zielhorizonte als konstant angenommen wird.
- Bei der Ermittlung der Endverbraucherlastzeitreihen wird in der BA 2019 analog zur BA 2018 auf Zählwerte aus MaBiS* zurückgegriffen, die den ÜNB im Rahmen von Abrechnungsprozessen und in Form von Zeitreihen vorliegen und eine hohe regionale Auflösung ermöglicht
- Methodik zur Lastregionalisierung:



*Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

NTC

Marktsimulation – Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

- Für die Zeithorizonte t+1 und t+4 der BA 2019 werden NTCs¹ unter der Berücksichtigung der minRAM-Vorgabe (20% bzw. 47,5%) für folgende Marktgebietsgrenzen bestimmt:
 - Initiale NTC-Marktsimulation: Alle Marktgebietsgrenzen innerhalb der EU² (bspw. DE-FR)
 - FBMC-Marktsimulation: Alle Marktgebietsgrenzen innerhalb der EU², bei denen mindestens ein Marktgebiet nicht zur FB-Region³ gehört (bspw. FR-IT)

1. Nahes Ausland (DE, AT, BE, CZ, DKW, FR, HU, IT, NL, PL, SI, SK)

Abschätzung basierend auf der thermischen Grenzkuppelkapazität mit Anwendung der „**Max-Regel**“:

NTC = MAX (thermische Grenzkuppelkapazität x N-1-Faktor⁴ x minRAM-Vorgabe,
(thermische Grenzkuppelkapazität - Kapazität der größten Leitung) x minRAM-Vorgabe,
Standard-NTC⁵ ohne minRAM-Anpassung)

2. Fernes Ausland (BG, ES, GR, HR, PT, RO)

Standard-NTC⁵ ohne minRAM-Anpassung

3. Weit entferntes Ausland (DKE, EE, FI, IE, LT, LV, SE)

Standard-NTC⁵ ohne minRAM-Anpassung

- 1) NTC gelten in beide Handelsrichtungen
- 2) EU = ohne GB; keine Annahme von minRAM für CH!
- 3) FB-Region = im Zeithorizont t+4 der BA 2019 wird die Core-Region (ohne HR, RO) mittels FBMC abgebildet werden
- 4) N-1-Faktor = Abschätzung zu 0,7
- 5) Standard-NTC = der im Rahmen der Ermittlung der Eingangsdaten für die BA2019 von den ÜNB erhobene Wert (vgl. Folgefolie)

NTC

Marktsimulation – Berechnungsvorschrift für HGÜ¹

- Nach Vorgabe der BNetzA erfolgt bei allen DC Interkonnektoren in der BA19 keine hundertprozentige Freigabe der Leistung für den Handel
- Die minRAM-Zielzahl des CEP für den 31.12.2025 beträgt 75%^{*2}
- Die HGÜ-Handelskapazitäten¹ werden nach folgender Berechnungsvorschrift sowohl für Import als auch Export eingeschränkt:
 - max. historische Auslastung < 75%: lineare Interpolation zur Ermittlung der Werte für die relevanten BA19-Zeithorizonte
 - max. historische Auslastung > 75%: keine negative Interpolation; konstant 75% für alle Zeithorizonte
- BNetzA und ÜNB einigten sich, dass 75% der Leistung aller HGÜ für den Handel zur Verfügung gestellt werden, da historisch, wie analysiert, häufig die volle verfügbare Kapazität ausgenutzt wurde².
- Die Umsetzung erfolgt sowohl für Jahreslauf als auch Grenzsituation.

¹gem. des Protokolls vom 14.11.18

²CEP Stand 14.11.18

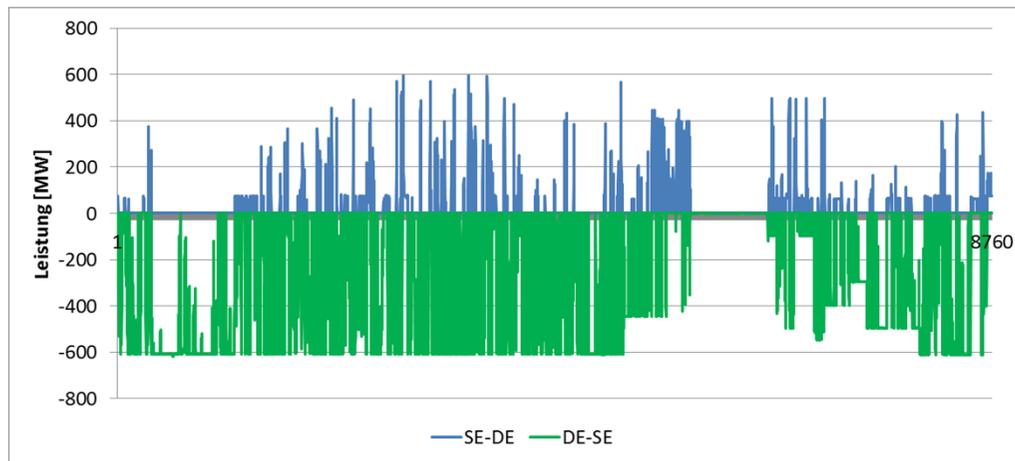
1) Dies gilt auch für Norwegen als Nicht-EU-Mitgliedsstaat

2) siehe Folgefolie. Analyse am Beispiel von Baltic Cable und Kontek

NTC

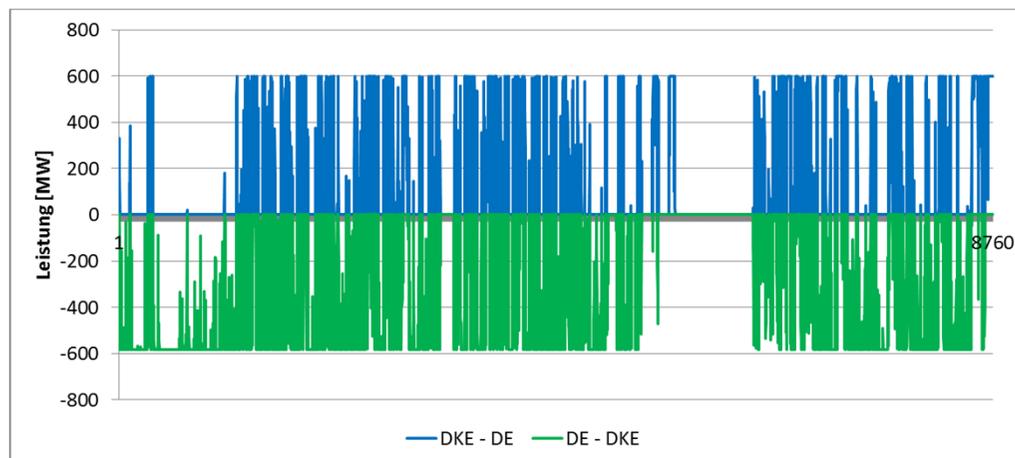
Marktsimulation – Berechnungsvorschrift für HGÜ*

Auslastung DE-SE (Baltic cable) 01.01. – 31.12.2017*



Häufig Ausnutzung der vollen verfügbaren Kapazität

Auslastung DE-DKE (Kontek cable) 01.01. – 31.12.2017*



Häufig Ausnutzung der vollen verfügbaren Kapazität

* (Quelle: Nordpool, enthält vereinzelte Datenlücken)

NTC

Marktsimulation – Bestimmung von „NTCs“

- Der „Standard-NTC“ (ohne Min-RAM) ergibt sich für die BA aus unterschiedlichen Quellen
 - Die NTCs aus dem **ENTSO-E Mid Term Adequacy Forecast (MAF)** mit den Zieljahren 2020 und 2025 bilden die Hauptquelle
 - Interpolation der Zwischenjahre auf Basis der Projektdaten (IBN, „transfer capacity increase“) des aktuellen TYNDP 2018
 - An den deutschen Grenzen werden daneben auch **Meldungen der ausländischen TSO** und dem **Systembetrieb** berücksichtigt
 - Die Systemführung liefert Informationen zur Abhängigkeit der NTCs DE-FR, DE-CH DE-NL und DE-DKW von der stündlichen Windeinspeisung (siehe Folien „C-Funktion“). Auch der grundlegende NTC t+1 wird für diese Grenzen von den Erfahrungen des Systembetriebs gespiegelt.
 - Für die Analyse der Grenzsituation werden **unter Berücksichtigung der Minimum-Regel** an den Ländergrenzen für t+1 und t+4 die von den benachbarten TSOs für den Starkwind/Starklast-Fall gemeldeten NTC-Werte genutzt. Für die bekannten Ländergrenzen wird analog zum Jahreslauf die C-Funktion angewendet.

NTC

Marktsimulation – Einführung Engpass DE-AT

- **Engpassbewirtschaftung seit 01.10.2018 eingeführt**
- In den betrachteten Zeithorizonten der BA2019 werden folgende **Austauschkapazitäten DE-AT** angesetzt:
 - t+1: **4,9 GW**
 - t+4: **6,1 GW**
- Für alle Zeithorizonte gilt :
 - Regelzonenabgrenzung in Vorarlberg (Bürs) gem. Vertrag vom 17.11.2011 bleibt erhalten (VIW werden im deutschen Marktgebiet modelliert)
 - Die Istwert-Aufschaltungen „Kühtai“ und „Silz“ werden als aufgehoben angenommen und entsprechend zu 100% im DE-Marktgebiet modelliert (in BA2018 50%).
 - Austausch von Regelenergie innerhalb vorhandener, vom Markt nicht genutzter Reservekapazitäten

NTC

Marktsimulation – Einführung Engpass DE-AT

- Übersicht der in der BA2019 im DE-Marktgebiet modellierten AT-Kraftwerke

Bezeichner und IDs			Stammdaten		BA2019 t+1 (2019/2020)		BA2019 t+4 (2022/2023)	
BNetzA-ID	ÜNB_ID	ÜNB	Betreiber	Kraftwerksname	Status	Nettonennleistung [MW]	Status	Nettonennleistung [MW]
BNA0778	ATPKop21	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk II	In Betrieb	175	In Betrieb	175
BNA0778	ATPKop22	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk II	In Betrieb	175	In Betrieb	175
BNA0778	ATPKop23	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk II	In Betrieb	175	In Betrieb	175
BNA0780	ATSVer01	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vermuntwerk	In Betrieb	30	In Betrieb	30
BNA0780	ATSVer02	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vermuntwerk	In Betrieb	30	In Betrieb	30
BNA0780	ATSVer03	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vermuntwerk	In Betrieb	30	In Betrieb	30
BNA0780	ATSVer04	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vermuntwerk	In Betrieb	30	In Betrieb	30
BNA0780	ATSVer05	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vermuntwerk	In Betrieb	38	In Betrieb	38
BNA0954	ATPLun01	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Lünerseewerk	In Betrieb	47,6	In Betrieb	47,6
BNA0954	ATPLun02	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Lünerseewerk	In Betrieb	47,6	In Betrieb	47,6
BNA0954	ATPLun03	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Lünerseewerk	In Betrieb	47,6	In Betrieb	47,6
BNA0954	ATPLun04	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Lünerseewerk	In Betrieb	47,6	In Betrieb	47,6
BNA0954	ATPLun05	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Lünerseewerk	In Betrieb	47,6	In Betrieb	47,6
BNA0974	ATSRod11	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Rodundwerk I	In Betrieb	49,5	In Betrieb	49,5
BNA0974	ATSRod12	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Rodundwerk I	In Betrieb	49,5	In Betrieb	49,5
BNA0974	ATSRod13	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Rodundwerk I	In Betrieb	49,5	In Betrieb	49,5
BNA0974	ATSRod14	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Rodundwerk I	In Betrieb	49,5	In Betrieb	49,5
BNA0777	ATSKop01	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk I	In Betrieb	85,6	In Betrieb	85,6
BNA0777	ATSKop02	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk I	In Betrieb	85,6	In Betrieb	85,6
BNA0777	ATSKop03	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Kopswerk I	In Betrieb	75,8	In Betrieb	75,8
BNA0779	ATSObv11	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Obervermuntwerk	In Betrieb	15	In Betrieb	15
BNA0779	ATSObv12	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Obervermuntwerk	In Betrieb	15	In Betrieb	15
BNAP067	ATPObv21	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vorarlberger Illwerke AG "Obervermuntwerk II"	In Bau	0	In Betrieb	180
BNAP067	ATPObv22	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vorarlberger Illwerke AG "Obervermuntwerk II"	In Bau	0	In Betrieb	180
BNA0906	ATPSil01	TenneT	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	KW Silz	In Betrieb	250	In Betrieb	250
BNA0906	ATPSil02	TenneT	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	KW Silz	In Betrieb	250	In Betrieb	250
BNA0975	ATPRod21	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Rodundwerk II	In Betrieb	295	In Betrieb	295
	ATSKop04	TransnetBW	Vorarlberger Illwerke AG	Kopswerk I Ausbau	In Planung	0	In Planung	0
BNA0567a	ATPKuh01	TenneT	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	KW Kühtai	In Betrieb	144,5	In Betrieb	144,5
BNA0567b	ATPKuh02	TenneT	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	KW Kühtai	In Betrieb	144,5	In Betrieb	144,5
BNA1869	ATPReI01	TransnetBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Vorarlberger Illwerke AG "Rellswerk"	In Betrieb	12	In Betrieb	12
	ATPRif	TransnetBW	Vorarlberger Illwerke AG	Rifawerk	In Betrieb	7	In Betrieb	7
	ATSLat	TransnetBW	Vorarlberger Illwerke AG	Latschauwerk	In Betrieb	9	In Betrieb	9

NTC

Marktsimulation – Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+1

Grenze	NTC JL t+1	NTC GS t+1	minRAM (1): (Thermische Grenzkuppelkapazität t - Kapazität der größten Leitung) * 0,20	minRAM (2): Thermische Grenzkuppelkapazität t * 0,7 * 0,20	Initialer minRAM- NTC JL t+1	Initialer minRAM- NTC GS t+1	Bemerkung
AT-CH	1200	1000	-	-	1200	1200	NTC
AT-CZ	900	800	397	485	900	800	NTC
AT-DE	4900	4900	1957	1590	4900	4900	Festlegung ÜNB/BNetzA
AT-HU	800	300	340	422	800	422	NTC/minRAM
AT-IT	380	315	46	75	380	315	NTC
AT-SI	950	950	323	403	950	950	NTC
BE-DE	0	0	-	-	0	0	Rückmeldung TSO
CDE-DE	400	400	-	-	400	400	NTC
CH-AT	1200	1200	-	-	1200	1200	NTC
CH-DE	(4600)	4000	-	-	4000	4000	NTC Systembetrieb
CZ-AT	800	700	397	485	800	700	NTC
CZ-DE	2100	2100	877	835	2100	2100	NTC
DE-AT	4900	4900	1957	1590	4900	4900	Festlegung ÜNB/BNetzA
DE-BE	0	0	-	-	0	0	Rückmeldung TSO
DE-CDE	400	400	-	-	400	400	NTC
DE-CH	(2700)	(1900)	-	-	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 0,8 - 2,0 GW
DE-CZ	1500	1500	877	835	1500	1500	NTC
DE-DKE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DE-DKW	1500	1500	430	505	1500	1500	NTC
DE-FR	(2300)	(1800)	779	796	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 1,2 - 3,0 GW
DE-GB	0	0	-	-	0	0	IBN laut Projektträger 2023
DE-LU	unlimited	unlimited	-	-	unlimited	unlimited	einheitliches Marktgebiet
DE-NL	(4250)	(2968)	2372	1992	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 2,0 - 3,0 GW
DE-NO	0	0	-	-	0	0	Rückmeldung TSO
DE-PL	500	300	724	737	724	737	minRAM
DE-SE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DKE-DE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DKW-DE	(1780)	(1640)	430	505	zeitvariabel	zeitvariabel	zeitvariabel, 1,3 - 1,5 GW
FR-DE	1800	1800	779	796	1800	1800	NTC
GB-DE	0	0	-	-	0	0	IBN laut Projektträger 2023
HU-AT	800	600	340	422	800	600	NTC
IT-AT	190	100	46	75	190	100	NTC
LU-DE	unlimited	unlimited	-	-	unlimited	unlimited	einheitliches Marktgebiet
NL-DE	4250	2968	2372	1992	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 2,0 - 3,0 GW
NO-DE	0	0	-	-	0	0	Rückmeldung TSO
PL-DE	3000	400	724	737	3000	737	NTC/minRAM
SE-DE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
SI-AT	950	950	323	403	950	950	NTC

* siehe C-Funktionsparameter auf Folie 30

NTC

Marktsimulation – Vergleich NTC und minRAM in Jahreslauf und Grenzsituation t+4

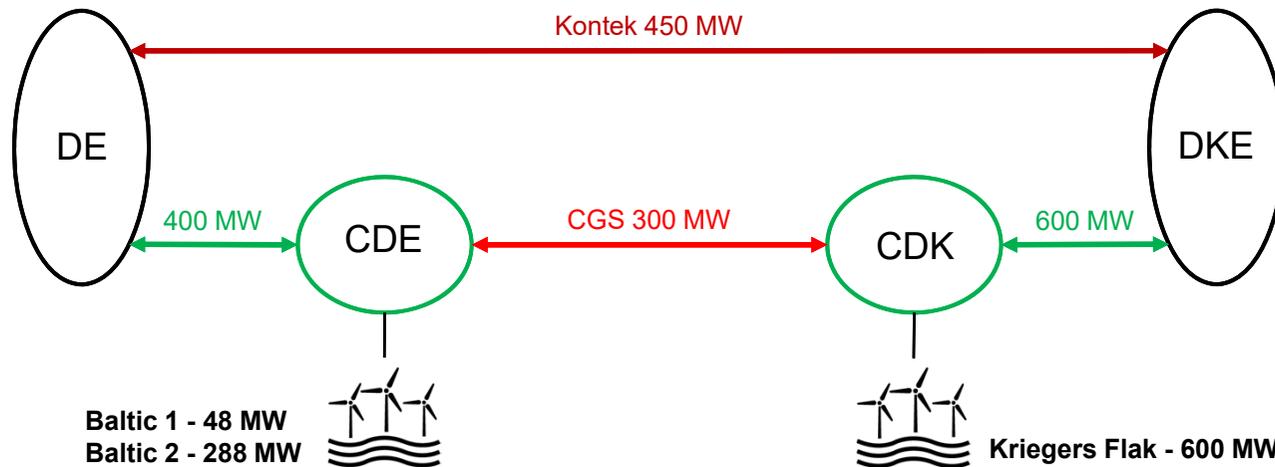
Grenze	NTC JL t+4	NTC GS t+4	minRAM (1): (Thermische Grenzkuppelkapazität t - Kapazität der größten Leitung) * 0,475	minRAM (2): Thermische Grenzkuppelkapazität t * 0,7 * 0,475	Initialer minRAM- NTC JL t+4	Initialer minRAM- NTC GS t+4	Bemerkung
AT-CH	1200	1000	-	-	1200	1000	NTC
AT-CZ	900	800	941	1151	1151	1151	minRAM
AT-DE	6000	6000	6122	5073	6122	6122	minRAM
AT-HU	800	300	807	1002	1002	1002	minRAM
AT-IT	710	645	254	299	710	645	NTC
AT-SI	950	950	767	957	957	957	minRAM
BE-DE	1000	1000	-	-	750	750	0,75 HGÜ
CDE-DE	400	400	-	-	400	400	NTC
CH-AT	1200	1200	-	-	1200	1200	NTC
CH-DE	4600	4000	-	-	4600	4000	NTC
CZ-AT	800	700	941	1151	1151	1151	minRAM
CZ-DE	2100	2100	2084	1984	2100	2100	NTC
DE-AT	6000	6000	6122	5073	6122	6122	minRAM
DE-BE	1000	1000	-	-	750	750	0,75 HGÜ
DE-CDE	400	400	-	-	400	400	NTC
DE-CH	2700	1900	-	-	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 1,5 - 2,7 GW
DE-CZ	1500	1500	2084	1984	2084	2084	minRAM
DE-DKE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DE-DKW	3000	3000	2509	2544	3000	3000	NTC
DE-FR	2300	1800	1849	1890	zeitvariabel	zeitvariabel	C-Funktion, 1,9 - 2,3 GW
DE-GB	0	0	-	-	0	0	IBN laut Projektträger 2023
DE-LU	unlimited	unlimited	-	-	unlimited	unlimited	einheitliches Marktgebiet
DE-NL	4250	2968	5880	4903	5880	5880	minRAM, keine C-Funktion
DE-NO	1400	1400	-	-	1050	1050	0,75 HGÜ
DE-PL	1000	800	1719	1750	1750	1750	minRAM
DE-SE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DKE-DE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
DKW-DE	3000	2860	2509	2544	zeitvariabel	zeitvariabel	zeitvariabel, 1,8 - 3,0 GW
FR-DE	1800	1800	1849	1890	1890	1890	minRAM, keine C-Funktion
GB-DE	0	0	-	-	0	0	IBN laut Projektträger 2023
HU-AT	800	600	807	1002	1002	1002	minRAM
IT-AT	490	400	254	299	490	400	NTC
LU-DE	unlimited	unlimited	-	-	unlimited	unlimited	einheitliches Marktgebiet
NL-DE	4250	2968	5880	4903	5880	5880	minRAM, keine C-Funktion
NO-DE	1400	1400	-	-	1050	1050	0,75 HGÜ
PL-DE	3000	400	1719	1750	3000	1750	NTC, minRAM
SE-DE	600	600	-	-	450	450	0,75 HGÜ
SI-AT	950	950	767	957	957	957	minRAM

* gem. Vorschlag im Protokoll vom 14.11. und Bestätigung in der Email vom 16.11.18

NTC

Abbildung Combined Grid Solution (CGS)

- Das Prinzip der sogenannten **Combined Grid Solution (CGS)** ist, dass freie Kapazitäten auf dem Kabel zum **Offshore Windpark Kriegers Flak** für den Handel zwischen DKE und DE genutzt werden kann.
- Abbildung als separate Marktgebiete
- Die Handelskapazität ergibt sich in Abhängigkeit der Windeinspeisung.
- Wie auf Folie 25 skizziert, findet die **HGÜ-Berechnungsvorschrift** auch für Kontek und CGS Anwendung.



NTC

Ermittlung der Handelskapazitäten an der Grenze DE-DKW (Jahreslauf/GS)

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

Alle Werte in MW		2019/2020 (t+1)	2019/2020 (t+1)	2022/23 (t+4)	2022/23 (t+4)
On- und Offshore-Wind in TenneT-Regelzone von	On- und Offshore-Wind in TenneT-Regelzone bis	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)	NTC Export (DE-DKW)	NTC Import (DKW-DE)
0	5000	1500	1500	2500	2500
5000	6000	1500	1450	2500	2500
6000	7000	1500	1400	2500	2500
7000	8000	1500	1350	2500	2500
8000	9000	1500	1300	2500	1800
9000	10000	1500	1300	2500	1800
10000	99999	1500	1300	2500	1800

- Reduzierung des bisherigen NTC für t+4 aufgrund verspäteter Inbetriebnahme zweier AC-Leitungen (KLIS-DK).

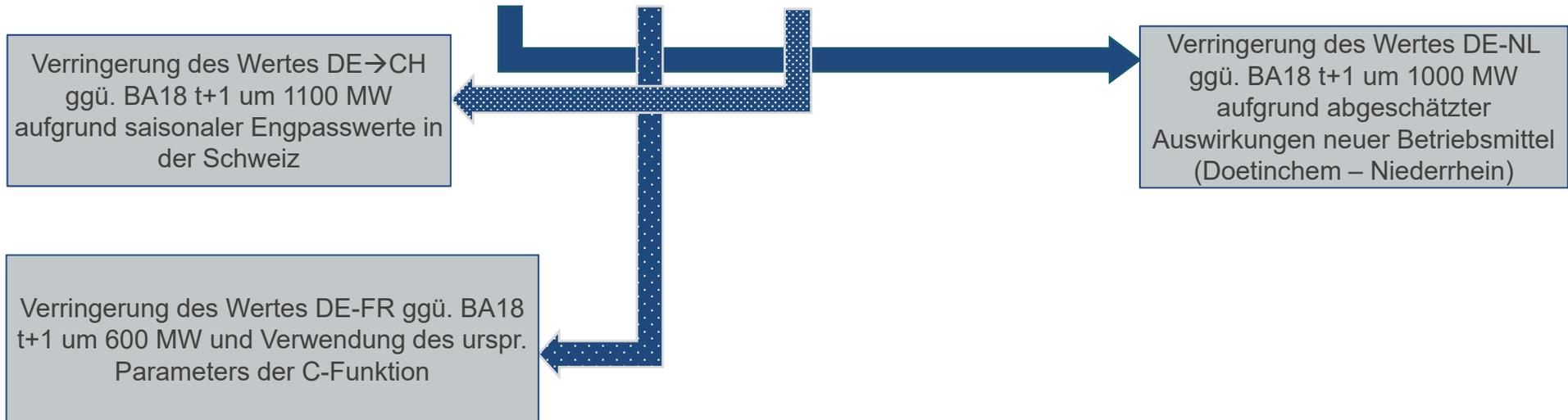
NTC – Berechnung mit C-Funktion

Marktsimulation – C-Funktion t+1

- An den Grenzen **DE-NL**, **DE-FR** und **DE-CH** wird für den Jahreslauf der Marktsimulation die **C-Funktion** verwendet. Die C-Funktion reduziert den Standard-NTC in Abhängigkeit der Windeinspeisung in Deutschland. Diese ist wie folgt parametrisiert:

Parametrierung C-Funktion BA2019 t+1 (2019/20)

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	2.949	3.000	2.000	2.949	1.800	4.000
7.001	11.000	2.949	2.500	1.800	2.687	1.800	4.000
11.001	14.000	2.949	1.800	1.400	2.427	1.800	4.000
14.001	18.000	2.300	1.500	1.200	2.165	1.800	4.000
18.001	99.999	1.968	1.200	800	1.968	1.800	4.000



NTC – Berechnung mit C-Funktion und minRAM (1/2)

Marktsimulation – C-Funktion t+4

- An den Grenzen **DE-NL, DE-FR und DE-CH** wird für den Jahreslauf der Marktsimulation grundsätzlich die **C-Funktion** verwendet. Die C-Funktion reduziert den Standard-NTC in Abhängigkeit der Windeinspeisung in Deutschland.
- Zusätzlich wird eine **Einhaltung der Mindesthandelskapazitäten („minRAM“)** sichergestellt.
- Parametrierung:
 - Standard-NTC auf Basis der ÜNB-Meldungen MAF/TYNDP 2018 bilden Ausgangspunkt für C-Funktion
 - Übernahme „Windstufen“ (C-Funktion) aus Angaben Systembetrieb für t+1
 - Anwendung „Max-Regel“¹ unter Berücksichtigung der minRAM-Abschätzung

Parametrierung C-Funktion BA2019 t+4 (2022/23) auf Grundlage der minRAM Abschätzung 1

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	5.880	2.300	2.700	5.880	1.890	4.600
7.001	11.000	5.880	1.890	2.500	5.880	1.890	4.600
11.001	14.000	5.880	1.890	2.100	5.880	1.890	4.600
14.001	18.000	5.880	1.890	1.900	5.880	1.890	4.600
18.001	99.999	5.880	1.890	1.500	5.880	1.890	4.600

→ Effektive Windabhängigkeit in t+4 nur für Grenze DE-CH sowie in geringem Maße DE-FR

1) siehe Folie 24: Methodenvorschlag für die Abschätzung von minRAM-NTCs

NTC

Marktsimulation – C-Funktion t+4

Für den Zeitraum t+4 wurden die NTC mit C-Funktion nach dem MAX-Kriterium wie folgt ermittelt:

Parametrierung C-Funktion BA2019 t+4 (2022/23) vor minRAM

Standard-NTC für t+4, reduziert in Abhängigkeit der Windeinspeisung (aus Angaben AGSysS für t+1)

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	4.250	2.300	2.700	4.250	1.800	4.600
7.001	11.000	4.250	1.800	2.500	3.988	1.800	4.600
11.001	14.000	4.250	1.100	2.100	3.728	1.800	4.600
14.001	18.000	3.601	800	1.900	3.466	1.800	4.600
18.001	99.999	3.269	500	1.500	3.269	1.800	4.600

Parametrierung C-Funktion BA2019 t+4 (2022/23) minRAM 1

NTC-Werte gemäß „minRAM“-Abschätzung

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	5.880	1.890	0	5.880	1.890	0
7.001	11.000	5.880	1.890	0	5.880	1.890	0
11.001	14.000	5.880	1.890	0	5.880	1.890	0
14.001	18.000	5.880	1.890	0	5.880	1.890	0
18.001	99.999	5.880	1.890	0	5.880	1.890	0

Parametrierung C-Funktion BA2019 t+4 (2022/23) auf Grundlage der minRAM Abschätzung 1

Kombination nach „Max-Regel“

Windprognose DE		Export DE [MW]			Import DE [MW]		
von	bis	NL	FR	CH	NL	FR	CH
0	7.000	5.880	2.300	2.700	5.880	1.890	4.600
7.001	11.000	5.880	1.890	2.500	5.880	1.890	4.600
11.001	14.000	5.880	1.890	2.100	5.880	1.890	4.600
14.001	18.000	5.880	1.890	1.900	5.880	1.890	4.600
18.001	99.999	5.880	1.890	1.500	5.880	1.890	4.600

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

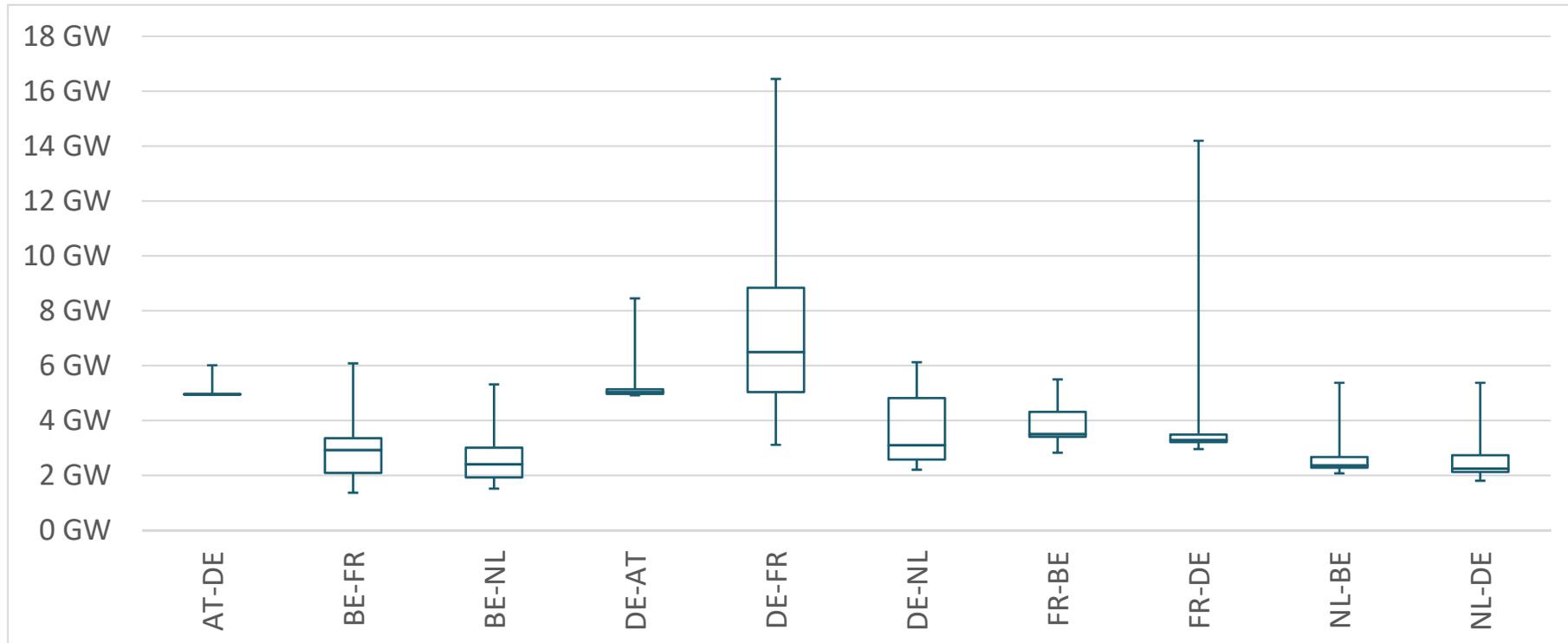
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Flow-Based Handelskapazitäten im Jahreslauf t+1

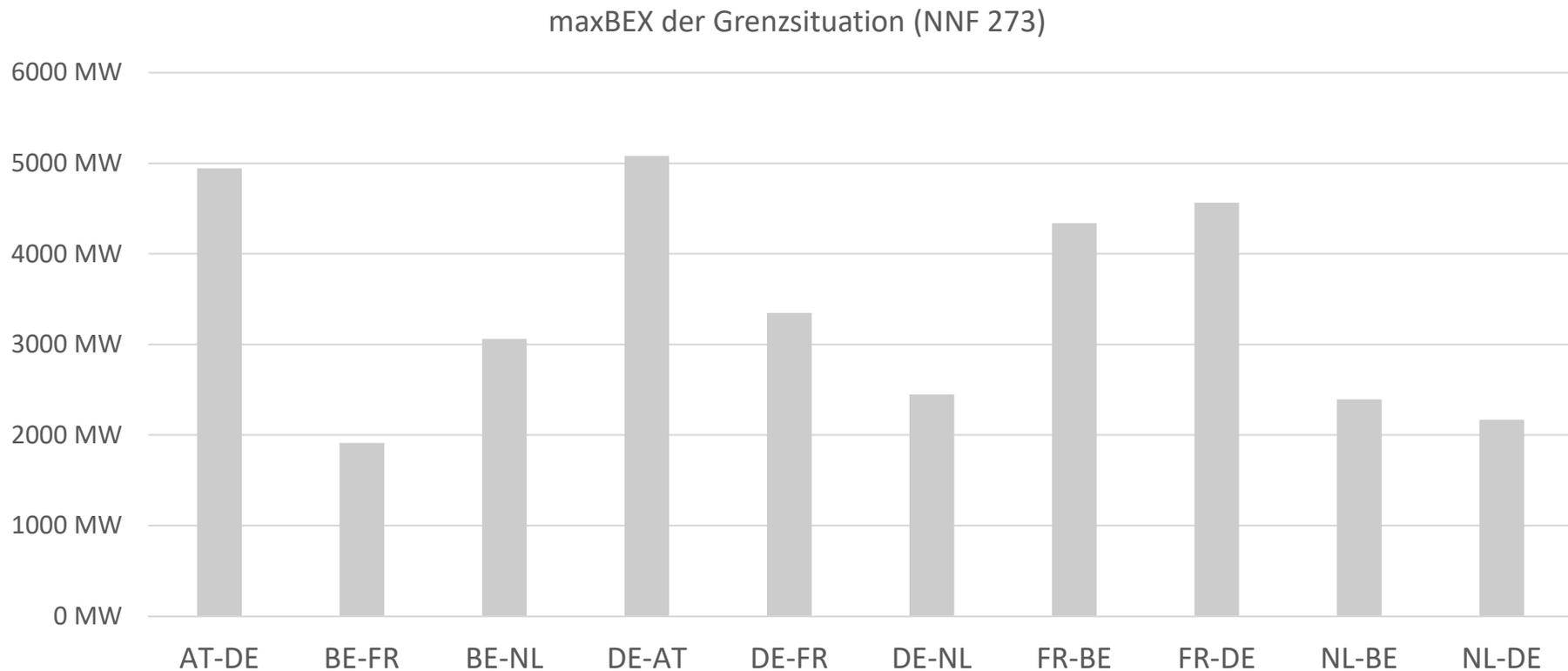
Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges



- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind (vgl. Abbildung LTA, Kapitel 2).
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass die 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils das Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Flow-Based Handelskapazitäten in der Grenzsituation t+1

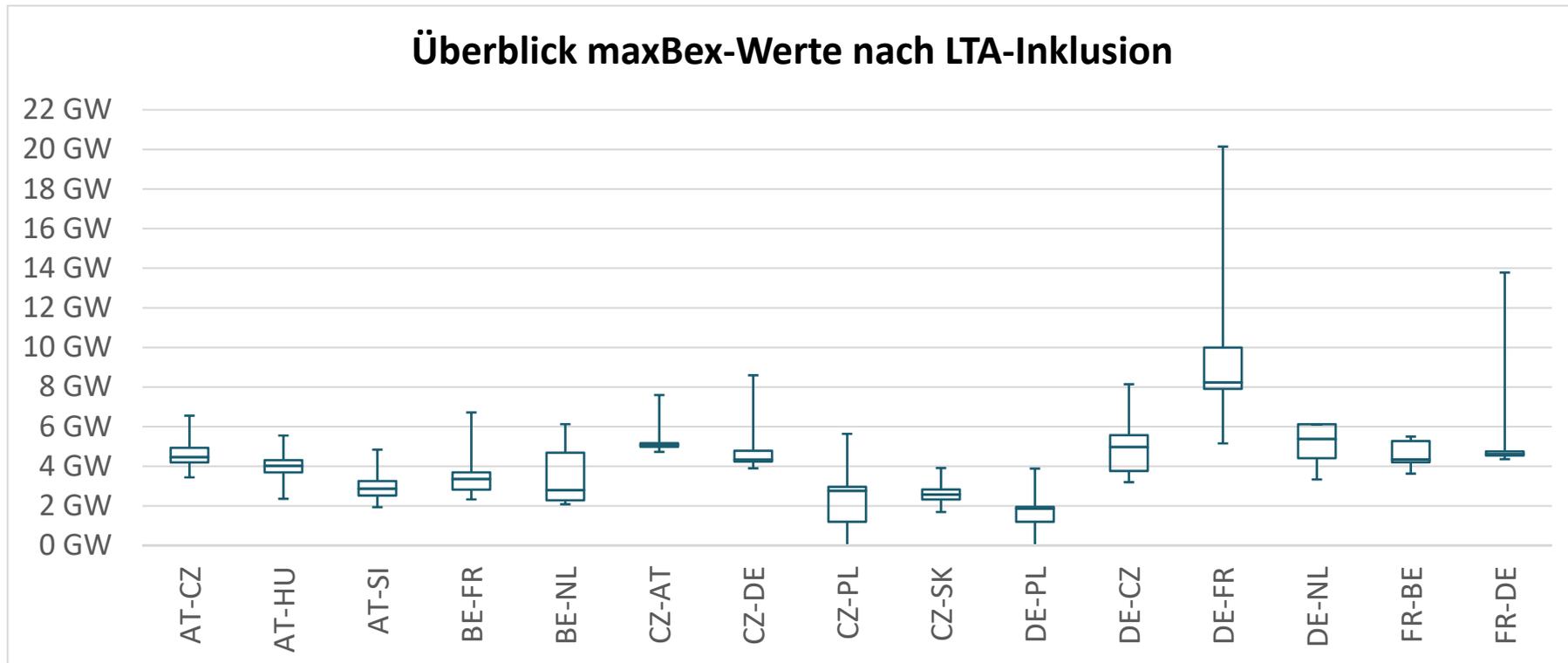
Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges



Im Balkendiagramm dargestellt sind die maximalen bilateralen Handelsaustausche (maxBEX) in der Grenzsituation (NNF 273).

Flow-Based Handelskapazitäten im Jahreslauf t+4 (1/2)

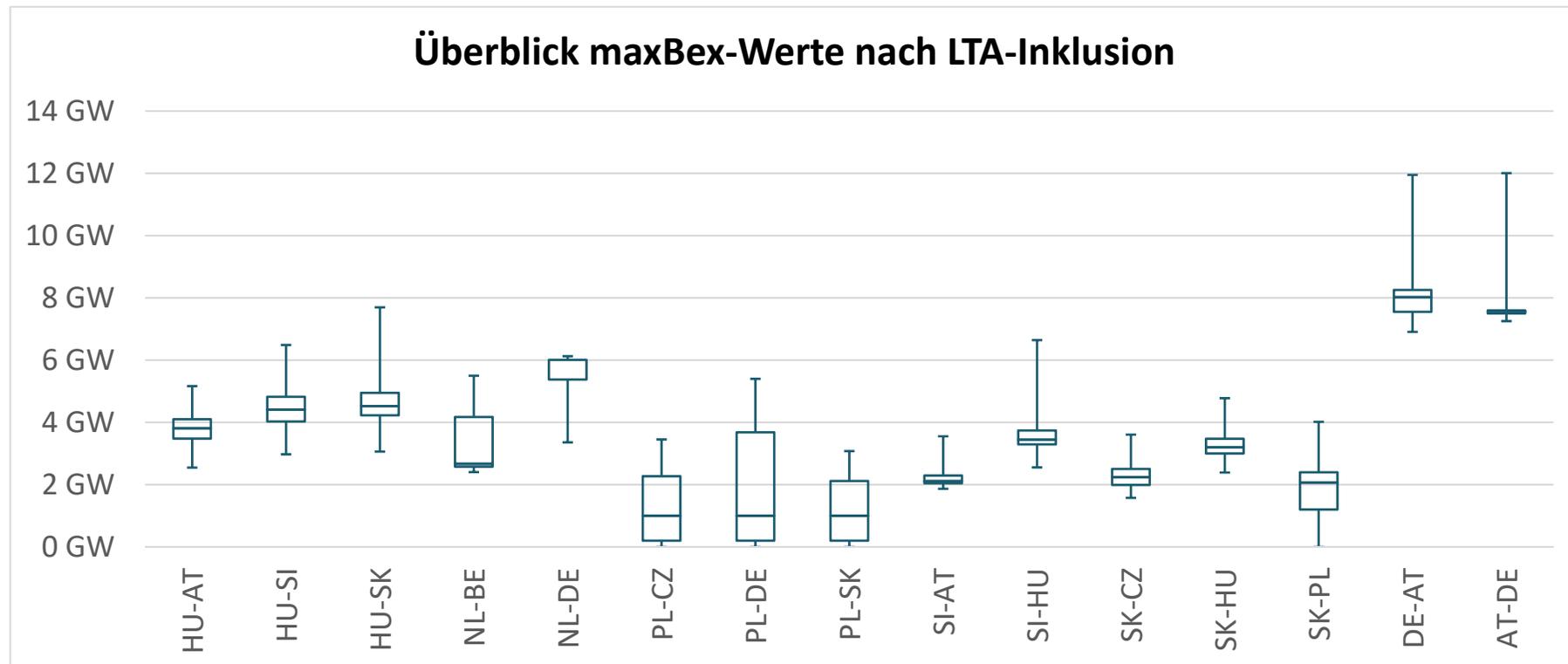
Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges



- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind (vgl. Abbildung LTA, Kapitel 2).
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass die 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils das Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Flow-Based Handelskapazitäten im Jahreslauf t+4 (2/2)

Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges

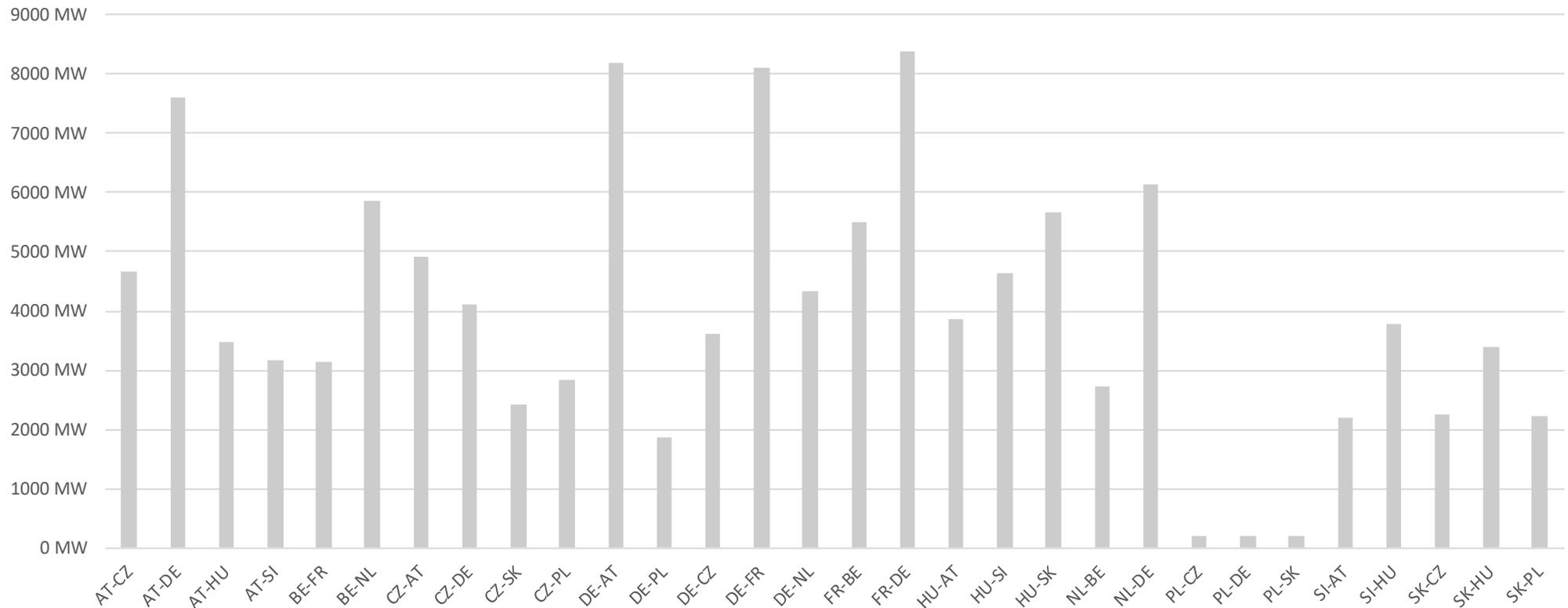


- Die maximalen bilateralen Austausche (maxBEX) beschreiben den maximal möglichen Austausch zwischen zwei Marktgebieten unter der Annahme, dass die innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) erfolgenden Austausche aller anderen Marktgebiete Null sind (vgl. Abbildung LTA, Kapitel 2).
- Im Boxplot begrenzt die untere Linie der Box das 25%-Quantil und die obere Linie das 75%-Quantil. Dies bedeutet, dass die 50% der häufigsten Werte durch die Box umfasst werden. Die Linie innerhalb der Box ist der Median, die Enden der Antennen (Whisker) bezeichnen jeweils das Minima bzw. Maxima der Datenmenge.

Flow-Based Handelskapazitäten in der Grenzsituation t+4

Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges

maxBEX der Grenzsituation (NNF 307)

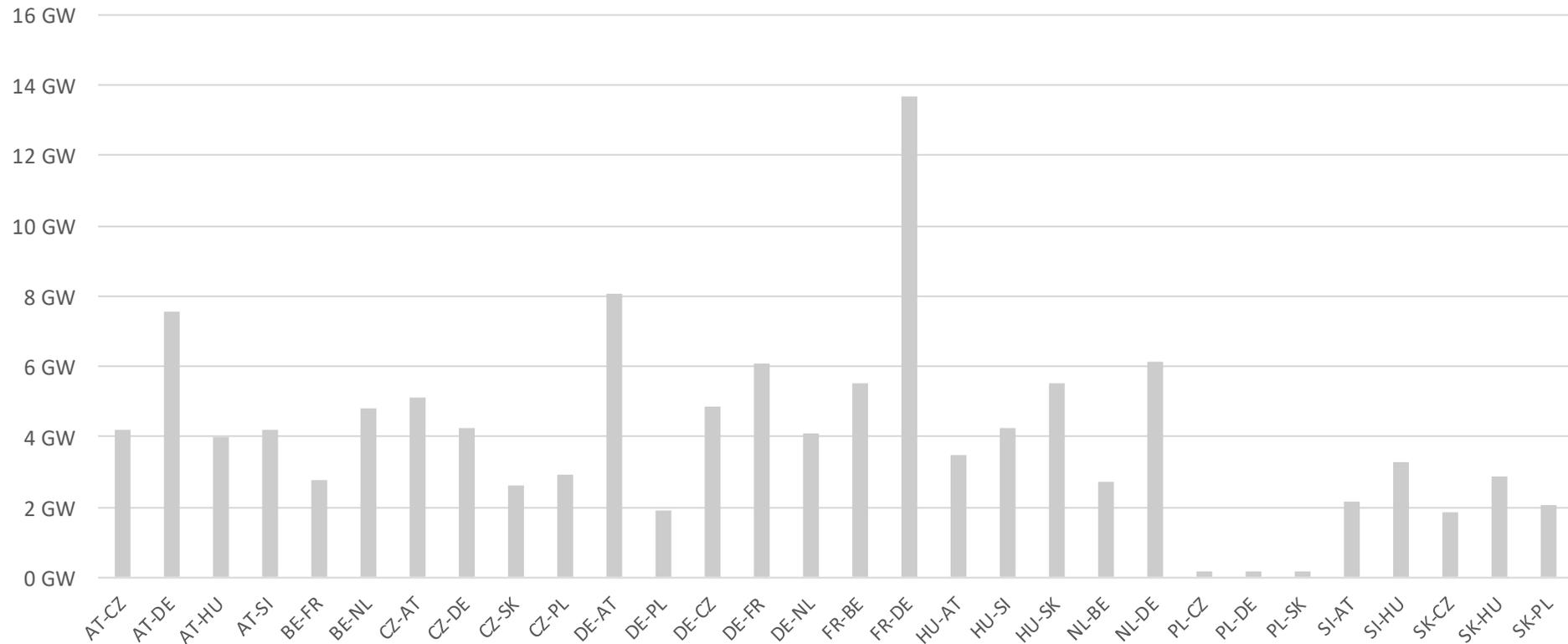


Im Balkendiagramm dargestellt sind die maximalen bilateralen Handelsaustausche (maxBEX) in der Grenzsituation (NNF 307).

Flow-Based Handelskapazitäten in der Grenzsituation t+4

Charakterisierung der Flow-Based Domains – Max Bilateral Exchanges

maxBEX des Jahreslaufs (NNF 950)



Im Balkendiagramm dargestellt sind die maximalen bilateralen Handelsaustausche (maxBEX) im Jahreslauf (NNF 950).

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Europa

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

▪ Abfrage bei (benachbarten) ausländischen TSO:

- Im Rahmen der Systemanalysen 2019 wurden die (benachbarten) ausl. TSO für den **Zeithorizont t+1** zu folgenden Daten abgefragt:

- KW-Park, NTC, Last zu Referenzzeitpunkten

→ Die Rückmeldungen werden entsprechend in den Eingangsdaten berücksichtigt.

▪ Mantelzahlen:

- Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger im Ausland (inkl. AT) orientiert sich an den von den ausländischen TSO gemeldeten Werten für den **Midterm Adequacy Forecast (MAF 2018): 2020, 2025 (base cases)**
- 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. 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** (Jahreslauf) für das Ausland werden erstmals ohne weitere Anpassung der Datenbasis von ENTSO-E übernommen. Es werden die Lastzeitreihen des Wetterjahres 2012 verwendet, die von ENTSO-E mit einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete und das Szenariojahr 2020 hergeleitet wurden und im MAF 2018 Anwendung fanden. Diese Zeitreihen sind auch Grundlage für die Anpassungen der Lastzeitreihen für die Grenzsituation SWSL.

Europa

Marktsimulation – Installierte Leistungen t+1 (2019/20)

2019/2020 (t+1)	AT	BE	CH	CZ	DKW	DKE	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	5,9	2,9	4,0	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	7,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	7,4	0,8	0,2
Steinkohle	0,6	0,6	0,0	1,3	1,6	0,9	2,9	0,2	6,4	0,0	4,6	15,1	0,1	0,2
Erdgas	4,9	4,3	0,0	1,9	0,4	0,0	11,7	2,3	30,6	0,0	9,8	2,0	0,5	0,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,7	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige (inkl. Abfall)	1,0	1,2	0,5	0,5	0,2	0,0	0,7	0,6	8,9	0,1	4,6	7,8	0,1	0,9
Summe konv. Kapazitäten	6,6	12,1	3,4	14,9	2,4	1,6	80,1	6,2	46,5	0,1	19,5	32,2	2,2	4,9
Pumpspeicher	3,4	1,3	3,1	0,8	0,0	0,0	3,5	0,0	6,2	0,0	0,0	1,4	0,2	0,9
Speicherwasser	3,3	0,0	7,8	0,5	0,0	0,0	8,2	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	4,5	0,1	4,0	0,4	0,0	0,0	13,8	0,1	5,4	0,0	0,0	1,0	1,2	0,8
Schwellwasser	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Summe Wasserkraft	12,6	1,4	14,9	1,7	0,0	0,0	25,5	0,1	21,8	0,0	0,0	2,4	1,4	2,6
Wind Onshore	3,9	2,7	0,1	0,3	3,5	0,7	16,2	0,3	11,2	0,3	4,6	6,0	0,0	0,1
Wind Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0
PV	2,0	5,0	2,6	2,1	0,7	0,3	10,2	1,8	21,1	0,2	3,8	1,0	0,3	0,6
Sonstige EE/Biomasse	0,6	0,6	0,4	1,0	0,5	0,3	2,3	0,3	5,3	0,0	0,5	1,0	0,1	0,4
Summe Kapazitäten EE	6,5	10,5	3,1	3,4	6,4	1,7	28,7	2,5	37,5	0,5	10,6	8,0	0,4	1,0
Gesamt	25,7	24,0	21,4	20,0	8,8	3,3	134,3	8,7	105,9	0,6	30,1	42,7	3,9	8,5

Europa

Marktsimulation – Installierte Leistungen t+4 (2022/23)

2022/2023 (t+4)	AT	BE	CH	CZ	DKW	DKE	FR	HU	IT	LU	NL	PL	SI	SK
Kernenergie	0,0	3,6	2,6	4,0	0,0	0,0	61,2	1,9	0,0	0,0	0,5	0,0	0,7	2,8
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	7,2	0,7	0,2
Steinkohle	0,4	0,6	0,0	1,0	1,4	0,9	1,8	0,2	6,2	0,0	4,6	14,8	0,1	0,2
Erdgas	4,9	5,1	0,0	1,8	0,4	0,0	11,9	2,2	29,9	0,0	9,4	2,0	0,5	0,6
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,6	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oelschiefer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige (inkl. Abfall)	1,0	1,2	0,7	0,4	0,2	0,1	0,7	0,5	8,7	0,1	4,4	7,5	0,1	0,9
Summe konv. Kapazitäten	6,4	10,5	3,3	13,8	2,2	1,6	77,1	6,0	45,2	0,1	19,0	31,5	2,1	4,6
Pumpspeicher	4,4	1,3	3,4	0,8	0,0	0,0	3,5	0,0	6,2	0,0	0,0	1,4	0,3	0,9
Speicherwasser	3,2	0,0	7,8	0,5	0,0	0,0	8,2	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasser	4,6	0,1	4,0	0,4	0,0	0,0	13,8	0,1	5,4	0,0	0,0	1,0	1,2	0,8
Schwellwasser	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Summe Wasserkraft	13,6	1,4	15,2	1,7	0,0	0,0	25,5	0,1	21,9	0,0	0,0	2,4	1,6	2,6
Wind Onshore	4,1	3,0	0,1	0,4	3,6	0,8	19,2	0,3	12,0	0,3	5,2	6,4	0,0	0,1
Wind Offshore	0,0	2,3	0,0	0,0	1,6	0,5	1,4	0,0	0,2	0,0	3,1	0,2	0,0	0,0
PV	2,5	5,4	3,2	2,5	0,7	0,3	13,4	1,9	21,9	0,2	5,3	1,4	0,3	0,6
Sonstige EE/Biomasse	0,6	0,6	0,6	1,0	0,5	0,3	2,5	0,4	5,3	0,0	0,5	1,1	0,1	0,4
Summe Kapazitäten EE	7,2	11,2	4,0	3,9	6,5	1,8	36,5	2,6	39,4	0,6	14,0	9,1	0,4	1,0
Gesamt	27,1	23,2	22,5	19,3	8,8	3,4	139,1	8,6	106,6	0,7	33,1	43,1	4,0	8,2

Europa

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

- In den Zeithorizonten der Systemanalysen 2019 ist derzeit **keine** Kraftwerkskapazität im Ausland kontrahiert.

Europa

Marktsimulation – Höchstlasten t+1 (2019/20) und t+4 (2022/23)

- **Höchstlasten für GS „Starkwind/Starklast“ im Ausland:**

- Verwendung aktueller Rückmeldungen der ausländischen TSO (alternativ: letztjährige Rückmeldungen). Liegen keine Rückmeldungen vor, werden die Werte für den Zeithorizont 2020 aus dem aktuellen europäischen **Midterm Adequacy Forecast 2018 (MAF)** verwendet
- Keine zeithorizontabhängige Unterscheidung der Lasten SWSL

[GW]	t+1	t+4	Kommentar
AT	11,4	11,4	Rückmeldung T+1
BE	13,2	13,2	Rückmeldung T+1
CH	9,3	9,3	Rückmeldung T+1
CZ	11,0	11,0	Rückmeldung T+1
DKE	2,6	2,6	Rückmeldung T+1 BA18
DKW	3,7	3,7	Rückmeldung T+1 BA18
ES	41,8	41,8	Rückmeldung T+1
FI	15,3	15,3	2020 - MAF2018
FR	87,4	87,4	Rückmeldung T+1
GB	60,2	60,2	Rückmeldung T+1 BA18
HU	6,5	6,5	2020 - MAF2018
IE	5,2	5,2	2020 - MAF2018
IT	52,0	52,0	Rückmeldung T+1
LU	0,8	0,8	Rückmeldung T+1 BA18
NI	1,7	1,7	2020 - MAF2018
NL	18,1	18,1	Rückmeldung T+1
NO	23,8	23,8	2020 - MAF2018
PL	27,0	27,0	Rückmeldung T+1
PT	9,7	9,7	2020 - MAF2018
SE	22,6	22,6	Rückmeldung T+1
SI	2,3	2,3	Rückmeldung T+1
SK	4,2	4,2	Rückmeldung T+1

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

Europa

Marktsimulation – Lasten – Vergleich mit BA 2018

- **Vergleich der Starklasten für GS SWSL im Ausland:**

[GW]	BA19 - BA18	Kommentar
AT	0,1	
BE	1,4	Neue Rückmeldung
CH	0,0	
CZ	0,0	
DKE	0,0	
DKW	0,0	
ES	0,0	
FI	1,6	Aktualisierung MAF 2018
FR	3,8	Neue Rückmeldung
GB	0,0	
HU	-0,2	Neue Rückmeldung
IE	-0,2	Aktualisierung MAF 2018
IT	0,0	
LU	0,0	
NI	0,0	
NL	0,0	
NO	1,8	Aktualisierung MAF 2018
PL	3,0	Neue Rückmeldung
PT	1,2	Aktualisierung MAF 2018
SE	-3,3	Neue Rückmeldung
SI	0,2	Neue Rückmeldung
SK	0,4	Neue Rückmeldung

Hinweis: In der BA 2018 wurde ebenso keine zeithorizontabhängige Unterscheidung der Lasten SWSL vorgenommen.

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Allgemeines

Konventioneller Kraftwerkspark DE

KWK <10MW DE

Erneuerbare Energien (EE) in DE

Offshore Windparks DE

Verbrauch/Höchstlasten DE

NTC

FBMC

Europa

Kostenkomponenten

4. Identifikation der Grenzsituation

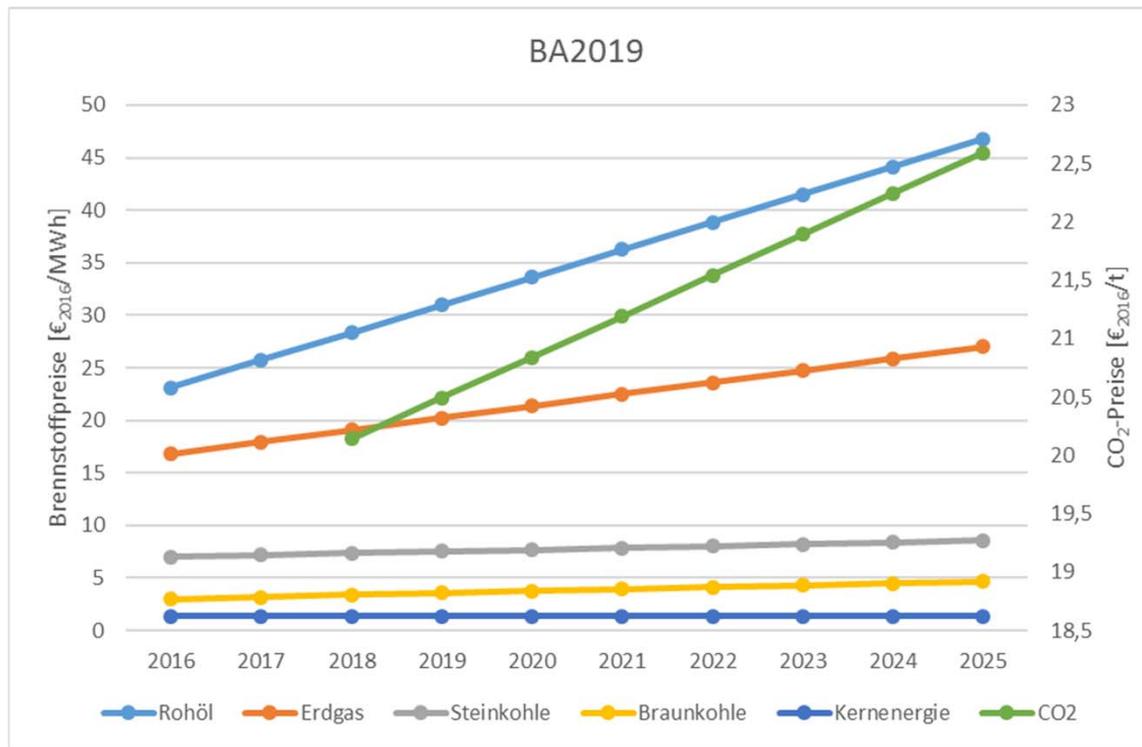
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Kostenkomponenten

Marktsimulation – Brennstoff- und CO₂-Preise t+1 (2019/20) und t+4 (2022/23)



- Ableitung der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkssteinkohle anhand der **Interpolation** zwischen den jeweiligen **historischen Preisen** im Jahr 2016 und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **World Energy Outlook 2017 (WEO2017)**.
- konstant angenommene Braunkohle- und Kernbrennstoff Preise.
- Ableitung der CO₂-Preise anhand der **Interpolation** zwischen dem **Spotmarktpreis** und den prognostizierten Preisen im Szenario „New Policies“ des **WEO2017**.

	Rohöl [€ ₂₀₁₆ /MWh]	Erdgas [€ ₂₀₁₆ /MWh]	Steinkohle [€ ₂₀₁₆ /MWh]	Braunkohle [€ ₂₀₁₆ /MWh]	Kernbrennstoff [€ ₂₀₁₆ /MWh]	CO ₂ -Preise [€ ₂₀₁₆ /t]
(t+1)	31,0	20,2	7,5	3,0	1,4	20,5
(t+4)	38,9	23,6	8,0	3,0	1,4	21,5

Eckpunkte der Systemanalysen 2019

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

Eingangsdaten Netzmodell

4. Identifikation der Grenzsituation

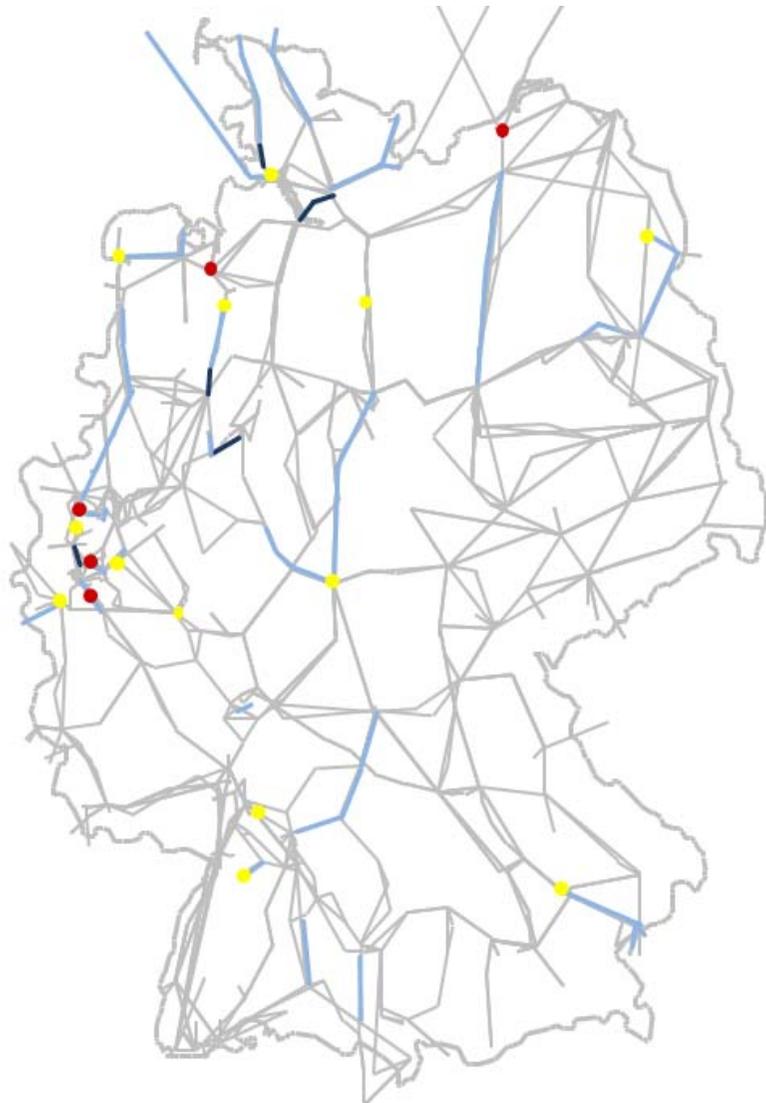
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Geographische Darstellung der Netzausbaumaßnahmen

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+4



Streckenmaßnahme

- t+1
- t+4

Punktmaßnahme

- t+1
- t+4

Netzausbaumaßnahmen BBPIG-Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+4 (I)

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreite nde Maßnahme	Maßnahmen- art	BBPIG/EnLAG-Monitoring			Für BA19 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2019)	t+4 (2022)
					BBP-Nr.	Q3/2016	Q4/2017			
DC2	Anlage Rheinau	DC201SA1		Anlage	2		2021		2020	X
P34	Perleberg - Stendal/West	M22a		Leitung	39	2020		2021	2021	X
P34	Parchim/Süd - Perleberg	M22b		Leitung	39	2021		2022	2022	X
P34	Güstrow - Parchim/Süd	M22c		Leitung	39	2021		2022	2022	X
P52	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	M93		Leitung	24	2020	2020	2020	2020	X
P52	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	M95		Leitung	25	2020	2020	2020	2020	X
P64	Konverter CGS	M107Konv1	X	Anlage	29	2018		2019	2019	X
P64	Combined Grid Solution (CGS)	M107offshore	X	Leitung	29			2019	2019	X
P65	Oberzier - Bundesgrenze (BE)	M98	X	Leitung	30	2020	2020	2020	2020	X
P65	Oberzier	M98Konv1	X	Anlage	30		2020		2020	X
P70	Birkenfeld - Mast 115A	M106		Leitung	35		2019	2020	2020	X
P151	Borken - Twistetal	M353		Leitung	45	2024		2022	2022	X
P118	Borken - Mecklar	M207		Leitung	43	2022		2022	2022	X
P48	Grafenrheinfeld - Kupferzell	M38a		Leitung	20	2022	2022	2022	2022	X
P48	Kupferzell - Großgartach	M39		Leitung	20	2022	2022	2022	2022	X
P67	Altheim - Bundesgrenze Österreich	M103		Leitung	32	2021		2022	2022	X
P67	Altheim - Adlkofen	M103a		Leitung	32	2021		2022	2022	X
P67	Adlkofen - Matzenhof (Abzweig Simbach)	M103b		Leitung	32	2021		2022	2022	X
P67	Altheim	M103TR2		Anlage	32	2021			2022	X
P72	Göhl - Lübeck	M351		Leitung	42	2022		2022	2022	X
P72	Lübeck - Siems	M49		Leitung	42	2022		2022	2022	X
P72	Kreis Segeberg - Lübeck	M50		Leitung	42	2021		2022	2022	X
P25	Husum/Nord - Niebüll/Ost	M44		Leitung	8	2019		2022	2022	X
P25	Niebüll/Ost - Bundesgrenze DK	M45	X	Leitung	8	2021		2021	2021	X
P69	Emden/Ost - Conneforde	M105		Leitung	34	2021		2021	2021	X
P69	Emden/Ost	M105TR2		Anlage	34	2021		2021	2021	X
P25	Heide/West - Husum/Nord	M43		Leitung	8	2018		2021	2021	X
P185	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	M420		Leitung	46	2022		2020	2020	X
P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	M101		Leitung	31	2020		2020	2020	X
P67	Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT	M102	X	Leitung	32	2021		2020	2020	X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	M108a	X	Leitung	33	2019		2020	2020	X
TTG-P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	M108b	X	Leitung	33	2019		2020	2020	X
TTG-P68	Konverter Wilster	M108Konv1	X	Anlage	33	2019		2020	2020	X
P25	Süderdonn (früher Bartt) - Heide/West	M42		Leitung	8	2018		2019	2019	X
P34	Stendal/West - Wolmirstedt	M22a		Leitung	39			2021	2020	X

Netzausbaumaßnahmen EnLAG-Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+4 (II)

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	BBPIG/EnLAG-Monitoring			Für BA19 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2019)	t+4 (2022)
					EnLAG-Nr.	Q3/2016	Q4/2017			
50HzT-003	Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	M50HzT-003a	X	Leitung	3	2020	2020	2022		X
50HzT-003	Bertikow	M50HzT-003TR2		Anlage	3			2022		X
50HzT-007	Neuenhagen - Henningsdorf - Wustermark	M50HzT-007a		Leitung	11	2021	2021	2021		X
AMP-001	Wehrendorf - St. Hülfe	M001a		Leitung	2	2019	2019	2019	X	X
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen	M009a		Leitung	5	2021	2021	2021		X
AMP-009	Niederrhein - Punkt Wettringen (Kabel)	M009aKabel		Leitung	5	2021	2021	2021		X
AMP-009	Punkt Wettringen - Punkt Meppen	M009b		Leitung	5	2021	2021	2021		X
AMP-010	Hesseln - Gütersloh	M010j		Leitung	16	2019	2021	2021		X
AMP-014	Punkt Fellerhöfe - Punkt St. Tönis	M014a		Leitung	14	2018	2018	2019	X	X
AMP-014	Osterath - Gohrpunkt	M014d		Leitung	15	2019	2019	2020		X
AMP-014	Gohrpunkt - Rommerskirchen	M014e		Leitung	15	2019	2019	2020		X
AMP-018	Rommerskirchen - Sechtem	M018a		Leitung	15	2018	2019	2020		X
AMP-018	Brauweiler - Sechtem	M018b		Leitung	15	nicht explizit enthalten		2020		X
AMP-022	Kruckel - Garenfeld	M022a		Leitung	19	2018	2019	2020		X
TTG-006	Wahle - Mecklar	M-TTG-006a		Leitung	6	2021		2021		X
TTG-007	Dörpen/West - Punkt Meppen	M-TTG-007a		Leitung	5	2021		2021		X
TTG-009	Ganderkesee - St. Hülfe	M-TTG-009a		Leitung	2	2021	2021	2021		X
TTG-009	Ganderkesee	MTTG-009SA1		Anlage	2	2021		2021		X
TTG-005	Audorf - Flensburg - Kassø	M-TTG-005c	X	Leitung	1	2020		2020		X
TTG-005	Hamburg/Nord - Dollern	M-TTG-005a		Leitung	1	2018		2019	X	X

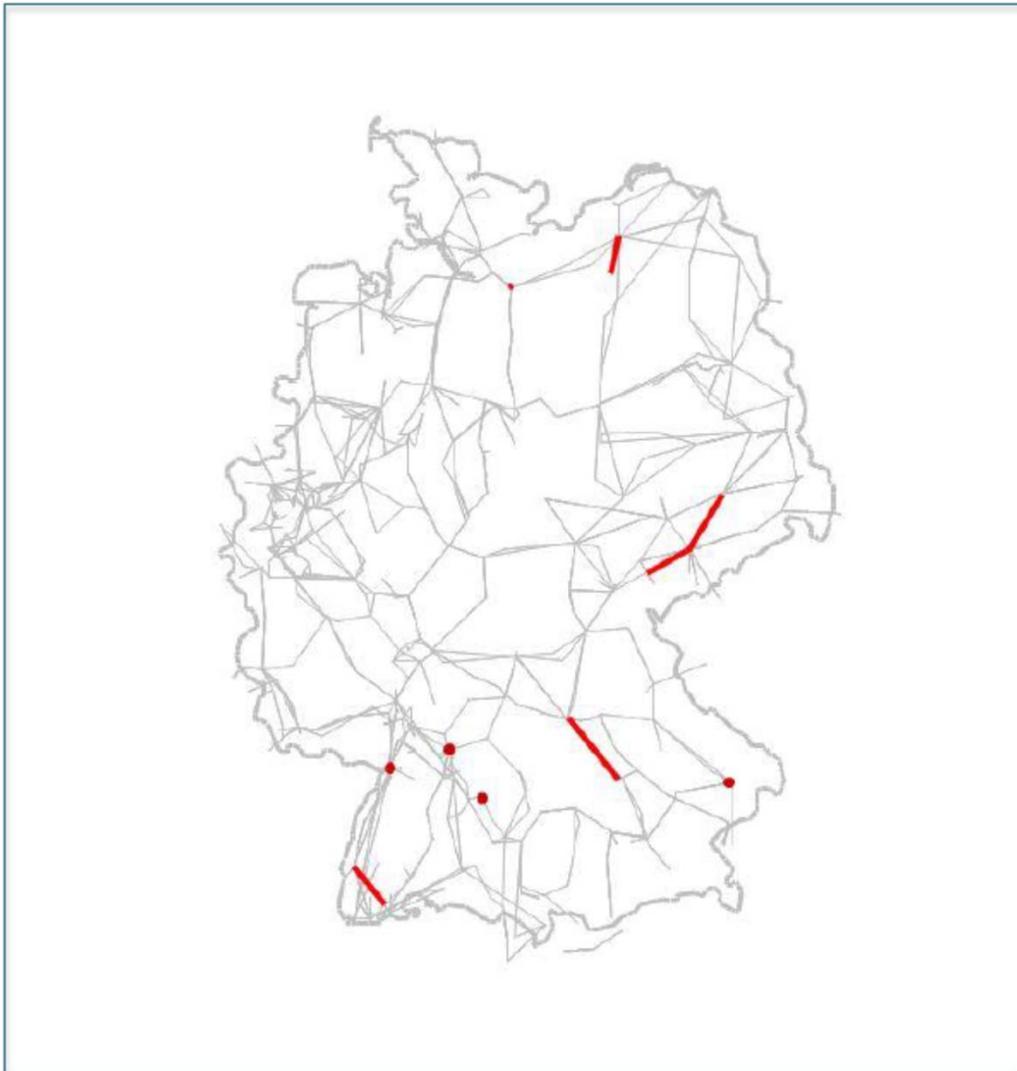
Netzausbaumaßnahmen Sonstige Projekte

Netzausbaumaßnahmen für t+1 und t+4 (III)

Projektnummer	Maßnahmenname	Maßnahmen-Nr.	Grenzüberschreitende Maßnahme	Maßnahmen-art	Für BA19 berücksichtigtes IBN-Jahr	t+1 (2019)	t+4 (2022)
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	M50HzT-003c	X	Leitung	2022		X
AMP-002	Pkt. Ackerstraße - Pkt. Mattlerbusch	M002a		Leitung	2020		X
AMP-029	Uerdingen	M029SA1		Anlage	2022		X
AMP-Neu	Büscherhof-LMG	Neu		Leitung	2021		X
AMP-Neu	Dreibein Karnap	Neu		Leitung	2021		X
AMP-Neu	St. Peter	Neu		Anlage	2019	X	X
AMP-Neu	St. Peter - Opladen	Neu		Leitung	2021		X
AMP-Neu	Dauersberg	Neu		Anlage	2020		X
P100	380/220-kV-Transformator Walsum	M216		Anlage	2019	X	X
P160	380/220-kV-Transformator Brauweiler	M361TR1		Anlage	2019	X	X
P201	Netzverstärkung zwischen St. Peter und Norf	M427		Leitung	2019	X	X
P47a	Punkt Okriftel - Farbwerke Höchst-Süd	M64		Leitung	2022		X
TTG-P113	Stadorf/Wahle	M519		Anlage	2022		X
P26	Elbekreuzung	M79		Leitung	2019	X	X
P155	Schaltanlage Elsfleth/West	M357		Anlage	2019	X	X
P178	Gütersloh - Bechterdissen	M404		Anlage	2019	X	X
P90	Q-Kompensationsanlagen STATCOM TenneT	M171		Anlage	2020		X
50HzT-neu	Lubmin - Anbindung Wikinger 2	50HzT-Wikinger2		Anlage	2022		X

Freischaltplanung in der GS „Starkwind/Starklast“

t+1



Nichtverfügbare Betriebsmittel	Spannungsebene
Röhrsdorf - Weida	380 kV
Streumen – Röhrsdorf	380 kV
Krümmel – Krümmel	380 kV
Irsching – Raitersaich	380 kV
Eichstetten – Gurtweil (Höllental West)	220 kV
Parchim Süd - Güstrow	220 kV
Pleinting Trafo 421	380/220 kV
Großgartach Trafo 211	220/110 kV
Bünzwangen - Einsammelschienenbetrieb	380 kV
Daxlanden – getrennter 2 SS-Betrieb	380 kV

Freischaltplanung im benachbarten Ausland in der GS SWSL

t+1

Nichtverfügbare Betriebsmittel	Land
Westtirol – Pradella (Inn Nord)	Schweiz
Beznau-Y – Waiach (Irschel Nord)	Schweiz
Beznau – Breite (Irschel Süd)	Schweiz
Achene - Gramme	Belgien
Bürs - Westtirol	Österreich
Hausruck - Ernsthofen	Österreich
Hausruck – Sattledt	Österreich
St Peter – Kronstorf	Österreich
Sills – Pradella – Robbia (Preda)	Schweiz
Cebin - Mirovka	Tschechien
Bassecourt Trafo 32	Schweiz

Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

Grenzsituation t+1 (GS - NNF 273)

Grenzsituationen t+4 (GS - NNF 307) + (JL - NNF 950)

5. Marktsimulation

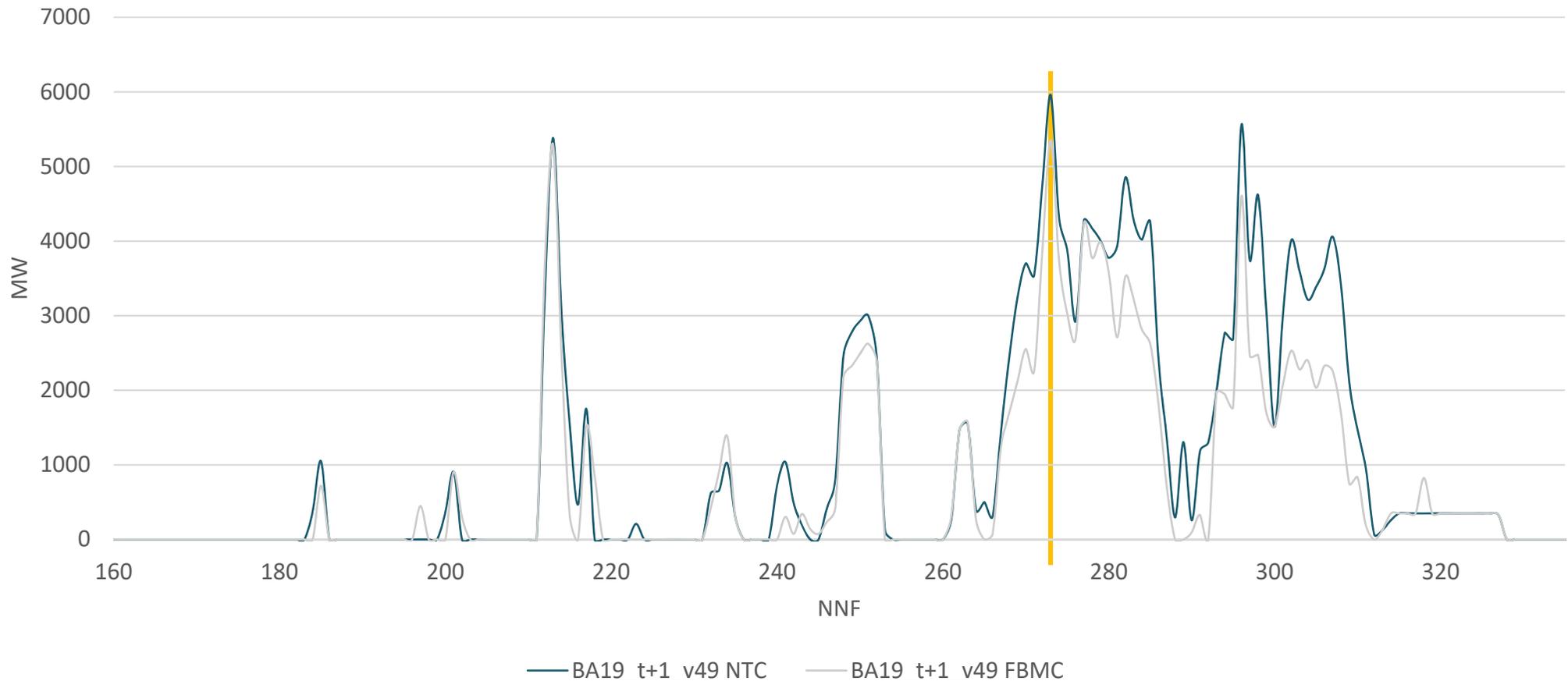
6. Netzanalysen

7. Fazit

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1) – NNF 273

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke

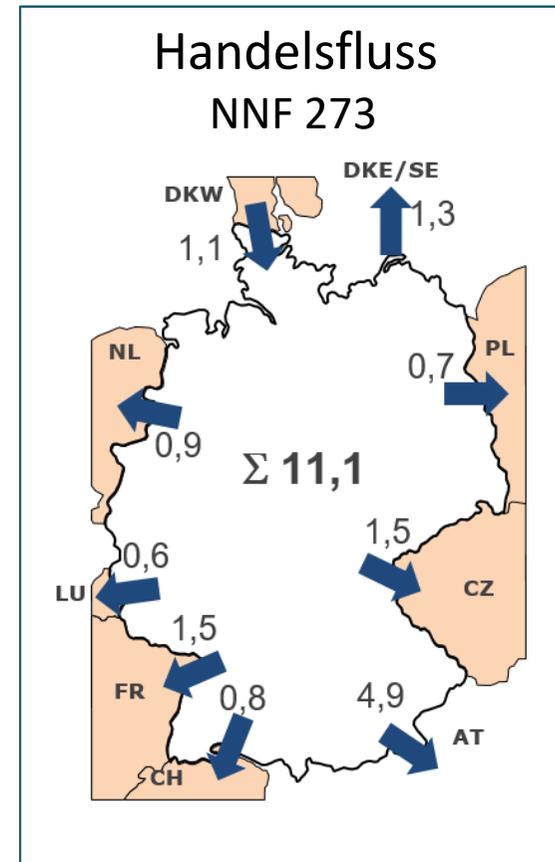
Redispatch Netzreserve-KW (ohne topologische Maßnahmen)



- Verlauf des Netzreserveeinsatzes zeigt mehrere Maxima, die untersucht wurden
- Der NNF 273 stellt sich unter Berücksichtigung von topologischen, bedarfsmindernden Maßnahmen als bedarfsdimensionierend heraus
- Die Berücksichtigung des FBMC reduziert den Netzreservebedarf im Vergleich zur NTC-Methodik moderat

Kennzahlen Grenzsituation „Starkwind/Starklast“

	[GW]	t+1 (2019/20) NNF 273
Stromverbrauch/Last (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	52,2
	Süd-DE	34,7
	Summe	86,9
WEA_{Ist}	Onshore (Nord-DE)	37,5
	Onshore (Süd-DE)	2,4
	Offshore	7,3
	Summe	47,2
PV_{Ist}	Summe	2,5
KW NV	Nord-DE	4,2
	Süd-DE	4,1
	Summe	8,3



Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

Grenzsituation t+1 (GS - NNF 273)

Grenzsituationen t+4 (GS - NNF 307) + (JL - NNF 950)

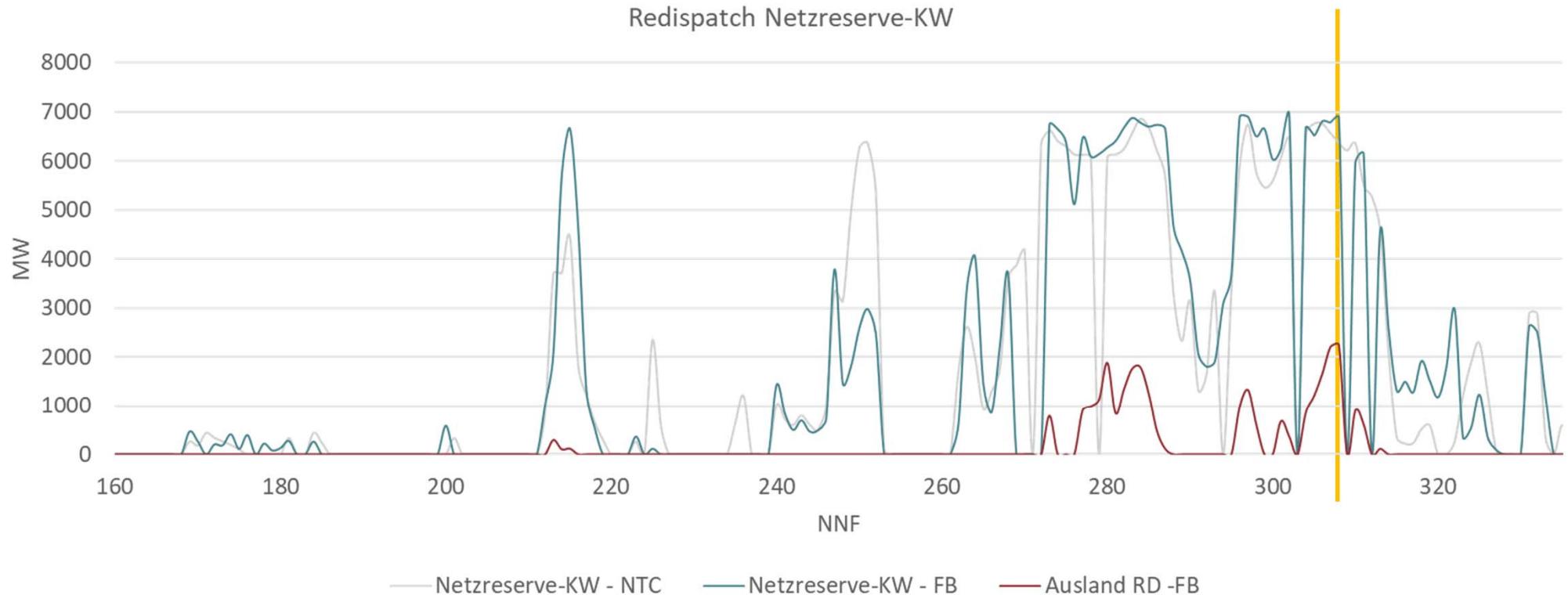
5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. Fazit

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4) – NNF 307

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke

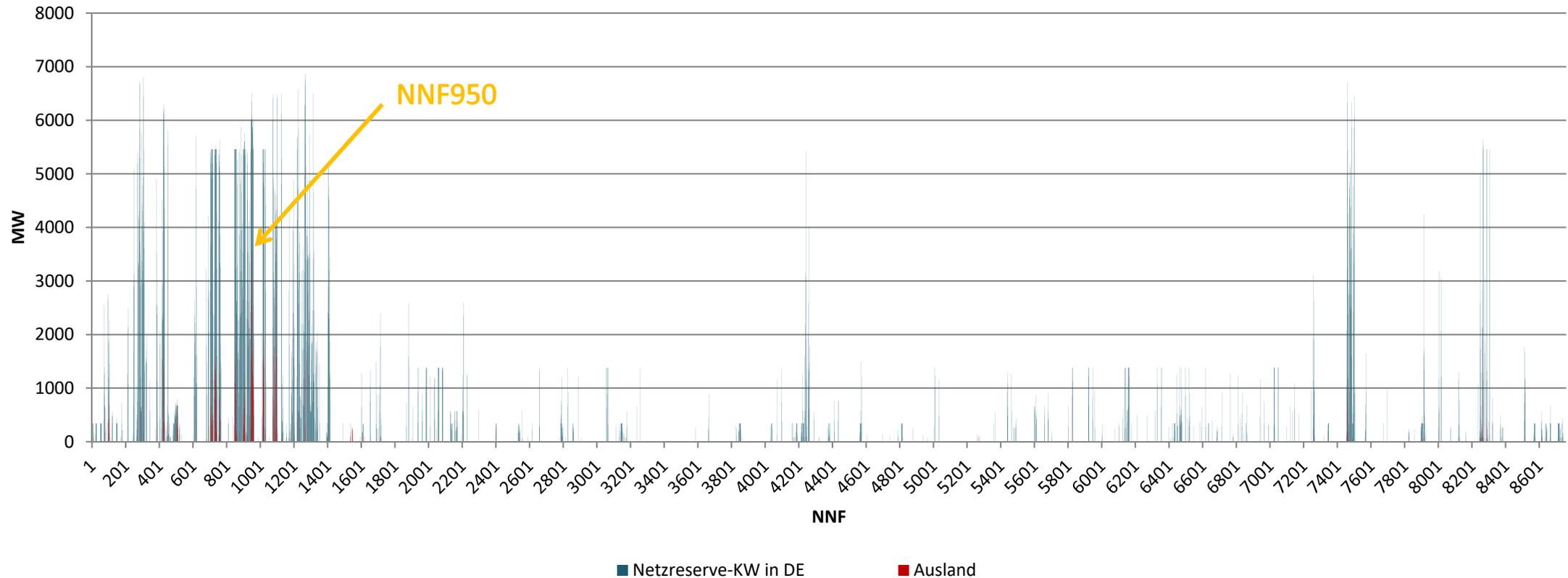


- Netzreserve-KW werden in vielen Stunden in hohem Umfang eingesetzt
- In NNF 307 der synthetischen Woche besteht der höchste Bedarf an RD-Potential im Ausland

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4) – NNF 950

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke

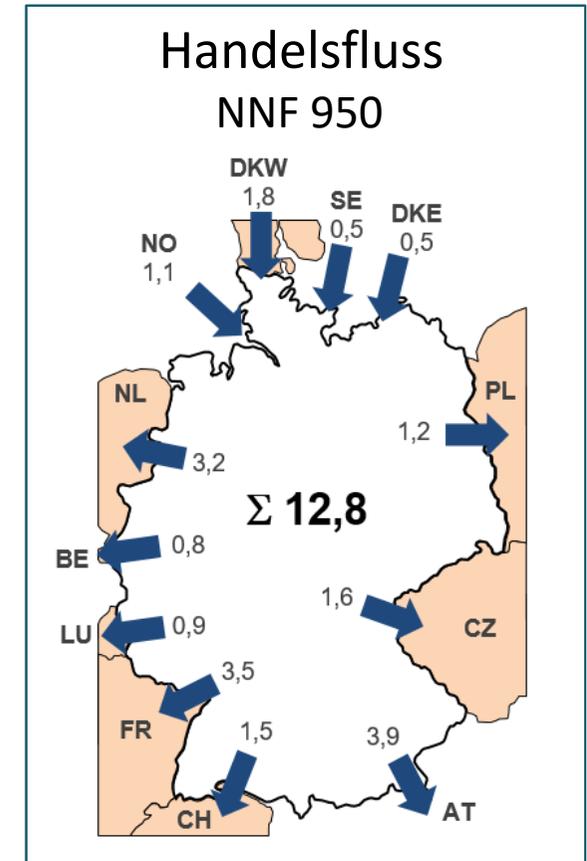
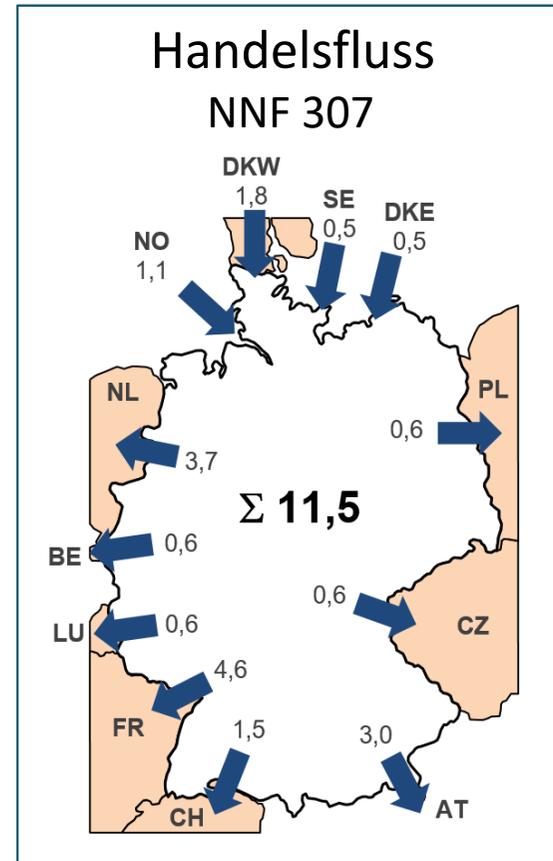
RD mit Netzreserve-KW und im Ausland



- In den Wintermonaten werden in vielen Stunden alle Netzreserve-KW bereits im (n-1)-Fall eingesetzt
- In NNF 950 des Jahreslaufs besteht der höchste Bedarf an RD-Potential im Ausland

Kennzahlen (t+4) NNF 307 und NNF 950

	[GW]	t+4 (2019/20) NNF 307	t+4 (2022/23) NNF 950
Stromverbrauch/Last (inkl. Netzverluste)	Nord-DE	53,6	52,3
	Süd-DE	35,0	35,2
	Summe	88,6	87,5
WEA_{Ist}	Onshore (Nord-DE)	35,5	23,8
	Onshore (Süd-DE)	3,4	2,1
	Offshore	8,3	5,7
	Summe	47,2	31,6
PV_{Ist}	Summe	0,0	9,2
KW NV	Nord-DE	4,0	2,6
	Süd-DE	3,1	1,4
	Summe	7,1	4,0



Inhaltsverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

 3. Eingangsparameter

 4. Identifikation der Grenzsituation

 - 5. Marktsimulation**
 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)*

 - Jahreslauf (t+1)*

 - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)*

 - Jahreslauf (t+4)*

 6. Netzanalysen

 7. Fazit
-

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE [GW] – Vergleich BA19 t+1 NNF 273 und BA18 t+1 NNF 283

BA2019 t+1 NNF 273 FBMC

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	2,9	6,8
Braunkohle	15,1	0,0	15,1
Steinkohle	4,6	1,5	6,2
Erdgas	3,8	2,0	5,8
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,2
Sonstige	1,9	0,6	2,5
KWK<10MW	2,9	1,4	4,4
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	32,5	8,4	40,9
Wind Onshore	37,5	2,4	39,9
Wind Offshore	7,3	0,0	7,3
Photovoltaik	0,7	1,9	2,5
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,6	1,9
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	49,1	7,8	57,0
Summe Erzeugung	81,6	16,3	97,9
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	52,2	34,7	86,9
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	52,2	34,7	86,9
Saldo	29,4	-18,4	11,0

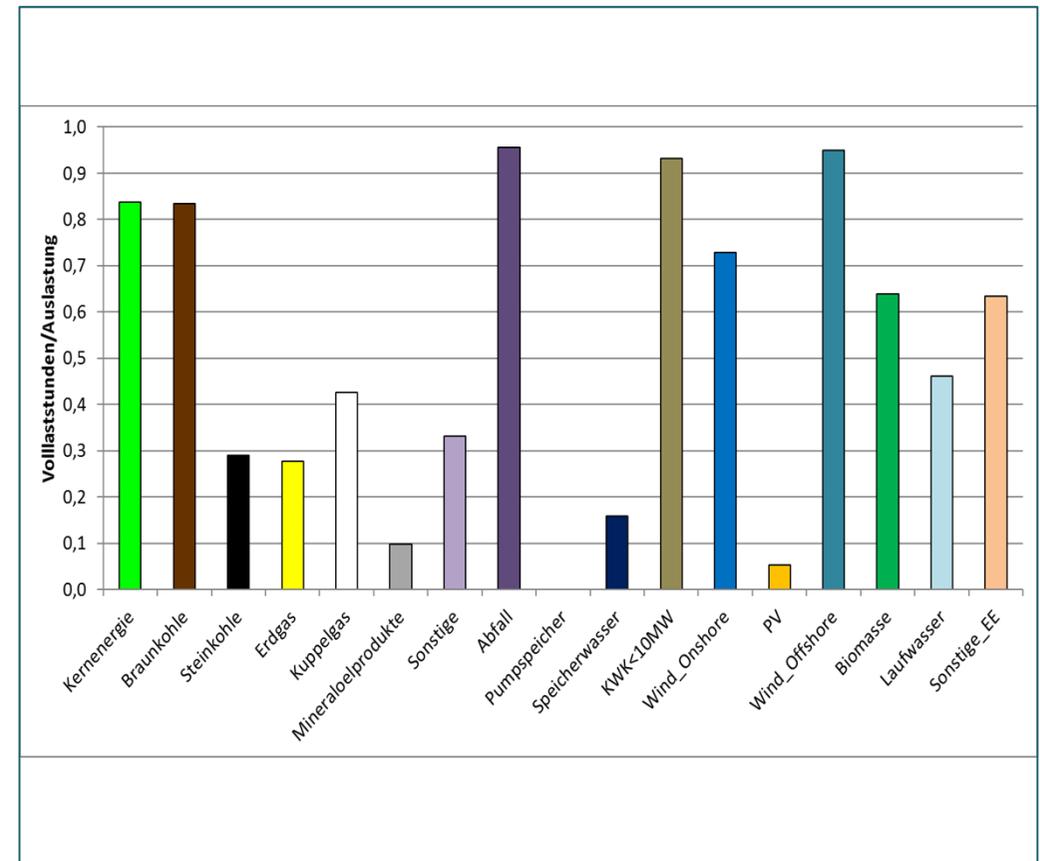
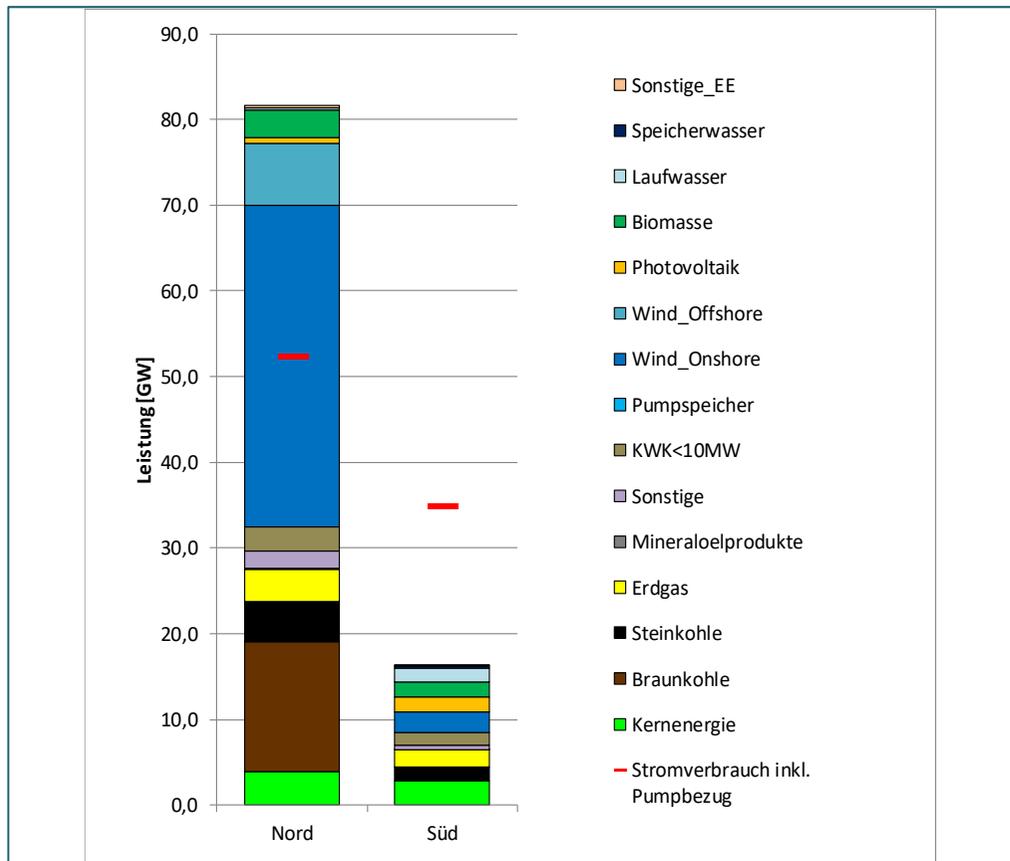
BA2018 t+1 NNF 283 NTC

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

- BA 2019: Erzeugungsdefizit in Süd-DE (ca. -18,4 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (ca. +29,4 GW)
- BA 2019: DE ist Nettoexporteur (ca. +11 GW)
- Erzeugungsdefizit im Süden steigt im Vergleich zur BA2018 um 1,5 GW an (u.a. Stilllegung Philippsburg 2)
- Geringerer Einsatz konventioneller KW im Norden im Vergleich zur BA2018, wodurch zusätzliches positives RD Potential in Markt-KW verfügbar ist

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

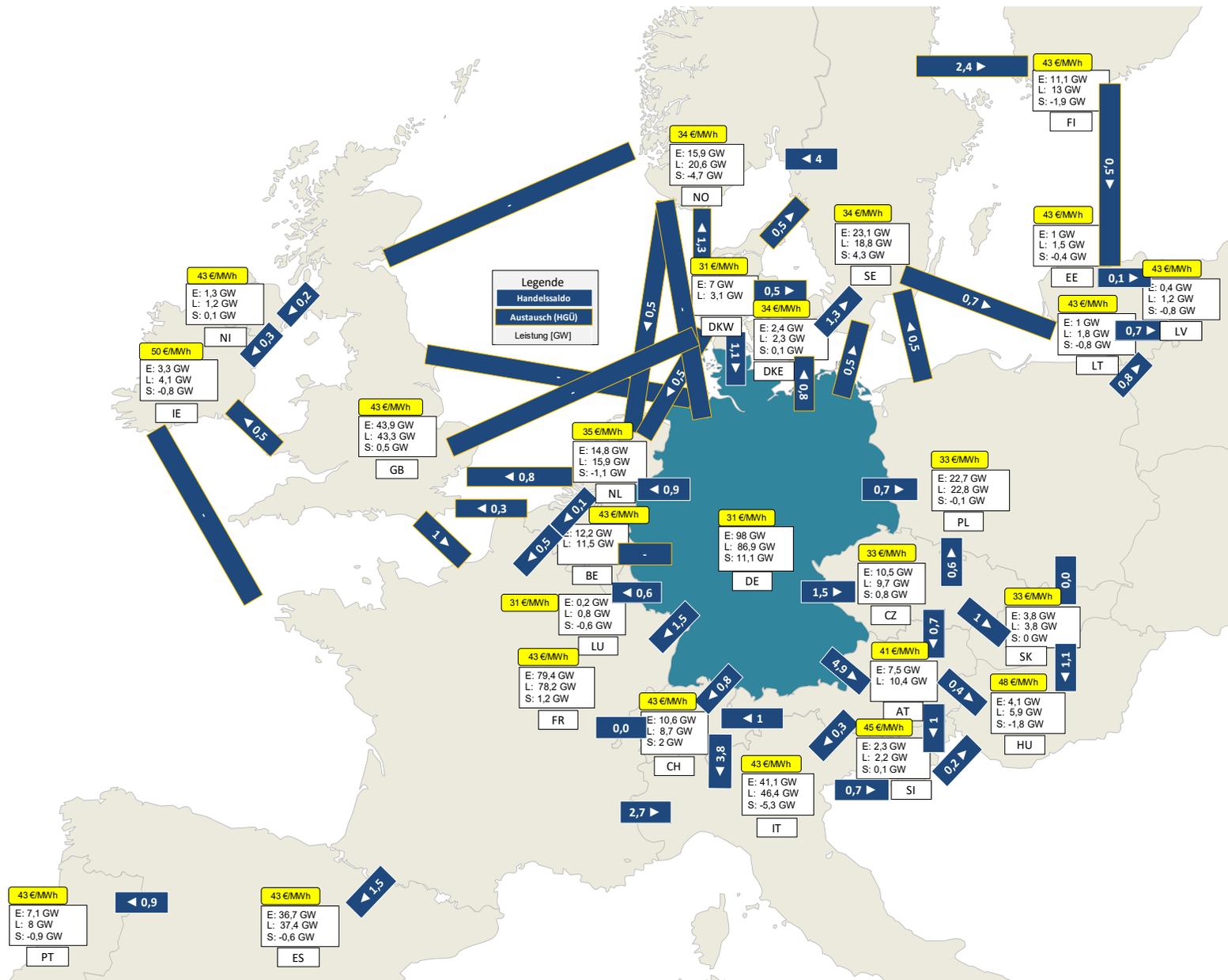
Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 273



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 40 % 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

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

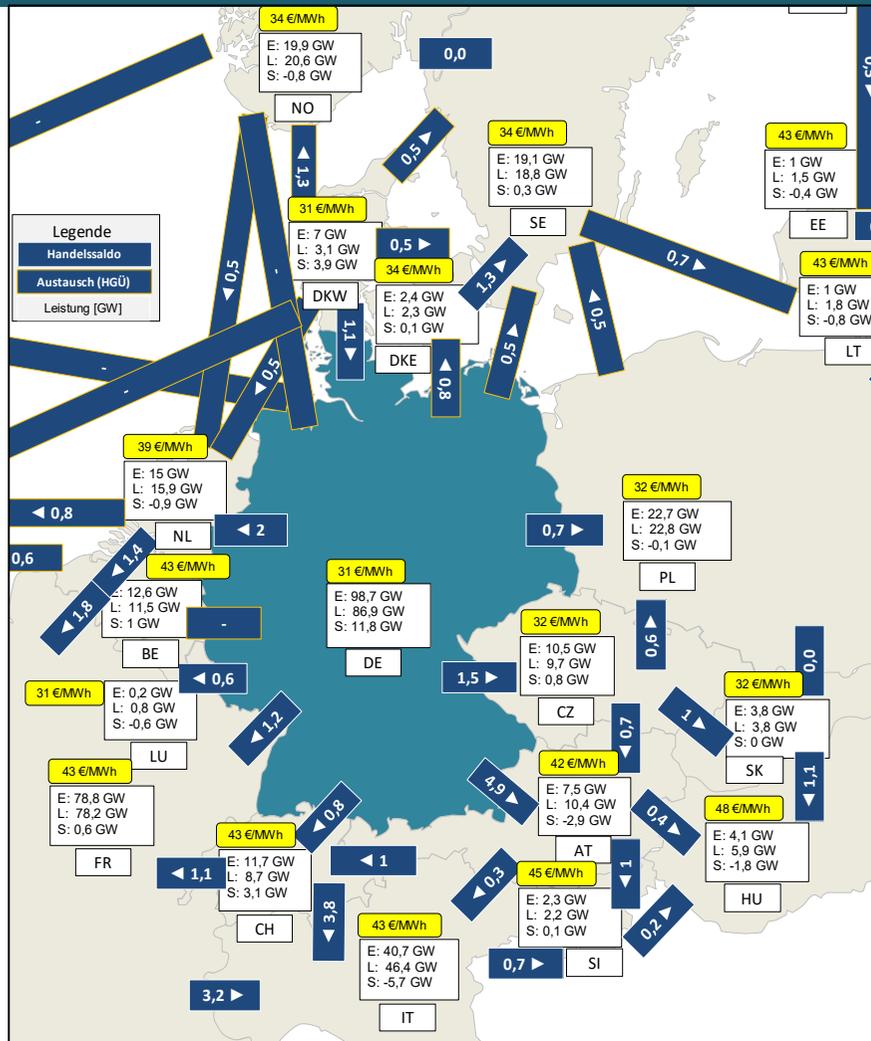
Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – NNF 273



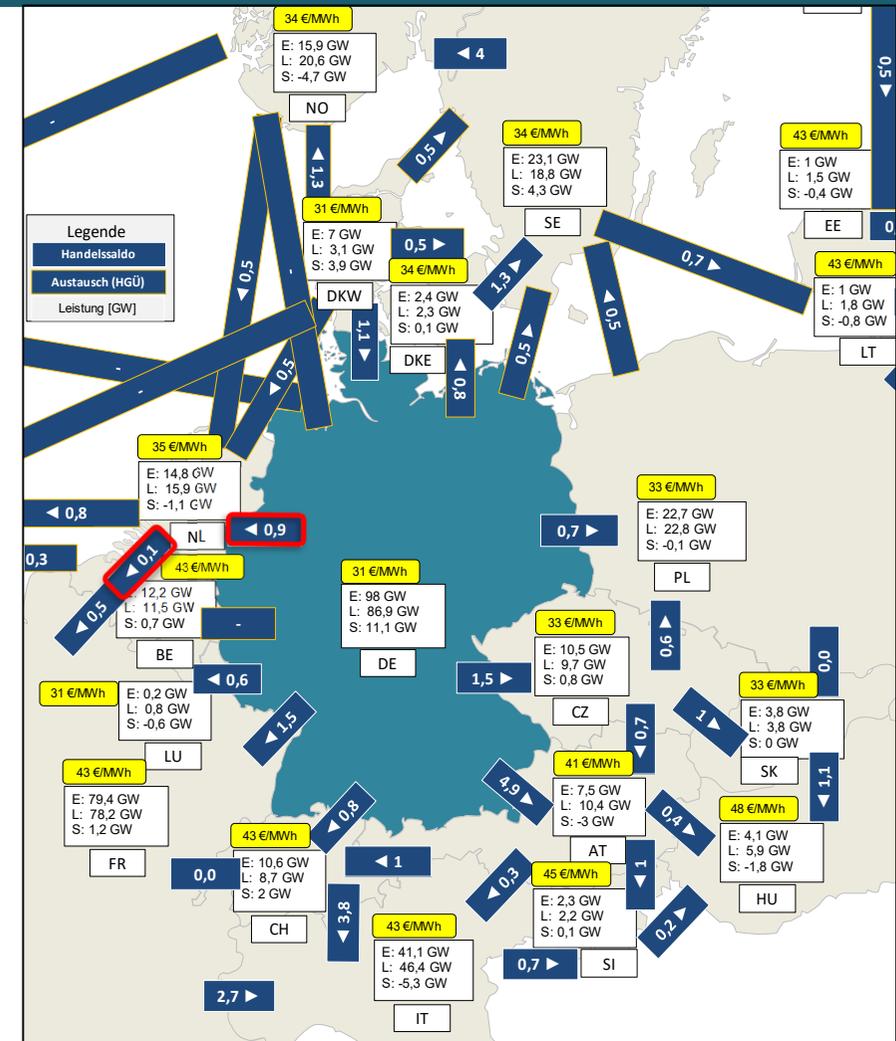
Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – Vergleich Im- und Exporte¹ zwischen NTC und FBMC NNF 273

BA2019 t+1 Grenzsituation NTC



BA2019 t+1 Grenzsituation FBMC



¹Die für die FB-Marktsimulation ausgewiesenen CCR-internen Handelsaustausche wurden in einem Nachbearbeitungsschritt (BEC gemäß CWE-Methodik) basierend auf den CCR-Nettopositionen berechnet.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

Jahreslauf (t+4)

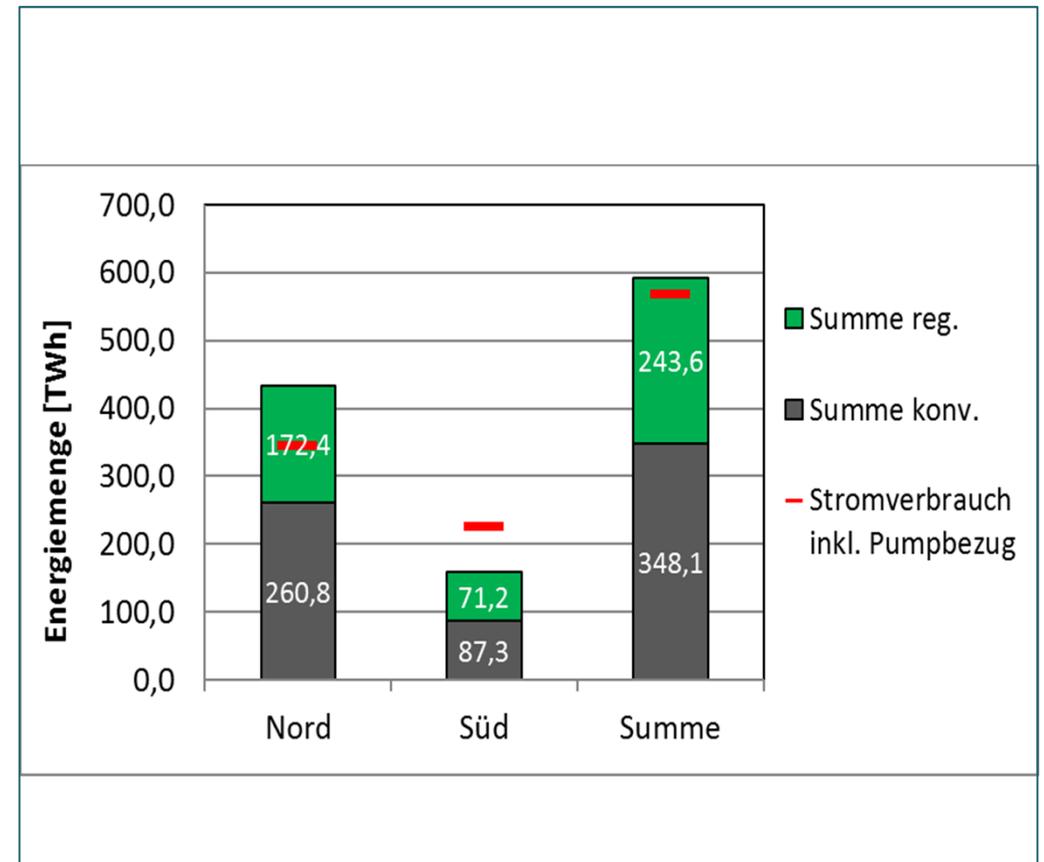
6. Netzanalysen

7. Fazit

Marktsimulation - Jahreslauf (t+1)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE

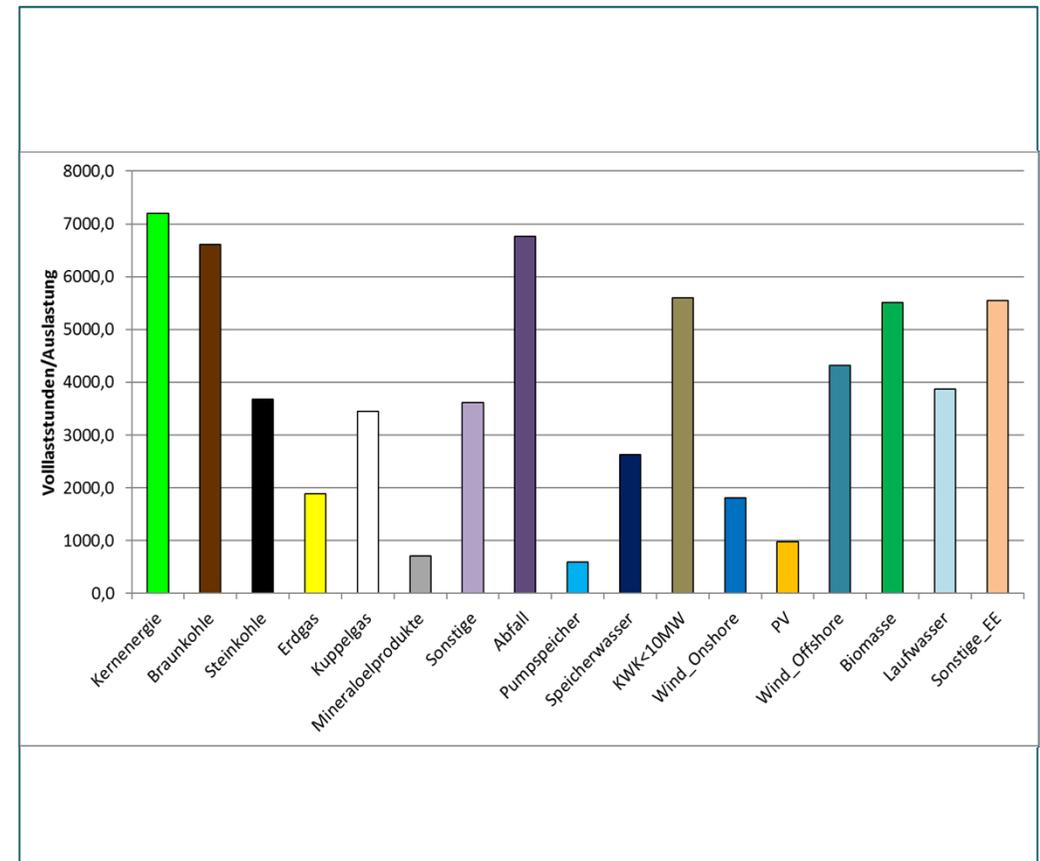
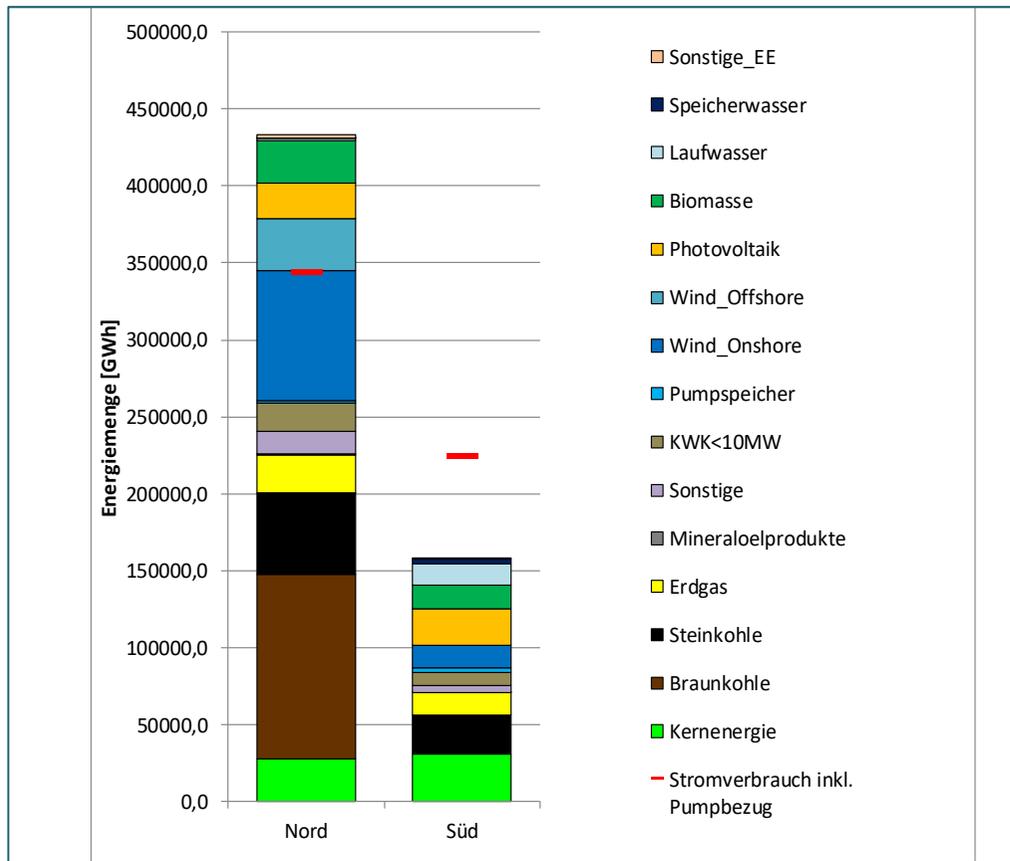
Energiemenge [TWh]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	27,7	30,7	58,4
Braunkohle	120,0	0,0	120,0
Steinkohle	52,7	25,6	78,3
Erdgas	24,6	14,7	39,3
Mineraloelprodukte	1,3	0,2	1,5
Sonstige	14,6	4,3	18,9
KWK<10MW	17,7	8,5	26,2
Pumpspeicher	2,2	3,3	5,5
Summe konv.	260,8	87,3	348,1
Wind_Onshore	84,4	14,4	98,8
Wind_Offshore	33,1	0,0	33,1
Photovoltaik	23,1	24,0	47,1
Biomasse	27,8	14,8	42,5
Laufwasser	1,9	13,8	15,6
Speicherwasser	0,1	3,3	3,4
Sonstige_EE	2,0	1,0	3,0
Summe reg.	172,4	71,2	243,6
Summe Erzeugung	433,2	158,5	591,7
Pumpspeicher (Bezug)	2,7	4,0	6,7
Stromverbrauch	340,8	220,2	561,0
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	343,5	224,2	567,7
Saldo	89,7	-65,7	24,0



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-65,7 TWh) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+89,7 TWh)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +24 TWh)

Marktsimulation - Jahreslauf (t+1)

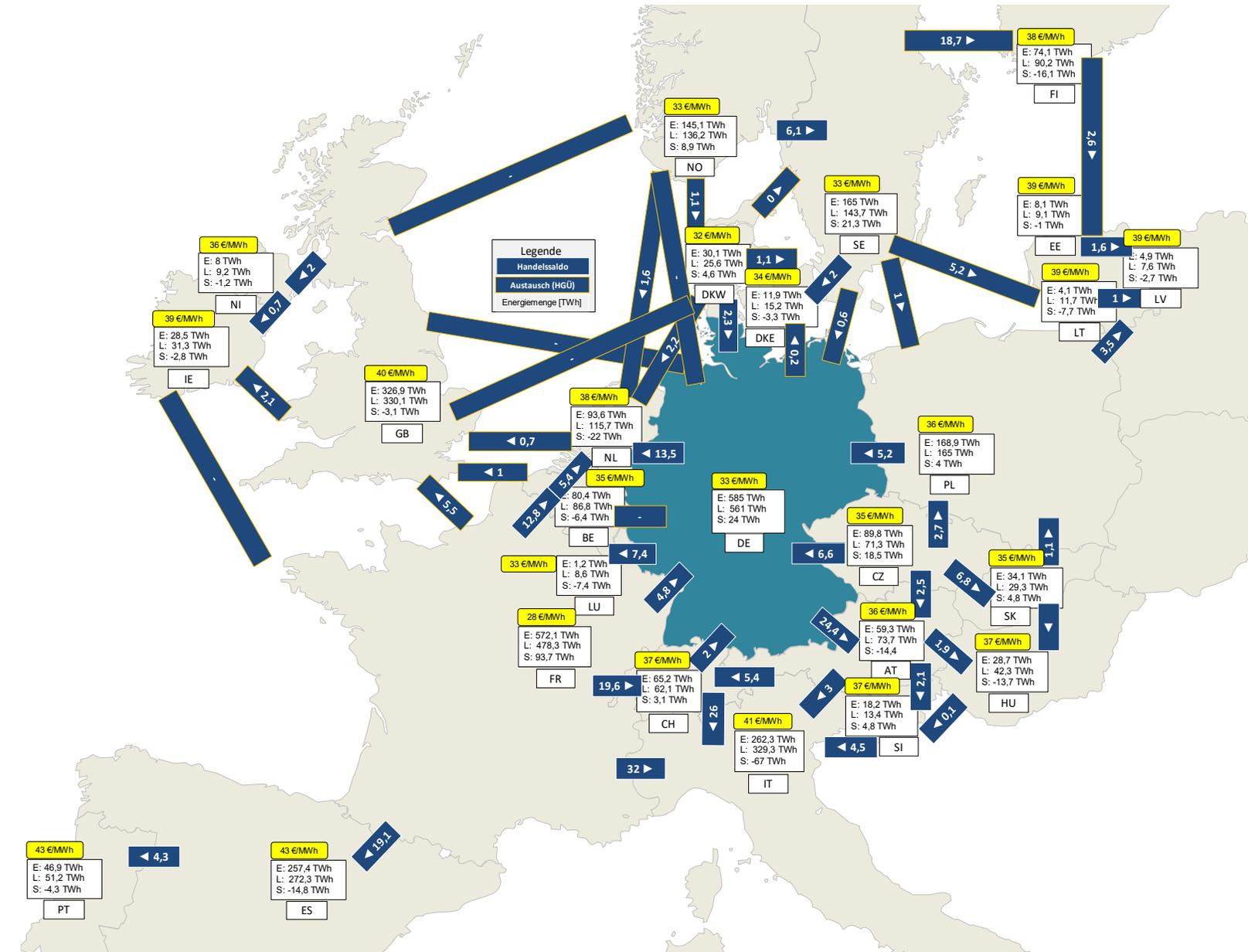
Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei **39%** der Gesamlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur **27%** der Erzeugung bereitgestellt

Marktsimulation - Jahreslauf t+1

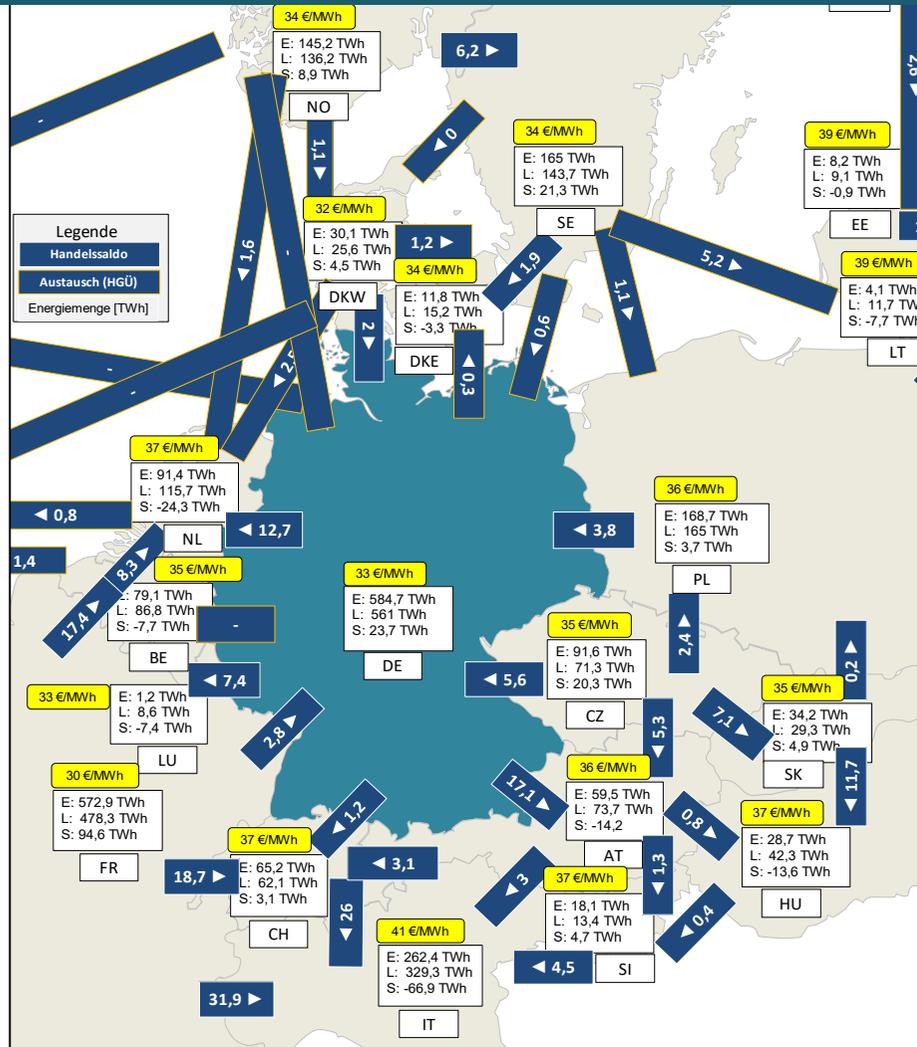
Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [TWh]



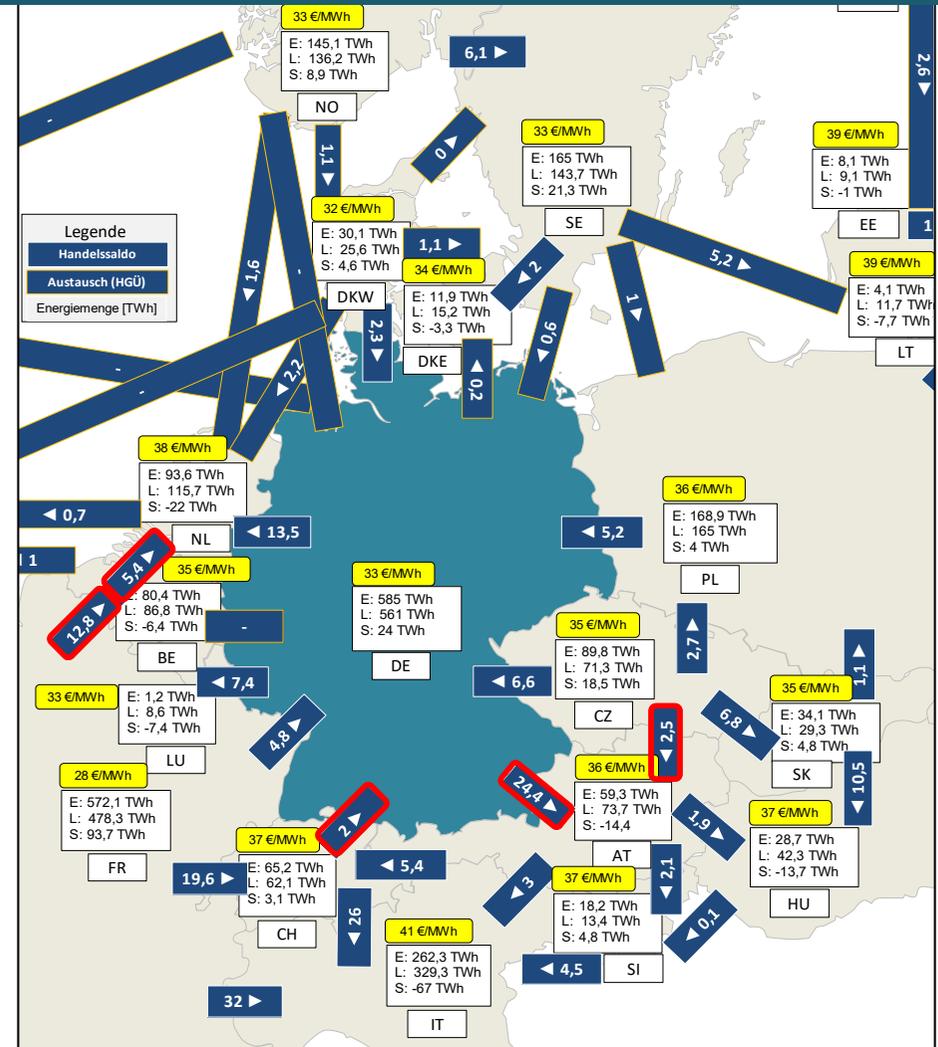
Marktsimulation - Jahreslauf t+1

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [TWh] - Vergleich Im- und Exporte¹ Jahresmenge

BA2019 t+1 Jahreslauf NTC



BA2019 t+1 Jahreslauf FBMC



¹Die für die FB-Marktsimulation ausgewiesenen CCR-internen Handelsaustausche wurden in einem Nachbearbeitungsschritt (BEC gemäß CWE-Methodik) basierend auf den CCR-Nettopositionen berechnet.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

Jahreslauf (t+4)

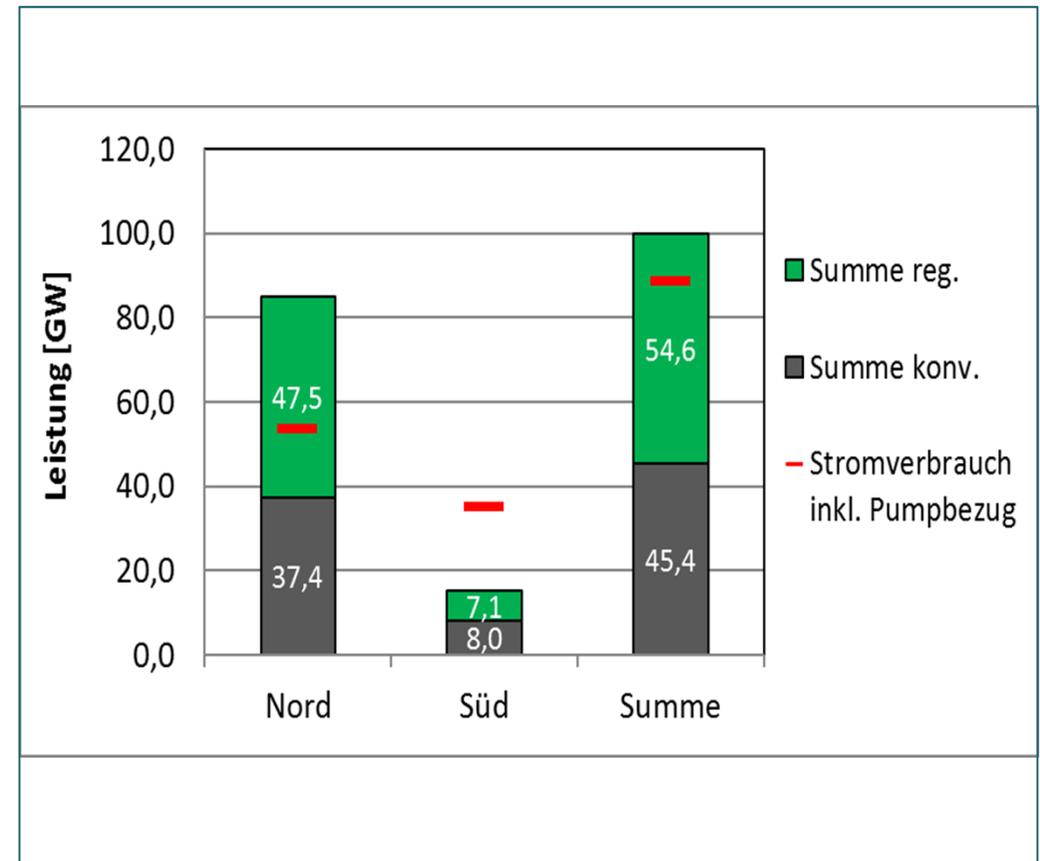
6. Netzanalysen

7. Fazit

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 307

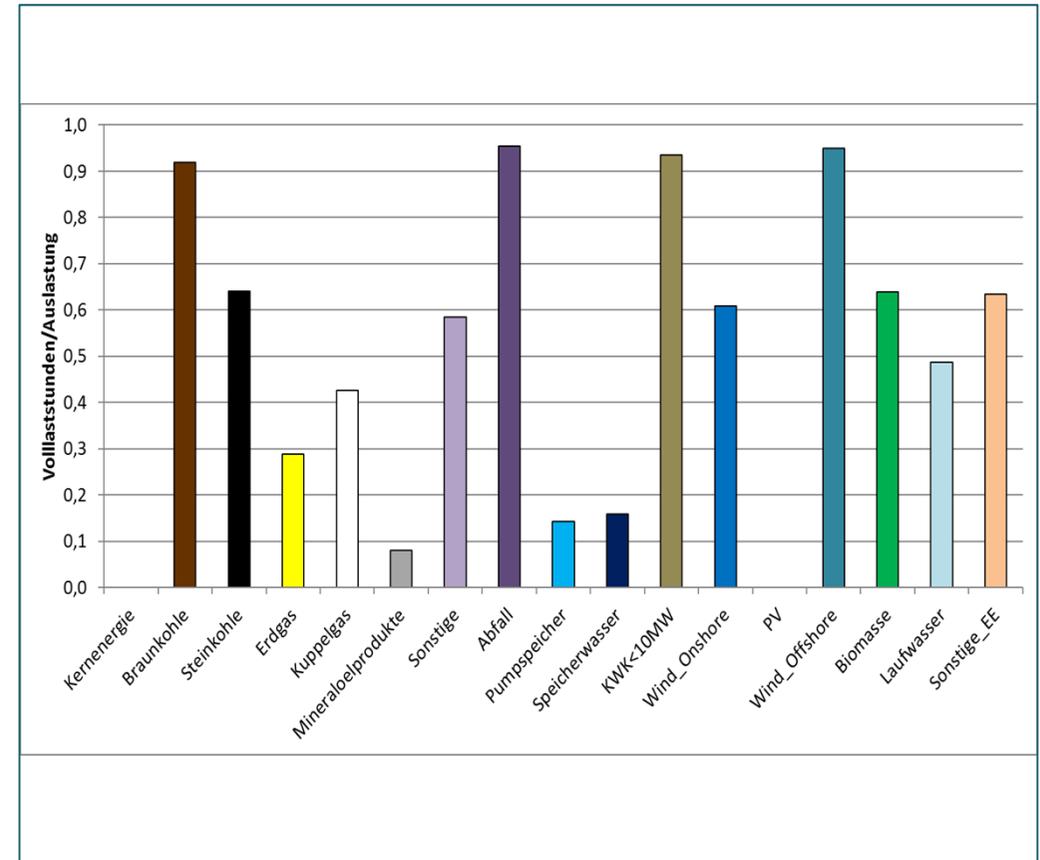
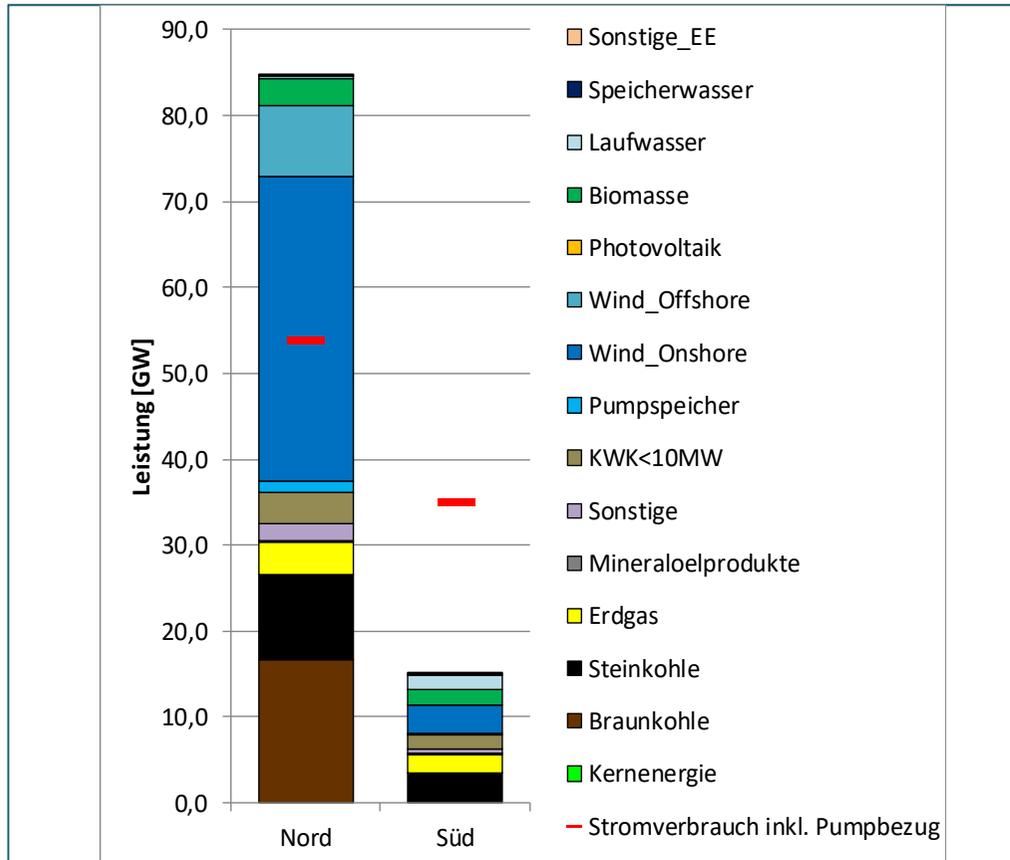
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	16,7	0,0	16,7
Steinkohle	9,9	3,5	13,4
Erdgas	3,8	2,2	6,0
Mineraloelprodukte	0,1	0,0	0,2
Sonstige	2,0	0,6	2,6
KWK<10MW	3,5	1,7	5,2
Pumpspeicher	1,3	0,0	1,3
Summe konv.	37,4	8,0	45,4
Wind_Onshore	35,5	3,4	38,9
Wind_Offshore	8,3	0,0	8,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,7	2,0
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	47,5	7,1	54,6
Summe Erzeugung	84,9	15,1	100,0
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	53,6	35,0	88,6
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	53,6	35,0	88,6
Saldo	31,2	-19,8	11,4



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-19,8 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+31,2 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +11,4 GW)

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

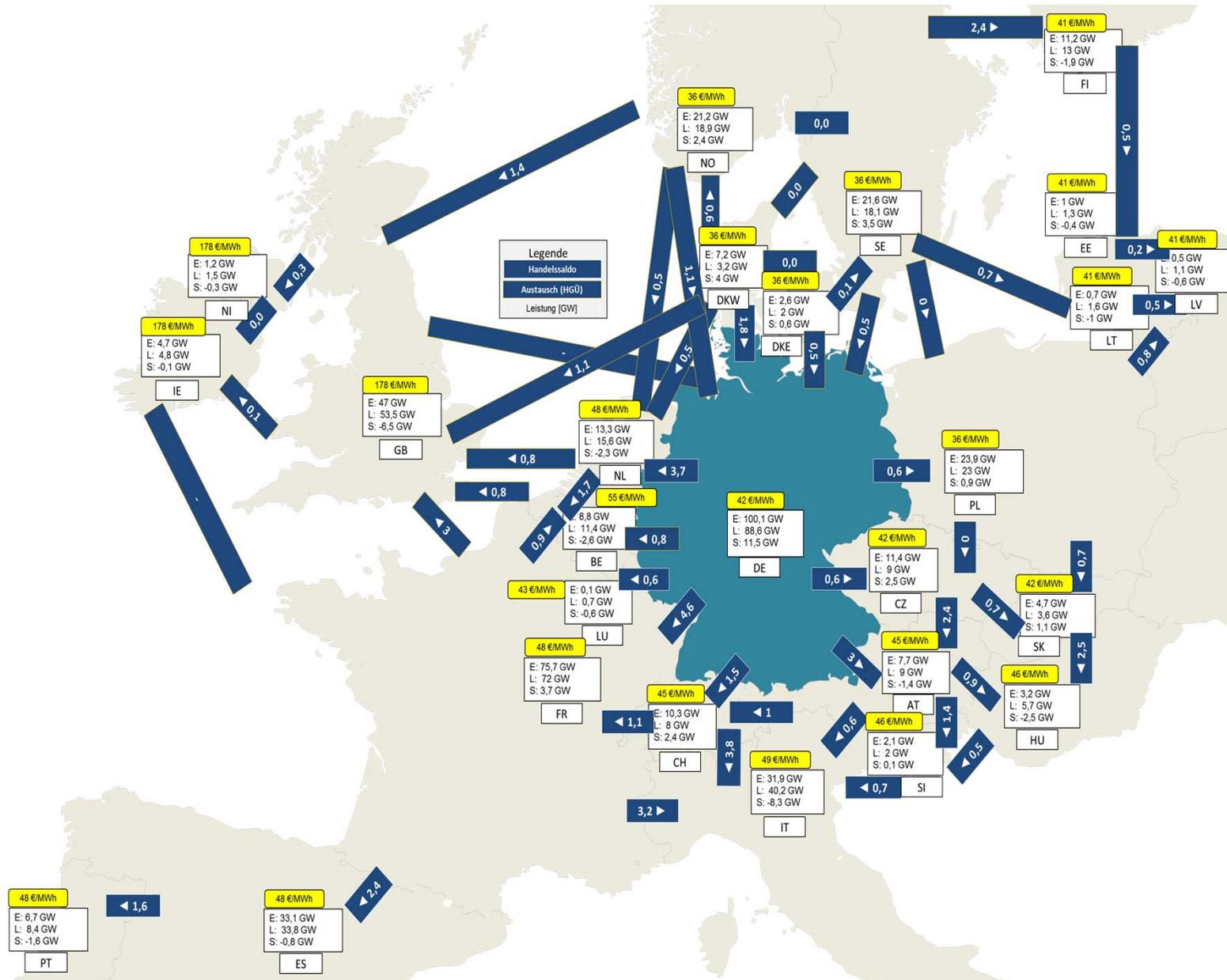
Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 307



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei 39 % der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 15 % der Erzeugung bereitgestellt

Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

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



Marktsimulation - Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – Vergleich Im- und Exporte¹ zwischen NTC und FBMC NNF 307

BA2019 t+4 Grenzsituation NTC



BA2019 t+4 Grenzsituation FBMC



¹Die für die FB-Marktsimulation ausgewiesenen CCR-internen Handelsaustausche wurden in einem Nachbearbeitungsschritt (BEC gemäß CWE-Methodik) basierend auf den CCR-Nettopositionen berechnet.

Inhaltsverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1)

Jahreslauf (t+1)

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+4)

Jahreslauf (t+4)

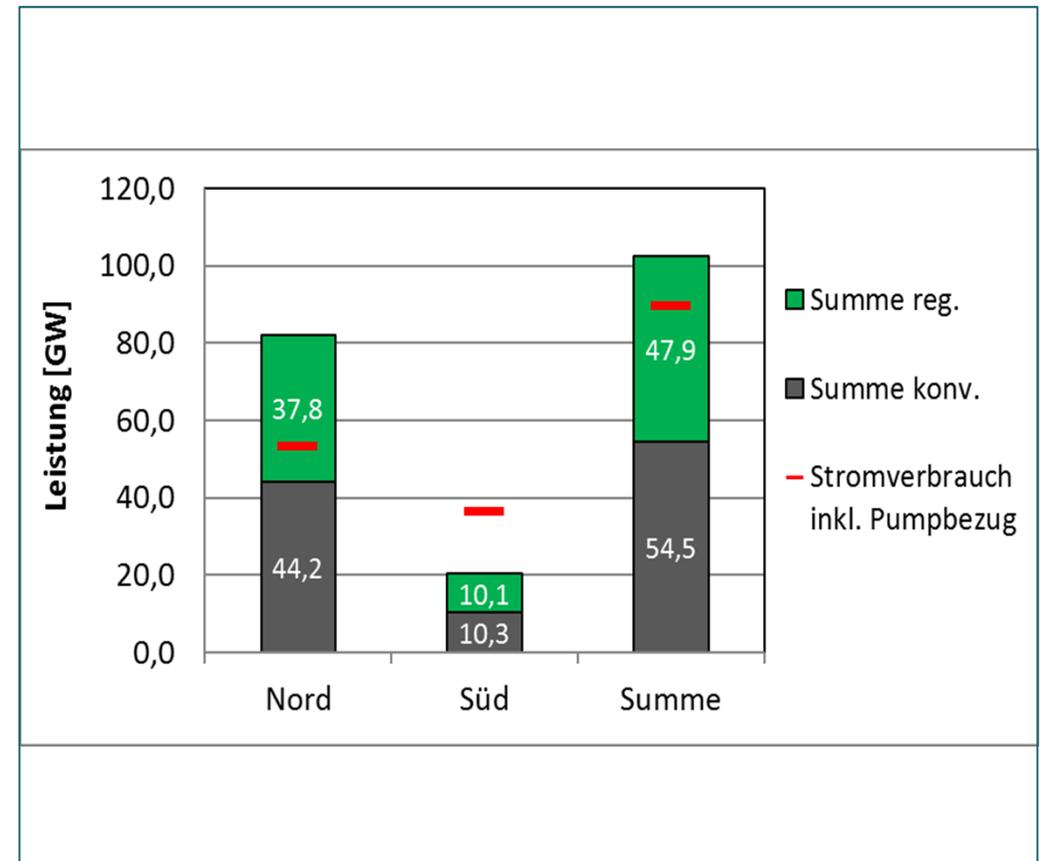
6. Netzanalysen

7. Fazit

Marktsimulation - kritische Situation des Jahreslaufs (t+4)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 950

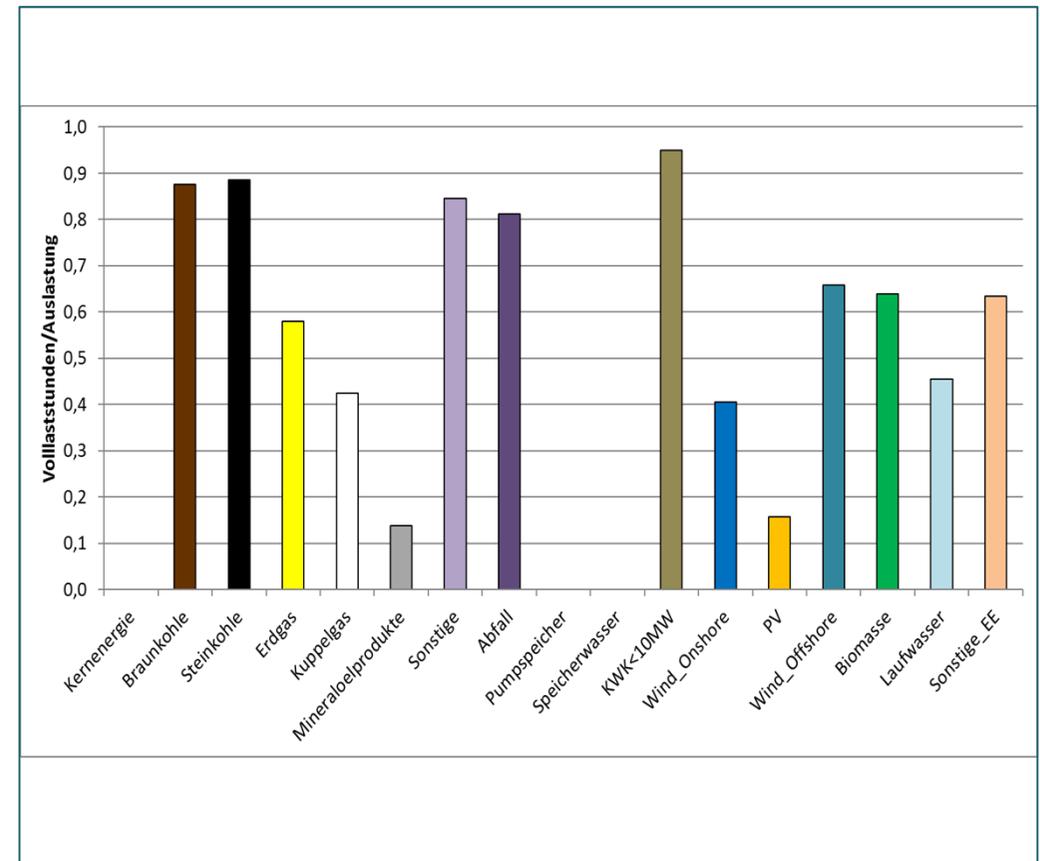
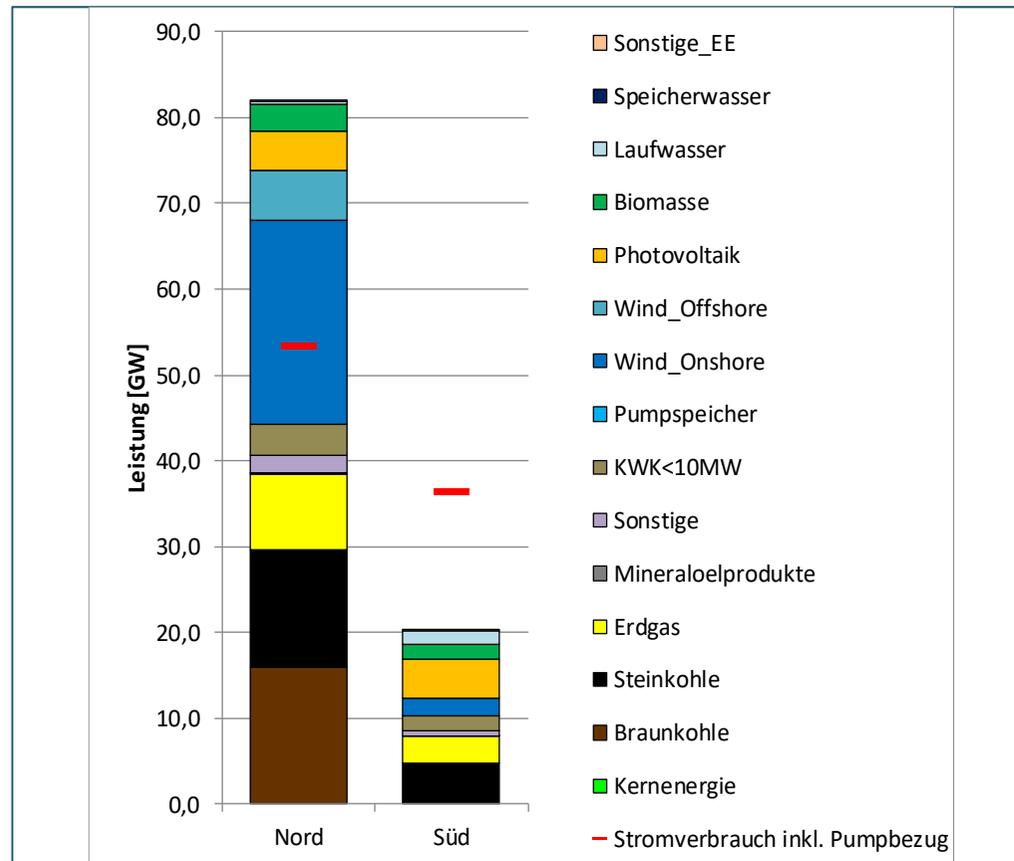
Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	15,9	0,0	15,9
Steinkohle	13,7	4,8	18,5
Erdgas	8,8	3,1	11,9
Mineraloelprodukte	0,2	0,0	0,3
Sonstige	1,9	0,6	2,5
KWK<10MW	3,6	1,7	5,3
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Summe konv.	44,2	10,3	54,5
Wind_Onshore	23,8	2,1	25,9
Wind_Offshore	5,7	0,0	5,7
Photovoltaik	4,6	4,6	9,2
Biomasse	3,2	1,7	4,9
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Speicherwasser	0,0	0,0	0,0
Sonstige_EE	0,2	0,1	0,3
Summe reg.	37,8	10,1	47,9
Summe Erzeugung	82,0	20,4	102,4
Pumpspeicher (Bezug)	1,0	1,1	2,1
Stromverbrauch	52,3	35,2	87,5
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	53,3	36,3	89,6
Saldo	28,8	-16,0	12,8



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-16,0 GW) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+28,8 GW)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +12,8 GW)

Marktsimulation - kritische Situation des Jahreslaufs (t+4)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 950



Während der Lastanteil in Süd-DE bei 41 % der Gesamtlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur 20 % der Erzeugung bereitgestellt

Marktsimulation - kritische Situation des Jahreslaufs (t+4)

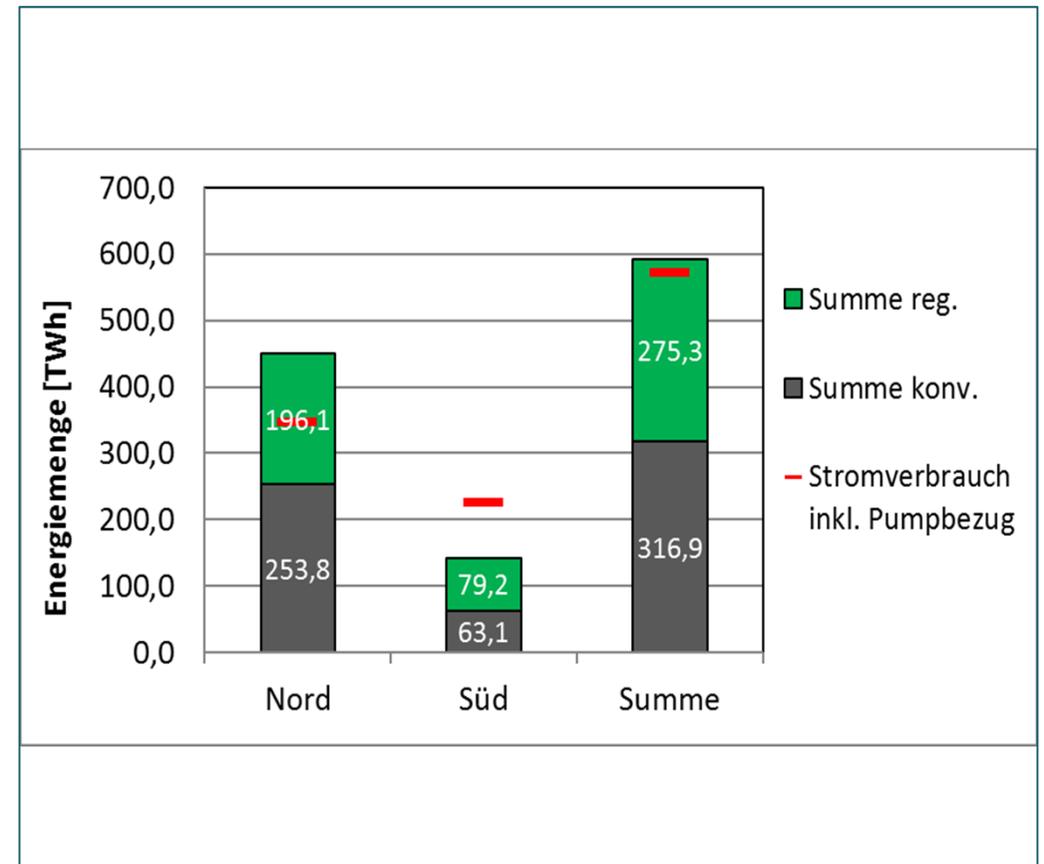
Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [GW] – NNF 950



Marktsimulation - Jahreslauf (t+4)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE

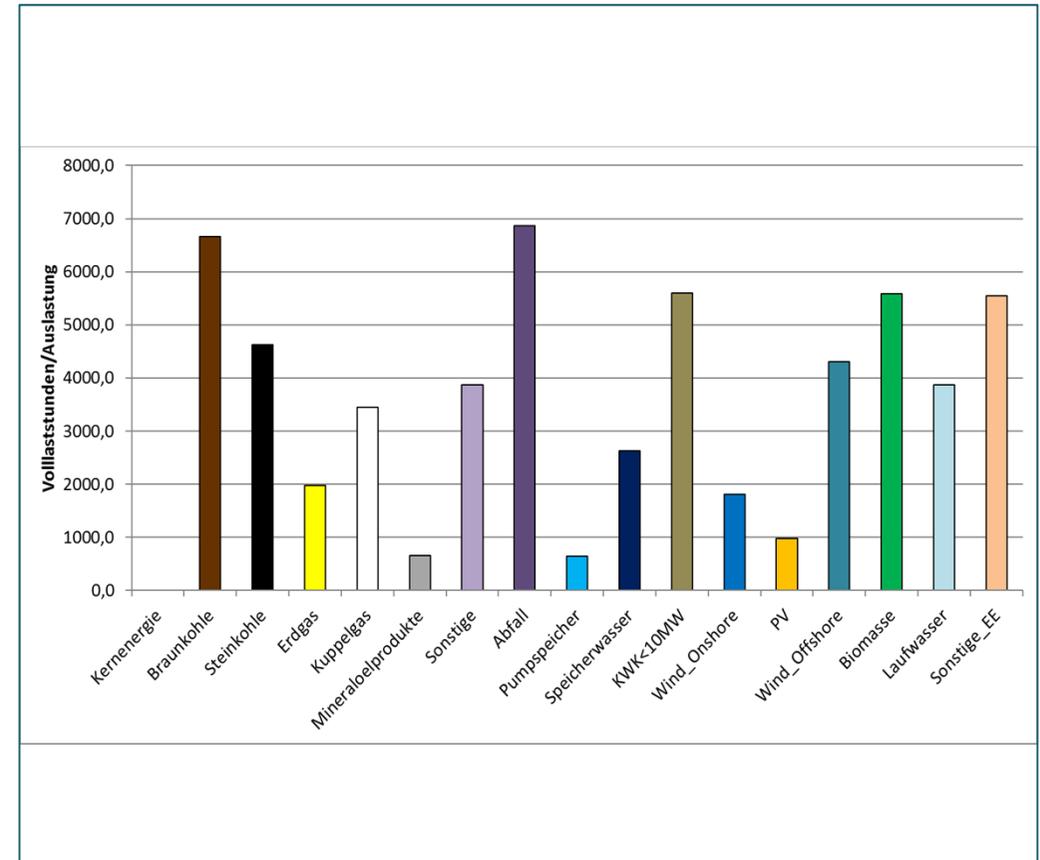
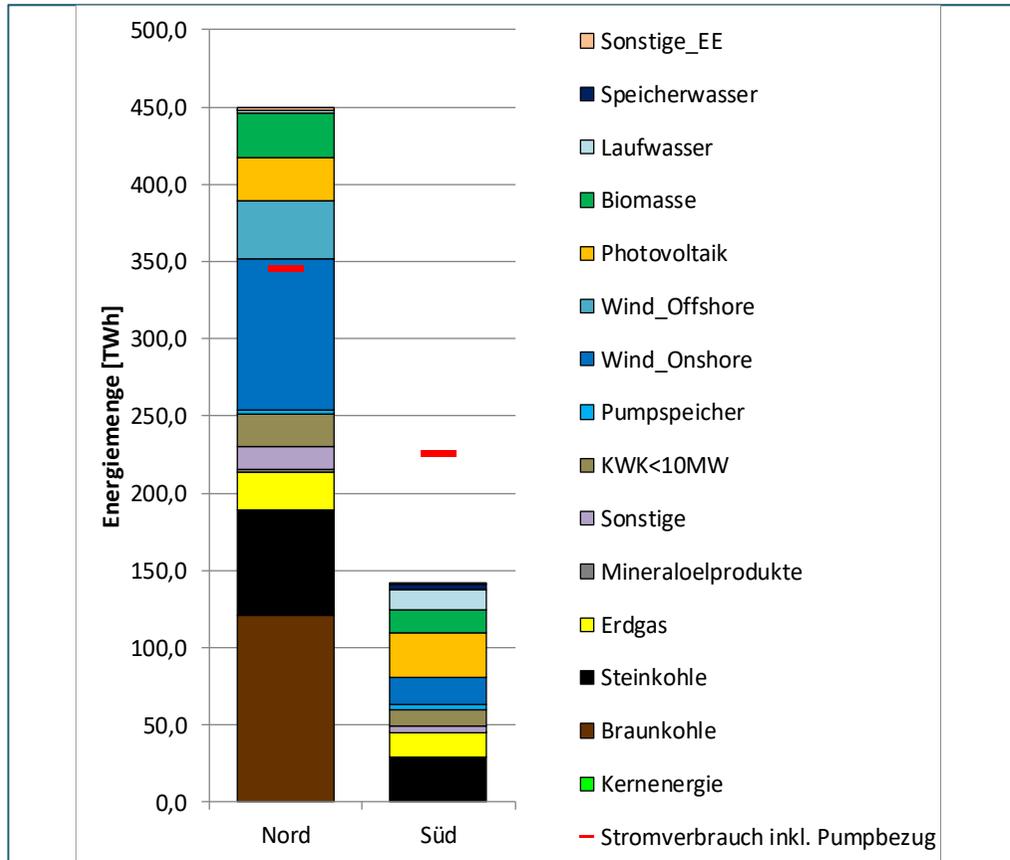
Energiemenge [TWh]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	121,0	0,0	121,0
Steinkohle	67,8	29,2	96,9
Erdgas	25,2	15,9	41,1
Mineraloelprodukte	1,2	0,2	1,4
Sonstige	15,0	4,3	19,3
KWK<10MW	21,3	10,0	31,2
Pumpspeicher	2,4	3,6	6,0
Summe konv.	253,8	63,1	316,9
Wind_Onshore	98,2	17,3	115,5
Wind_Offshore	37,6	0,0	37,6
Photovoltaik	28,2	28,8	57,0
Biomasse	28,2	15,0	43,2
Laufwasser	1,9	13,8	15,6
Speicherwasser	0,1	3,3	3,4
Sonstige_EE	2,0	1,0	3,0
Summe reg.	196,1	79,2	275,3
Summe Erzeugung	449,9	142,3	592,2
Pumpspeicher (Bezug)	3,0	4,2	7,3
Stromverbrauch	342,2	221,0	563,3
Stromverbrauch inkl. Pumpbezug	345,2	225,3	570,5
Saldo	104,7	-83,0	21,6



- Erzeugungsdefizit in Süd-DE (-83,0 TWh) ggü. einem Erzeugungsüberschuss in Nord-DE (+104,7 TWh)
- DE ist Nettoexporteur (ca. +21,6 TWh)

Marktsimulation - Jahreslauf (t+4)

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE



- Während der Lastanteil in Süd-DE bei **40%** der Gesamlast-DE liegt, wird in Süd-DE nur **16%** der Erzeugung bereitgestellt

Marktsimulation - Jahreslauf t+4

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [TWh]



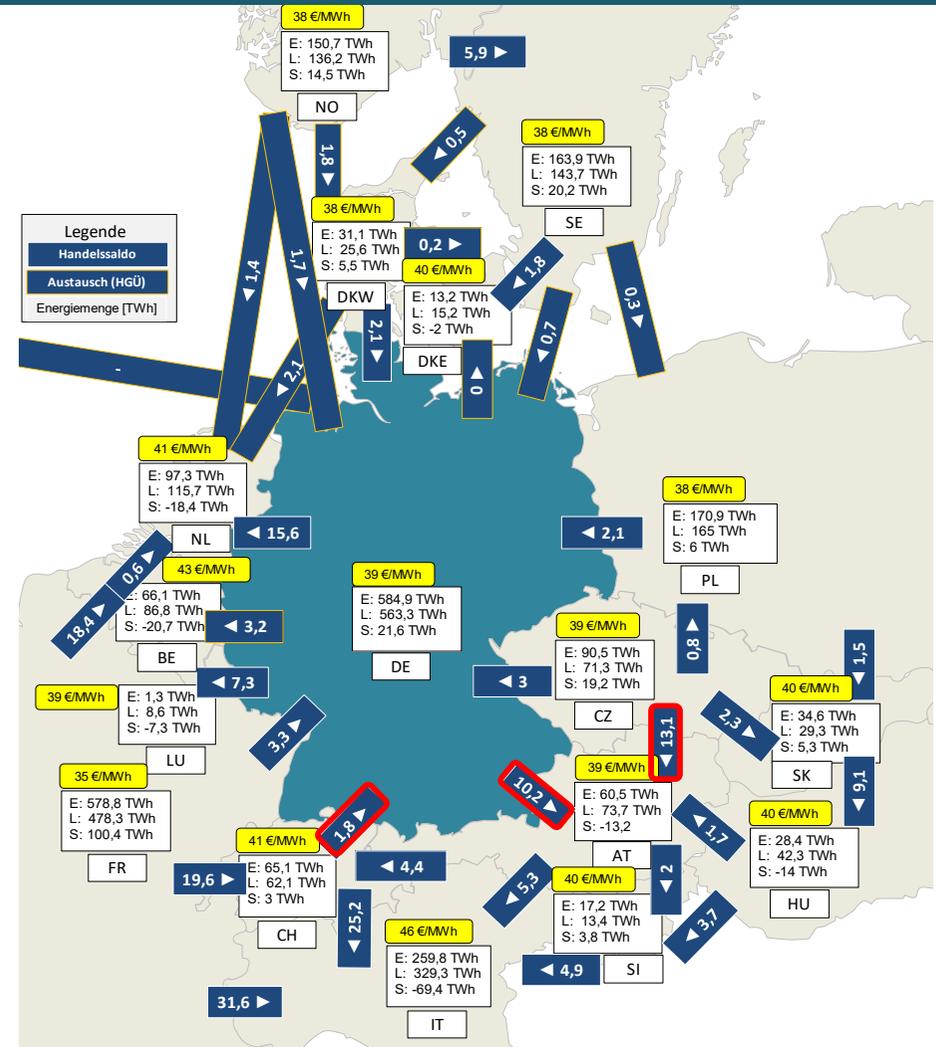
Marktsimulation - Jahreslauf t+4

Erzeugungs-/Nachfrage-/Handelssituation in Europa [TWh] - Vergleich Im- und Exporte¹ Jahresmenge

BA2019 t+4 Jahreslauf NTC



BA2019 t+4 Jahreslauf FBMC



¹Die für die FB-Marktsimulation ausgewiesenen CCR-internen Handelsaustausche wurden in einem Nachbearbeitungsschritt (BEC gemäß CWE-Methodik) basierend auf den CCR-Nettopositionen berechnet.

Inhaltverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation der Grenzsituation
 5. Marktsimulation
 6. **Netzanalysen**
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+1*
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+4*
 7. Fazit
-

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Berechnungsergebnisse für den Winter 2019/20 – Ergebnisvergleich mit BA 18 t+1 (Winter 2018/19)

	BA18 (t+1)				BA19 (t+1)					
NNF	283	307	283	307	273					
Marktsimulation	NTC				FBMC					
Freisichtplanung	ohne		mit		ohne	mit				
Topologische Maßnahmen	mit				ohne	mit				
Ausfall	n-1 & EC		n-1	n-1 & EC		n-1 & EC		n-1	n-1 & EC	
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,1	6	7,6	9	6,8	6,0	6,5	5,5	8,3	
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)						4,0	3,6	2,7	2,7	
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,4	4,7	4,5	3,7	5,5	2,0	3,0	4,6	3,7	
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9*	0,7	0,0	0,7*	
Summe negativer RD	11,5	10,7	12,1	12,7	12,3	13,0	13,7	12,8	15,5	
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,8	5,3	5,4	5,3	5,3	7,7	9,4	8,3	9,6	
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,7	0,2	0,7	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
Pos. RD ResKW in DE ($P_{\max, t+1} = 6,6 \text{ GW} / P_{\max, t+4} = 6,9 \text{ GW}$)	4,0	4,2	4,9	5,7	5,8	3,8	2,8	3,0	4,3	
Pos. RD in AT ($P_{\max, \text{Aug. 2019}} = 1,5 \text{ GW}$)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	
Pos. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Summe positiver RD	11,5	10,7	12,1	12,7	12,3	13,0	13,7	12,8	15,5	

* RD in Dänemark auf Grundlage der „Joint Declaration“ Vereinbarung

alle Angaben in GW

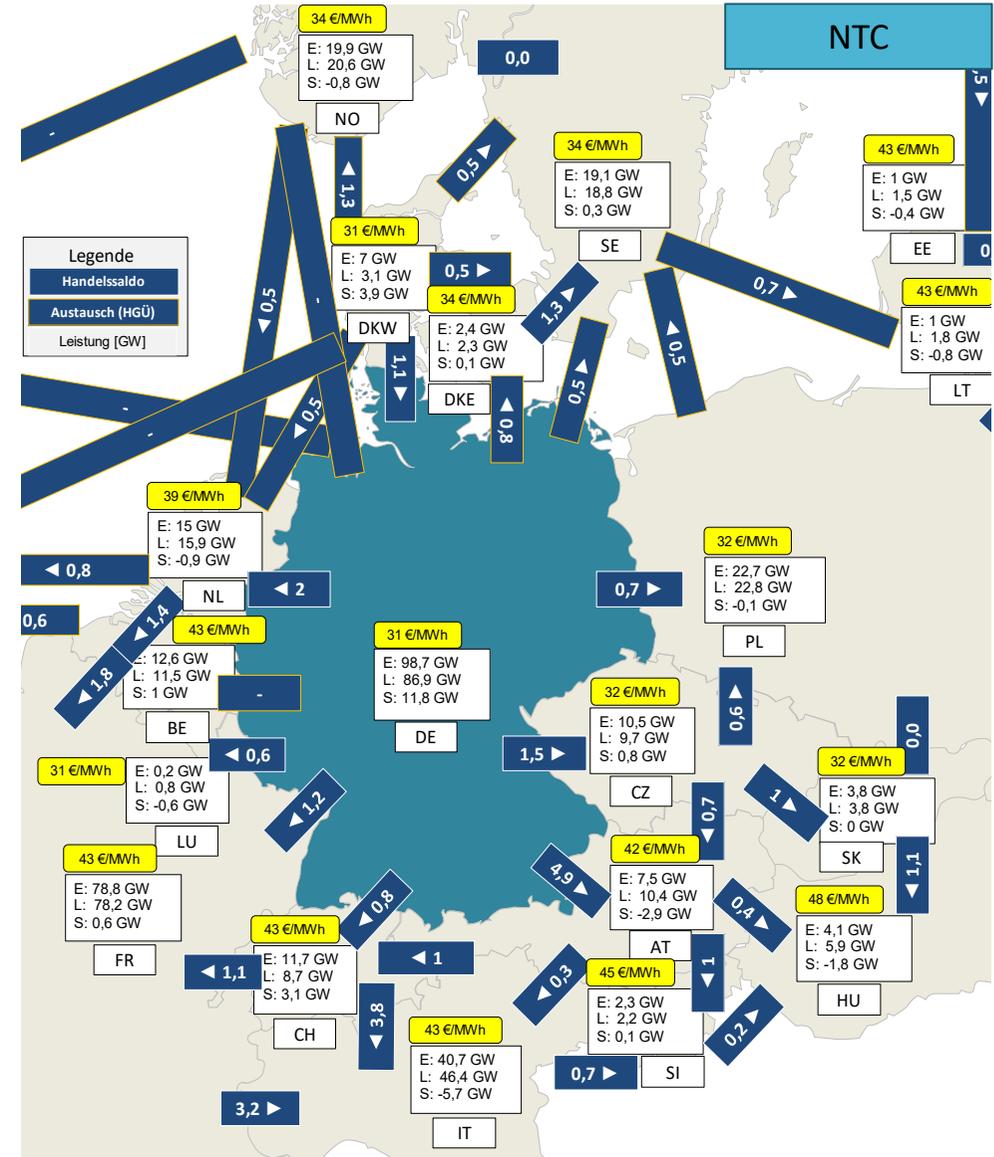
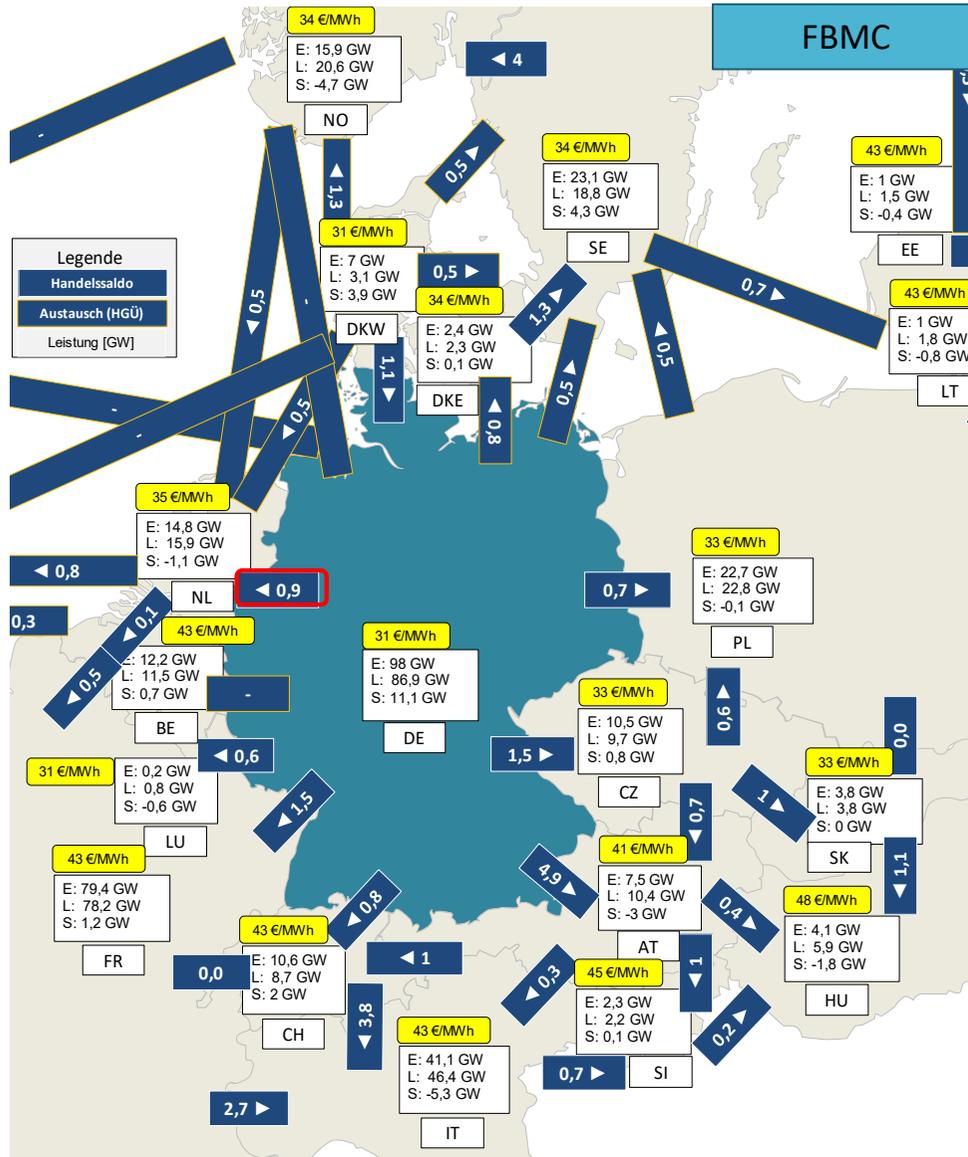
Topologische Maßnahmen

t+1, Grenzsituation NNF273

- Leitung Krajnik-Vierraden L508 freigeschaltet
- 220 kV Anlage Pasewalk (zwei Sammelschienenbetrieb)
- Leitung Ludersheim-Sittling 221 freigeschaltet
- 220 kV Anlage Sittling (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 220 kV Anlage Ufort (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380/220-kV-Transformator Lubmin 405 freigeschaltet
- 220 kV Anlage Neuenhagen (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Lamsheim (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Eiberg (zwei Sammelschienenbetrieb)

Grenzsituation „Starkwind/Starklast“ (t+1) FBMC

Erzeugungs-/Nachfragesituation in DE – NNF 273*

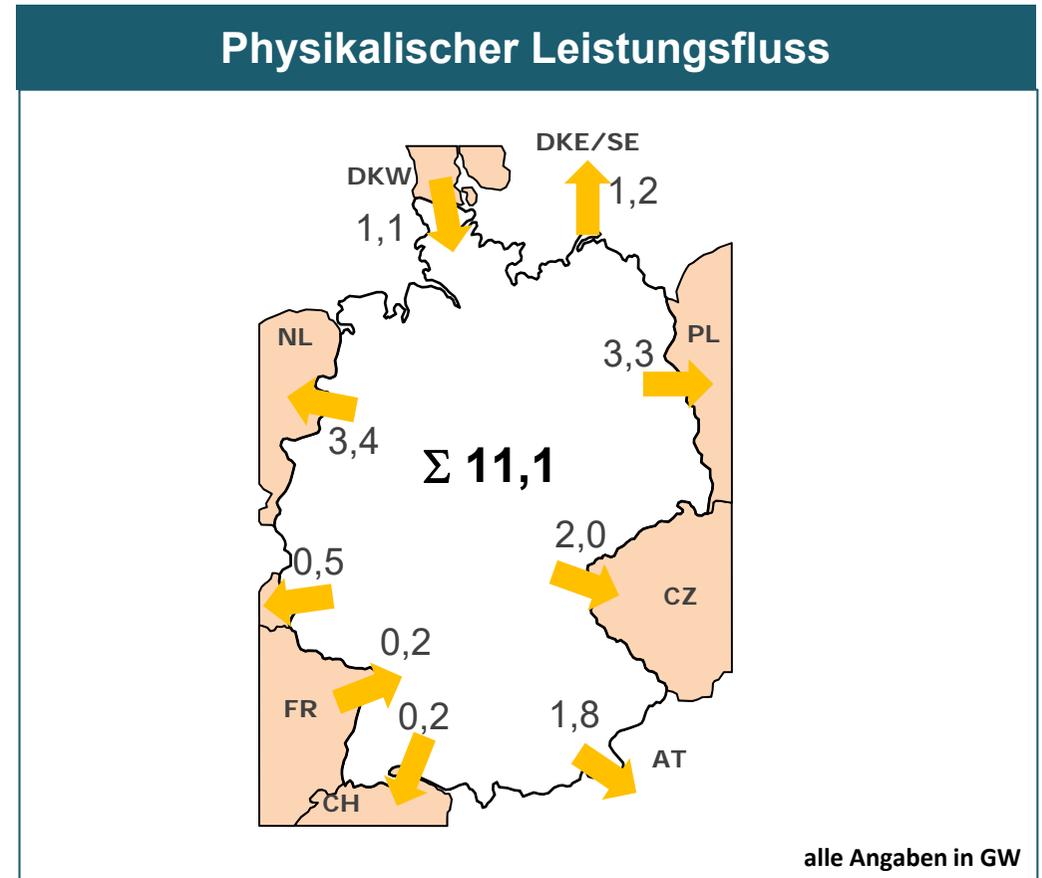
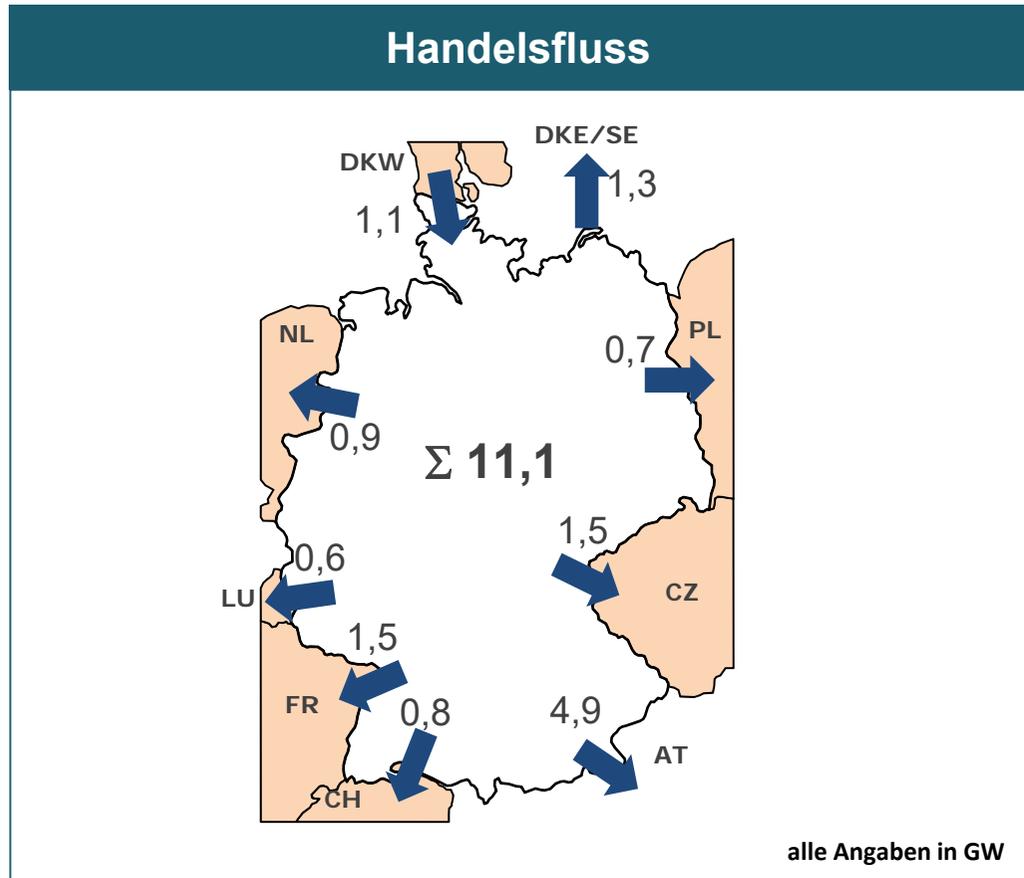


* Parametrierungsstunde, kann von kritischem NNF abweichen

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor Redispatch)

t+1 - NNF 273



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

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

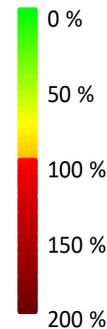
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+1 – NNF 273 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



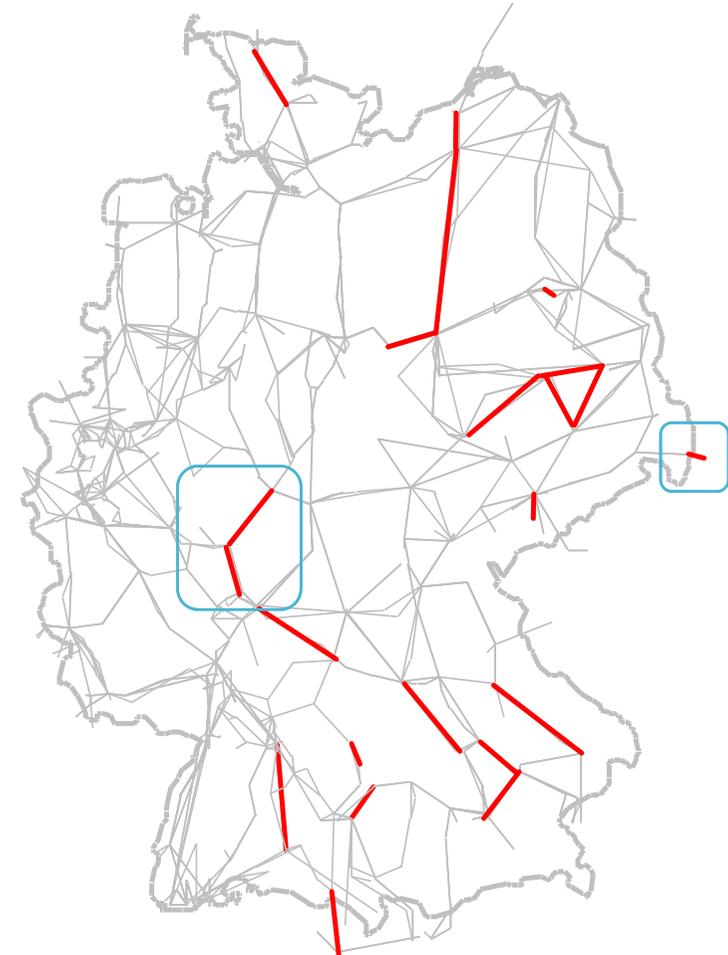
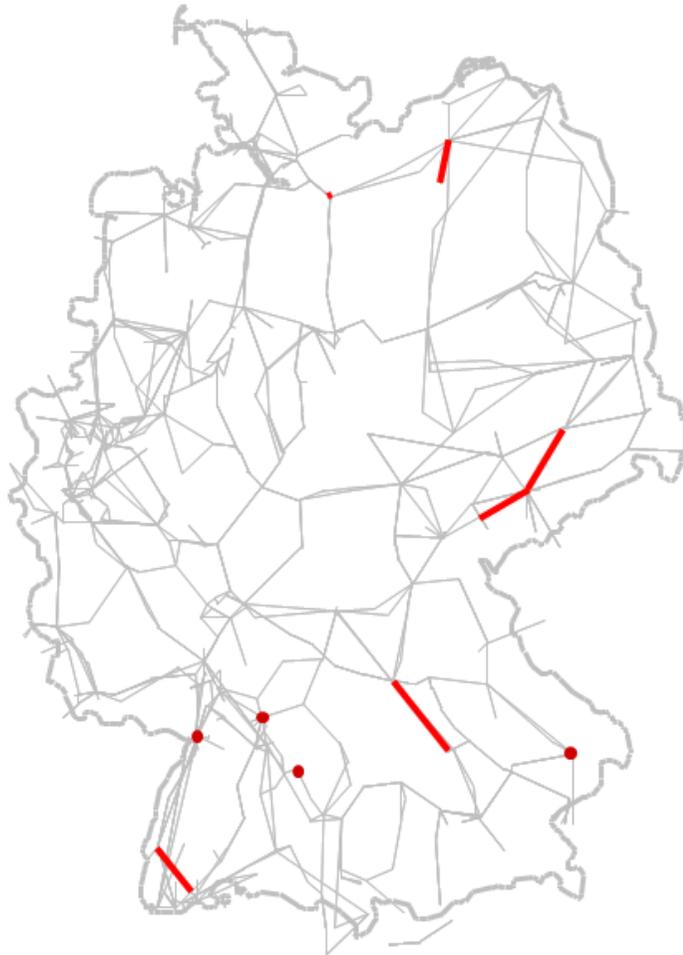
Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

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

Vergleich der Freis haltplanung in der Grenzsituation

BA19 t+1 NNF 273

BA18 t+1 NNF 283



- **BA2018: Referenzzeitpunkt für Freis haltungen im Fenster Oktober – Dezember ausgewählt**
- **BA2019: Referenzzeitpunkt für Freis haltungen im Fenster November – Dezember ausgewählt**
- **Dies resultierte in geringeren Anzahl von Freis haltungen in der Grenzsituation der BA2019**

Vergleich der Stromkreisauslastung BA2018 und BA2019

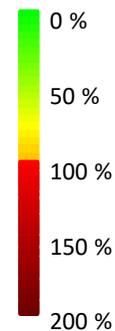
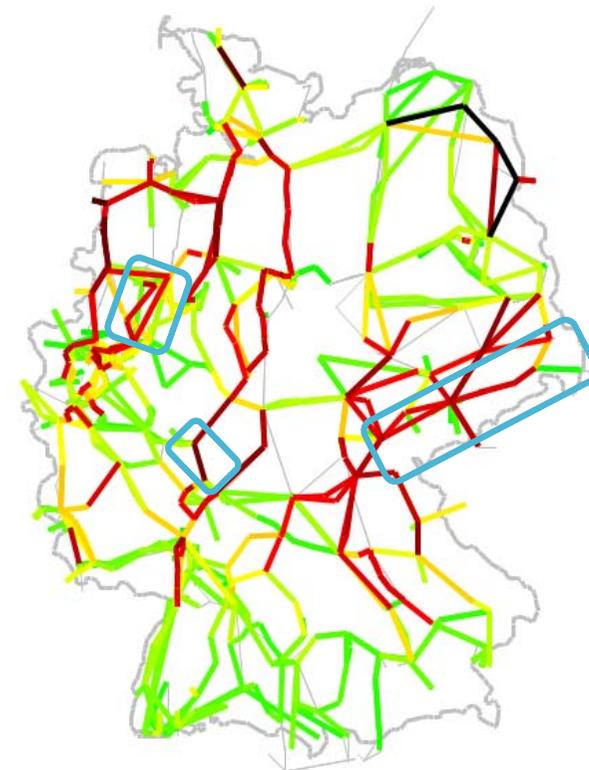
Stromkreisauslastung vor Redispatch im EC-Fall

t+1 – mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

BA19 t+1 NNF 273



BA18 t+1 NNF 283



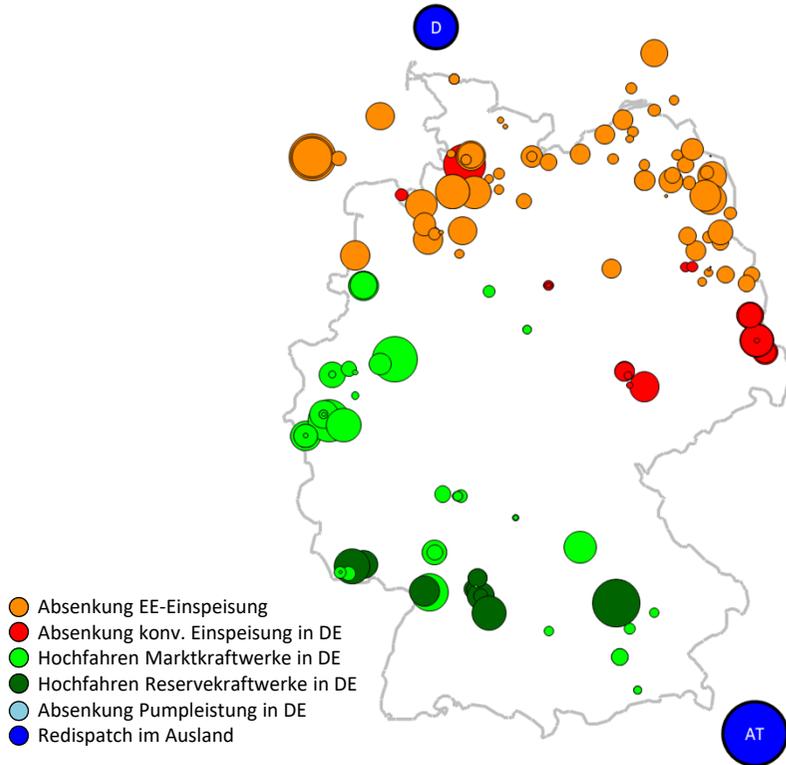
- Vergleichbare Stromkreisauslastungen
- Freischaltung Borken – Gießen Nord – Karben sorgte in BA18 für höhere Auslastung in dem Bereich
- Freischaltung Hagenwerder – Mikulowa führten zu höheren Auslastungen in Richtung Röhrsdorf und Redwitz, die nur durch Kraftwerke in Mittel- und Süddeutschland behoben werden konnten

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

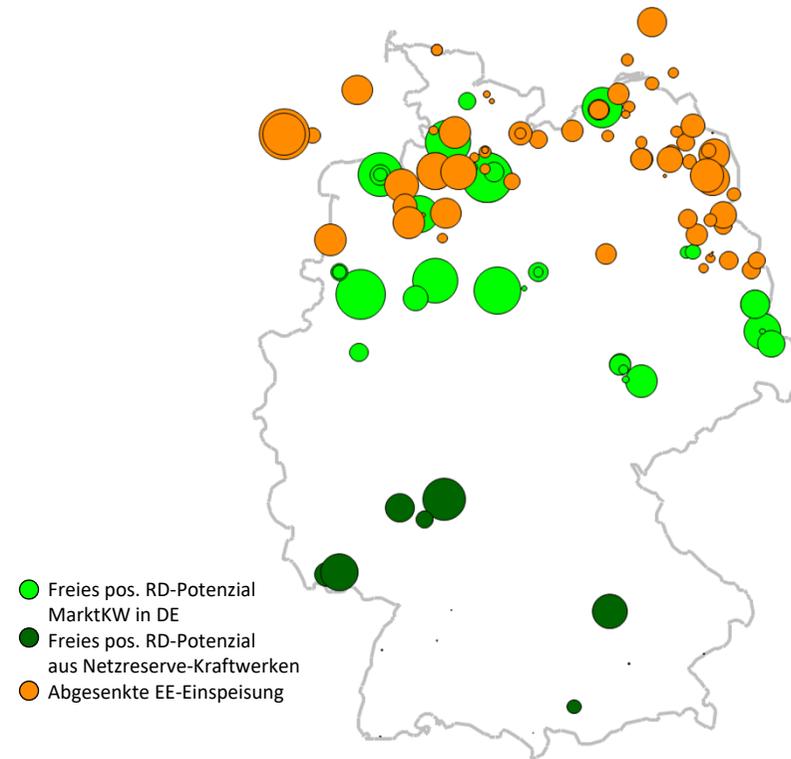
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+1 – NNF 273 - mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



verbleibendes Hochfahrpotenzial



- Vollständige Nutzung des pos. RD-Potenzial von Marktkraftwerken in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Wiesbaden und Ingolstadt werden nicht vollständig eingesetzt
- 1,5 GW Redispatchpotenzial in AT wird vollständig genutzt

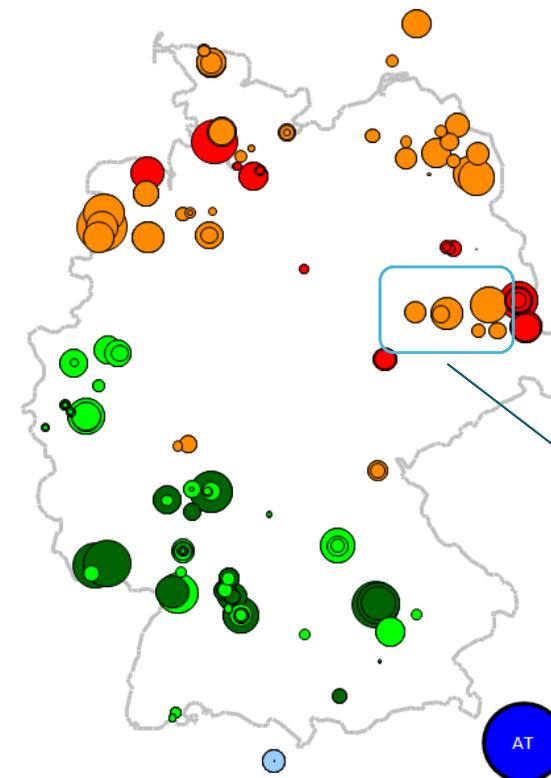
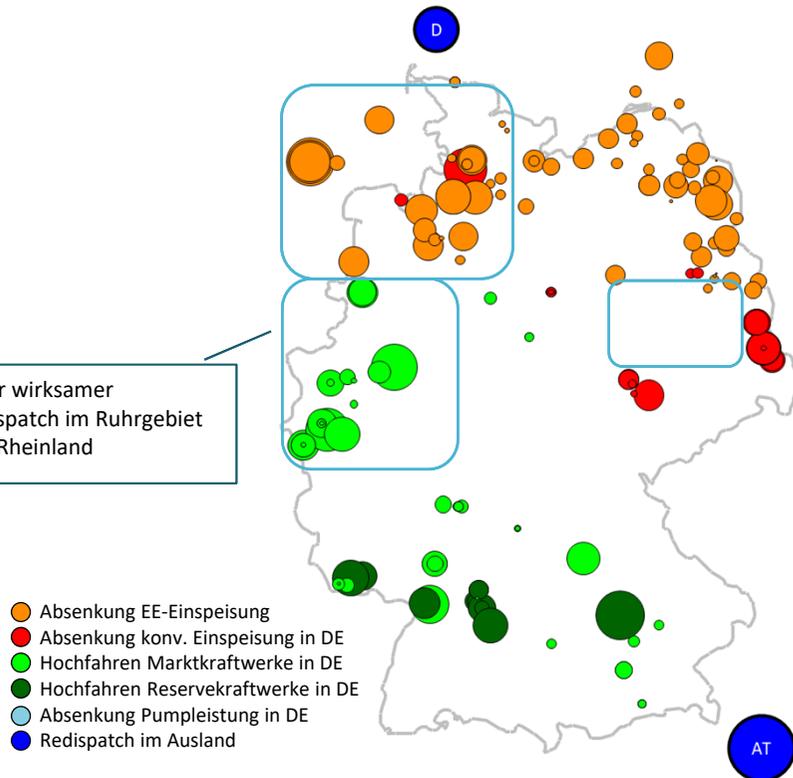
Vergleich des RD-Einsatzes BA2018 und BA2019

Redispatcheinsatz im EC-Fall

t+1 – mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

BA19 t+1 NNF 273

BA18 t+1 NNF 283



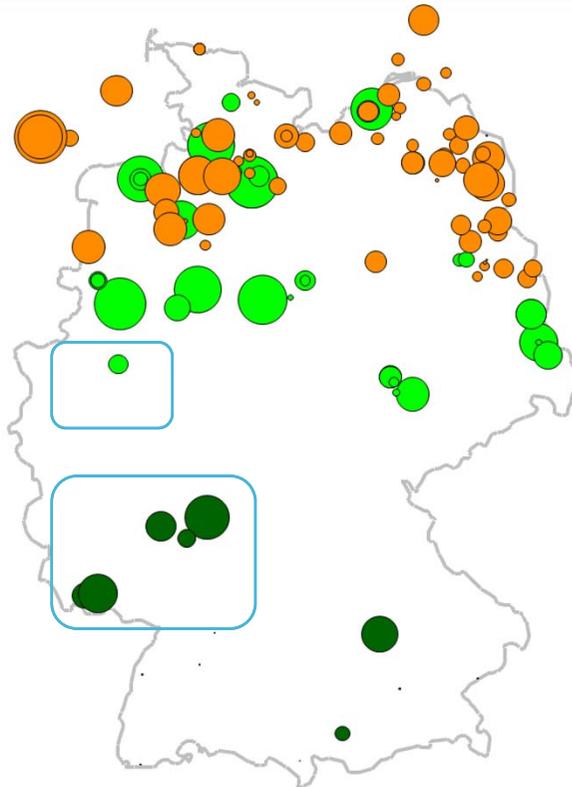
- **Einschränkungen des PST-Stufenbereichs und Offshore-Windzubau führen zu mehr Windabsenkung im Nordwesten**
- **Mehr wirksamer Redispatch im Ruhrgebiet und Rheinland**
- **Verlagerung der Windabsenkung in Ostdeutschland in nördliche Richtung**

Vergleich des RD-Einsatzes BA2018 und BA2019

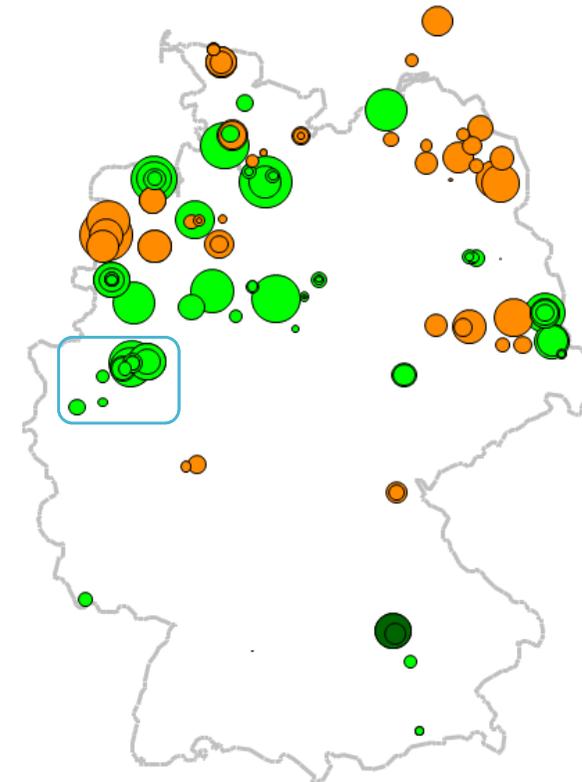
Verbleibendes Redispatchpotential im EC-Fall

t+1 – mit Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

BA19 t+1 NNF 273



BA18 t+1 NNF 283



- Freies pos. RD-Potenzial MarktKW in DE
- Freies pos. RD-Potenzial aus Netzreserve-Kraftwerken
- Abgesenkte EE-Einspeisung

- Das Redispatchpotential im Ruhrgebiet kann dieses Jahr fast vollständig genutzt werden
- Die Netzreserve-KW im Saarland und Raum Frankfurt werden im Gegensatz zur BA2018 nicht eingesetzt

Berechnungsergebnisse t+1

Jahreslauf

Vergleich Jahresläufe BA2019 (t+1) und BA2018 (t+1)

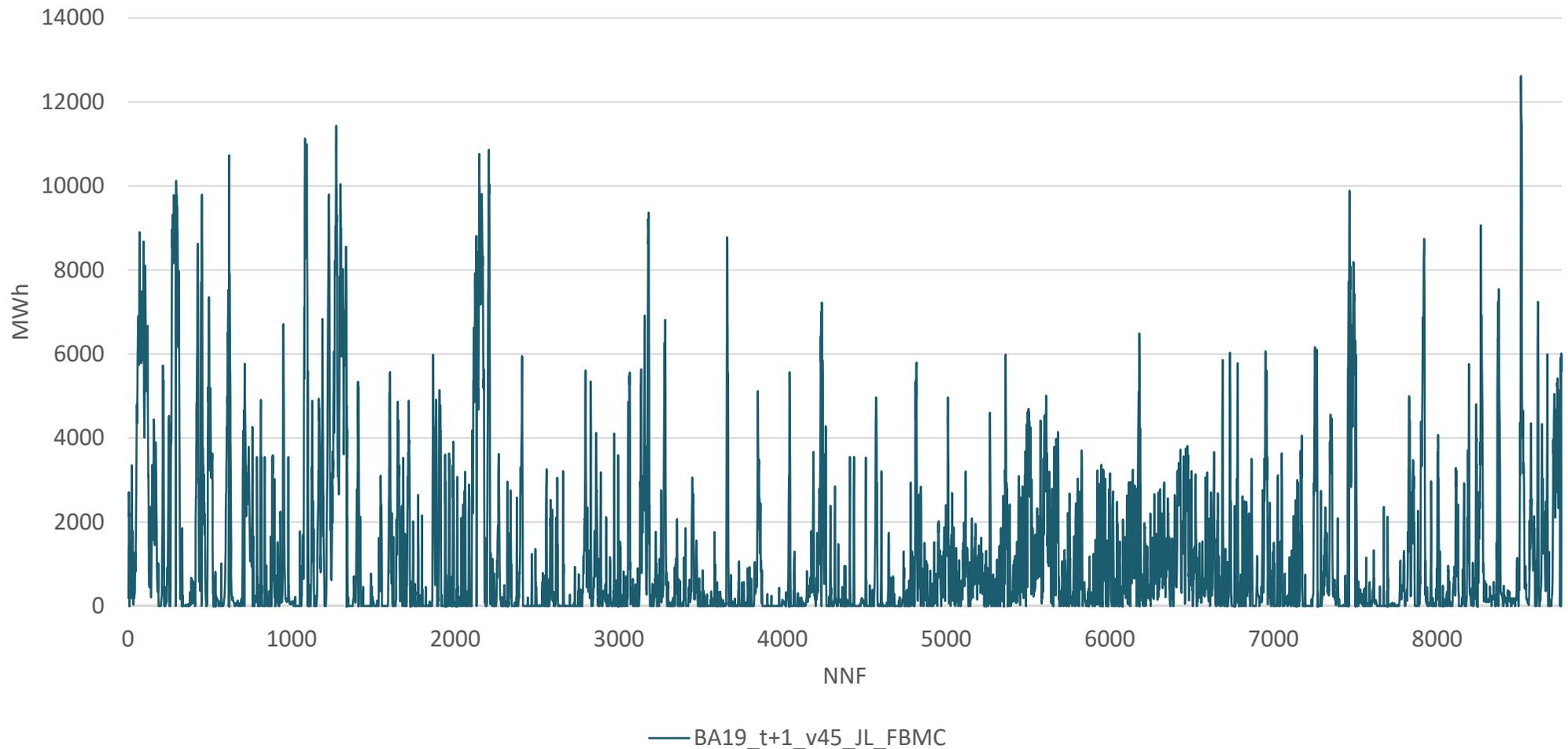
Analyse der Jahresläufe

	BA18 v74 NTC	BA19 v45 NTC	BA19 v45 FBMC
	TWh	TWh	TWh
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,3	3,2	3,3
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,2	2,7	2,7
Neg. RD marktbasierter KW in DE	6,3	5,1	4,3
Neg. RD im Ausland	0,052	0,266	0,093
Summe negativer RD	13,8	11,3	10,4
Pos. RD marktbasierter KW in DE	8,4	7,9	7,3
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung	1,8	0,8	0,8
Pos. RD potenzieller Netzreservekraftwerke	1,3	1,6	1,3
Pos. RD in AT	2,1	1,0	1,0
Pos. RD im Ausland	0,160	0,038	0,026
Summe positiver RD	13,8	11,3	10,4
NNF insgesamt	8760	8760	8760
NNF optimiert (Status)	8613	8693	8714
NNF nicht optimiert (Status)	147	67	46
NNF mit KW-RD (Opt_KW)	5399	6299	6211

BA19 t+1 JL FBMC v45

Gesamt-Redispatchmengen

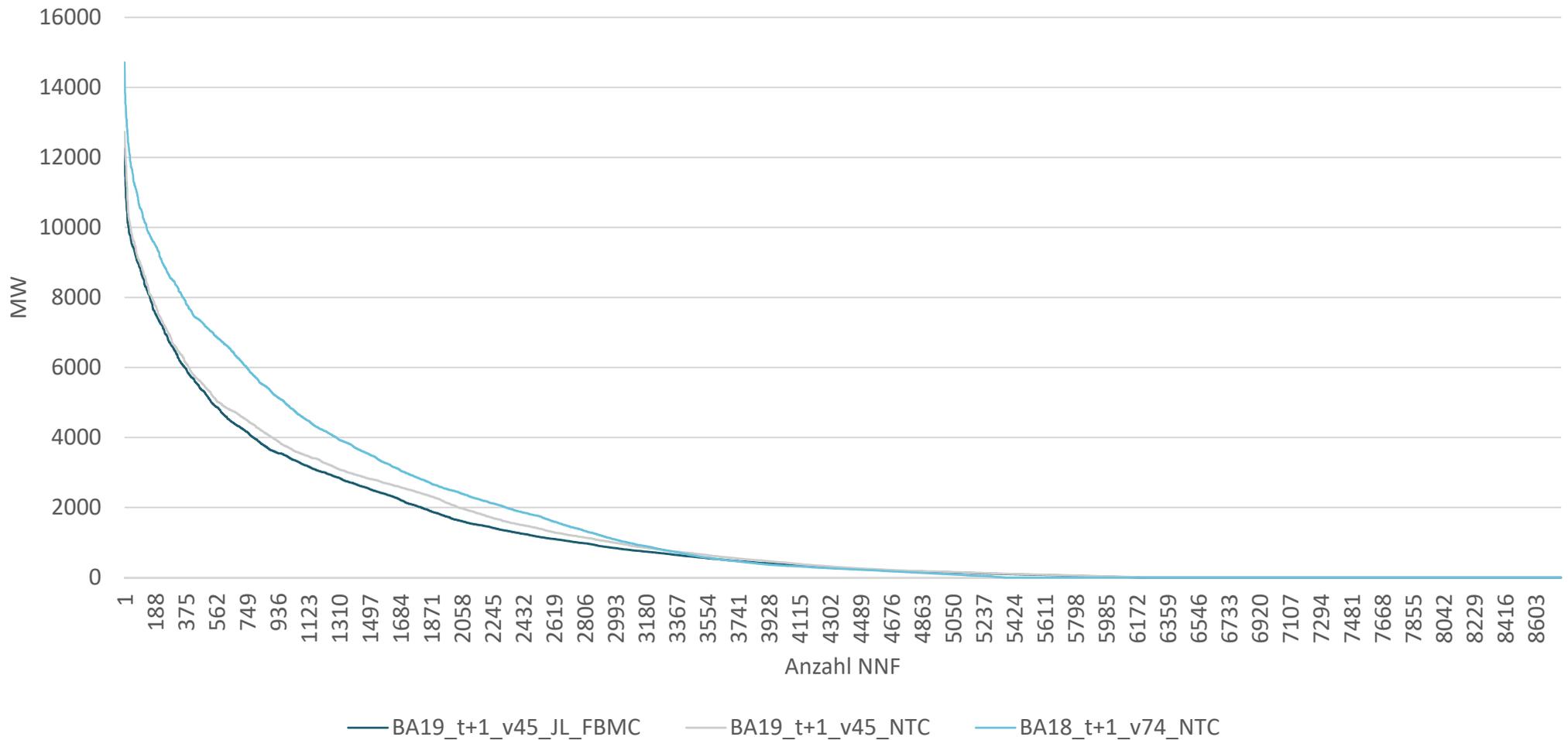
Gesamtredispatch



BA19 t+1 JL FBMC v45

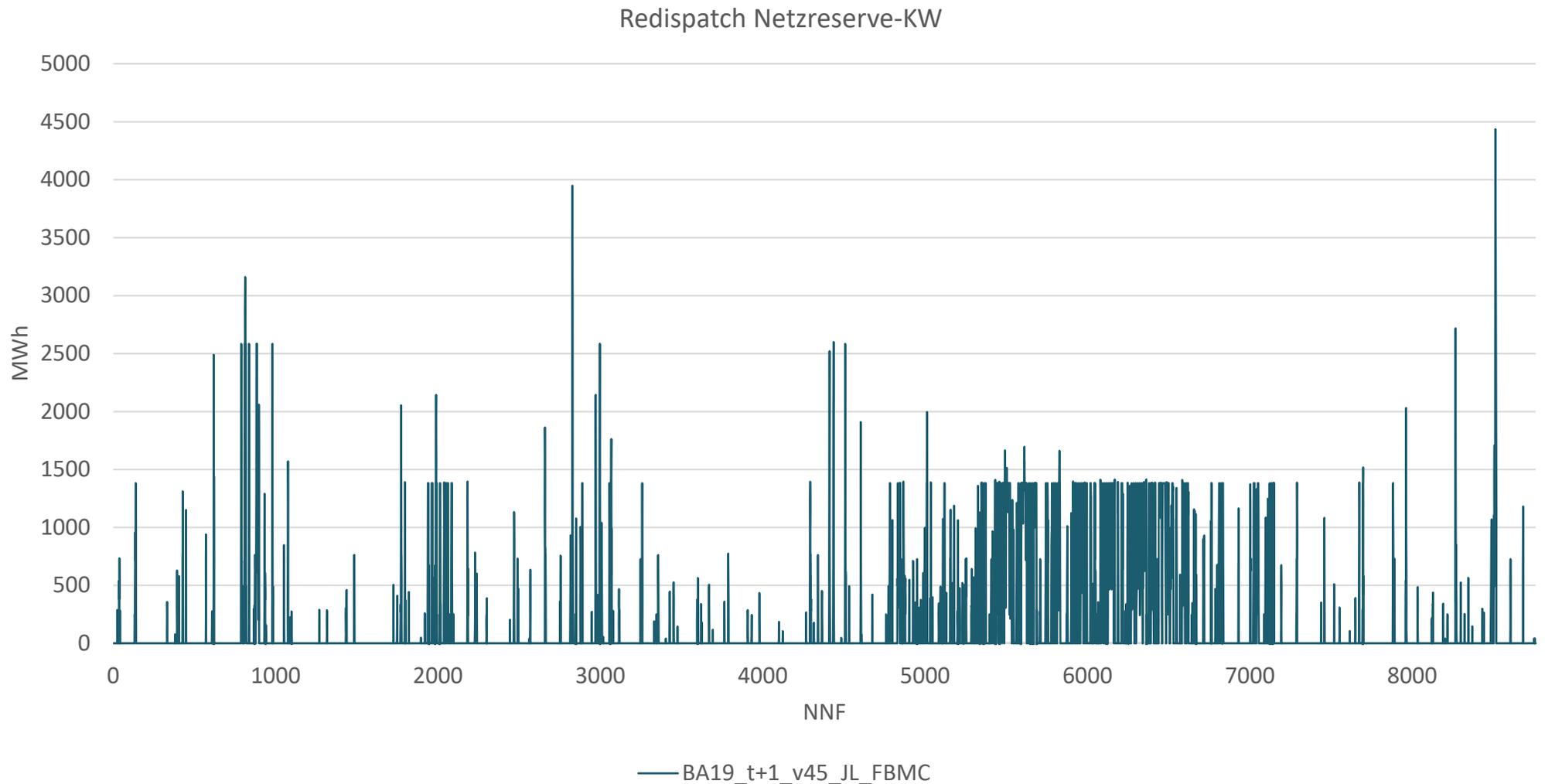
Vergleich Gesamt-Redispatchmengen

Dauerlinie Gesamtredispatch



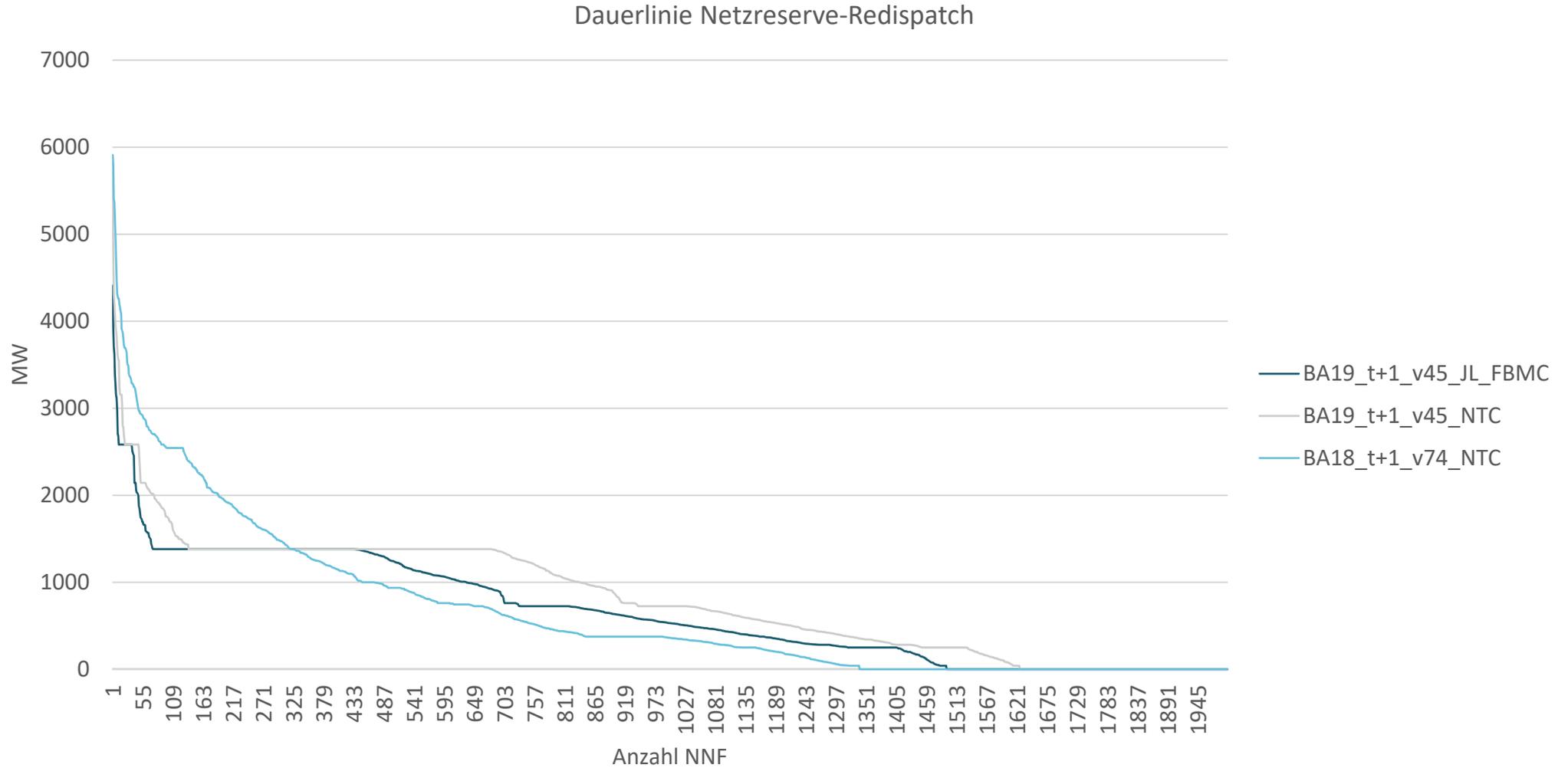
BA19 t+1 JL FBMC v45

Netzreserve-Redispatchmengen



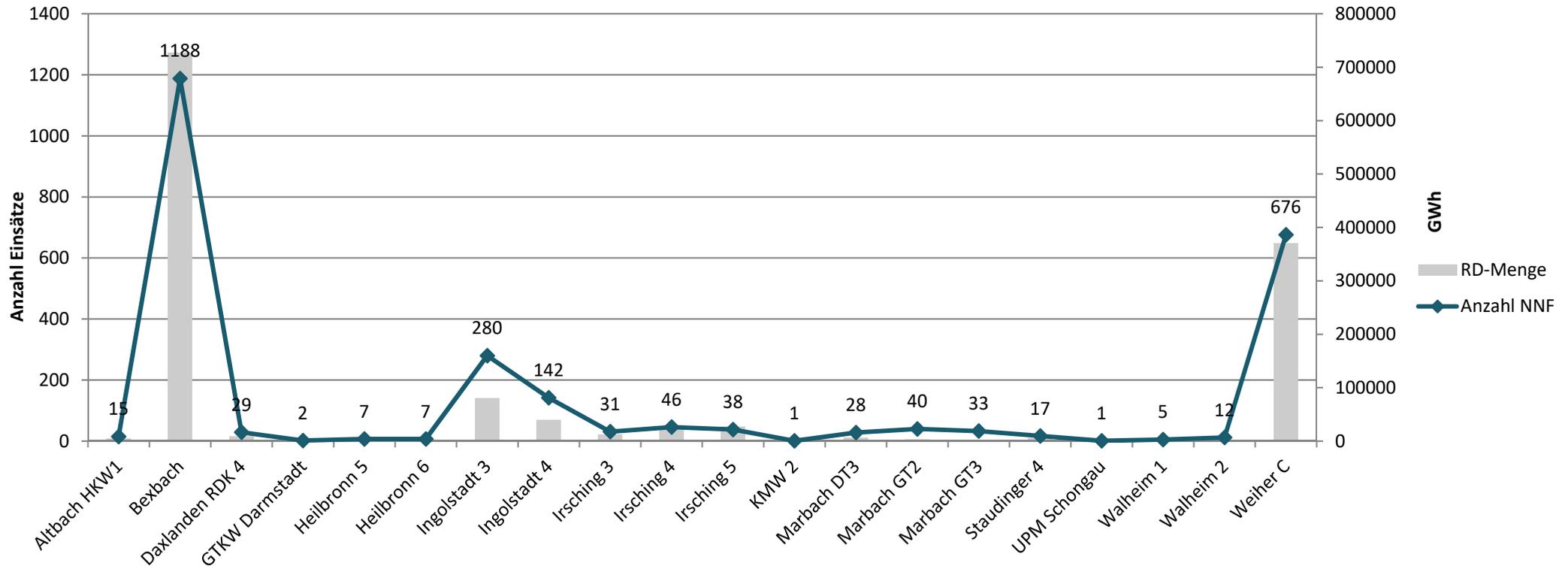
BA19 t+1 JL FBMC v45

Vergleich Netzreserve-Redispatchmengen



Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf

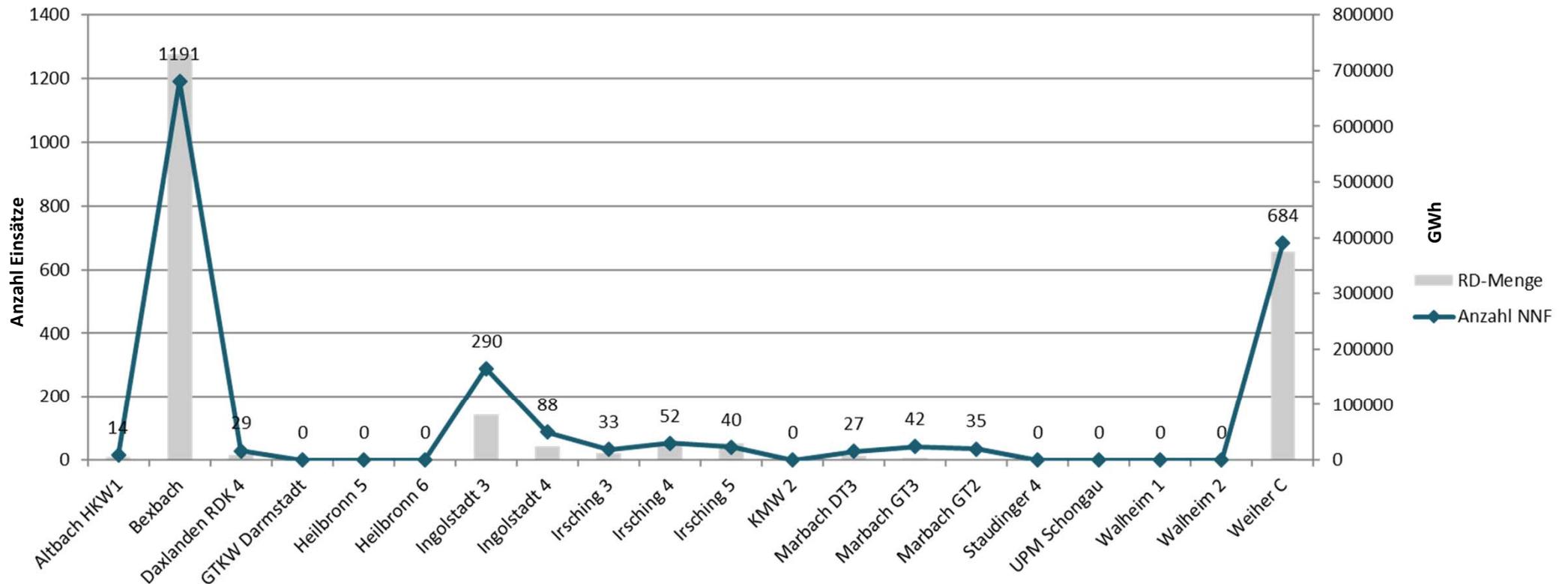


- Die Netzreservekraftwerke werden überwiegend in wenigen Stunden des Jahres eingesetzt
- Die hohen Einsatzzeiten der KW Weiher und Bexbach sind auf Engpässe bei hohem Import aus FR¹ zurückzuführen, die hierdurch netztechnisch besonders effizient behoben werden können; tatsächlich muss dieser Einsatz gegen alternative netz- oder marktbezogene Maßnahmen abgewogen werden

¹Die Handelsaustausche FR-DE werden nicht durch Flow-Based unterbunden, da aufgrund der minRAM-Vorgaben und der garantierten Langfristhandelskapazitäten (LTAs) auf den betroffenen Netzelementen zusätzliche Übertragungskapazitäten für den Handel freigegeben werden müssen, obwohl diese zu Überlastungen der Netzelemente führen können.

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+1)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf mit erhöhten Strafkosten zur Prüfung der Robustheit



- Um die Robustheit des KW-Portfolios zu prüfen, wurden die Strafkosten der folgende Kraftwerke um 1.500 erhöht
 - Kraftwerke mit weniger als 15 Einsätzen im initialen Jahreslauf
 - Kraftwerke, die in der Grenzsituation nicht gezogen wurden
- Mit Ausnahme von Ingolstadt 4 werden alle höher bestrafte Kraftwerke im Jahreslauf nicht mehr gezogen

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke in NNF273

Netzreserve KW	Energieträger	Einsatz-Häufigkeit im initialen Jahreslauf	SK Basis €/MW	Pmax [MW]	Einsatz GS-Basis [MW]	<15	GS-Sensi A +1500 [MW]	GS-Sensi A' +3000 [MW]	Einsatz-Häufigkeit im Jahreslauf zur Robustheitsprüfung	Robustes Netzreserve-Portfolio*
Altbach HKW1	Steinkohle	15		433	433		433	433	14	x
Bexbach	Steinkohle	1188		726	285,2		726	726	1191	x
Daxlanden RDK4	Erdgas	29		342	342		342	342	29	x
GTKW Darmstadt	Erdgas	2		94,6	--	x	--	--	--	
Heilbronn 5	Steinkohle	7		125	125	x	--	--	--	
Heilbronn 6	Steinkohle	7		125	125	x	--	--	--	
Ingolstadt Block 3	Mineralölprodukte	280		375	118,6		94,9	93,8	290	x
Ingolstadt Block 4	Mineralölprodukte	142		386	--		--	--	88	x
Irsching Block 3	Mineralölprodukte	31		375	375		375	375	33	x
Irsching Block 4	Erdgas	46		561	561		561	561	52	x
Irsching Block 5	Erdgas	38		846	846		846	846	40	x
KMW 2	Erdgas	1		255,5	--	x	--	--	--	
Marbach DT3	Mineralölprodukte	28		263,5	263,5		263,5	263,5	27	x
Marbach GT2	Mineralölprodukte	40		85	85		85	85	42	x
Marbach GT3	Mineralölprodukte	33		77,4	77,4		77,4	77,4	35	x
Staudinger Block 4	Erdgas	17		580	--		--	--	--	
UPM Schongau	Erdgas	1		64	--	x	--	--	--	
Walheim 1	Steinkohle	5		96	96	x	--	--	--	
Walheim 2	Steinkohle	12		148	148	x	--	--	--	
Weiherr C	Steinkohle	676		655,6	462,3		501,2	611,2	684	x
		Summe eingesetzt			4.374		4.305	4.414		
		Summe installiert		6.614	5.234		4.740	4.740		5.126

Nicht genutzte KW in GS-Basisvariante

Nicht genutzte KW in GS nach Strafkostenerhöhung

Erhöhung ggü. Basisvariante

Reduzierung ggü. Basisvariante

* das robuste Netzreserve-Portfolio wird gebildet aus den Kraftwerken, die im Jahreslauf zur Robustheitsprüfung eingesetzt werden

Inhaltverzeichnis / Gliederung

-
1. Aufgabenstellung und Zielsetzung
 2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019
 3. Eingangsparameter
 4. Identifikation der Grenzsituation
 5. Marktsimulation
 6. **Netzanalysen**
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+1*
 - Ergebnisse der Netzanalyse t+4*
 7. Fazit
-

Berechnungsergebnisse t+4

Grenzsituation

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

Berechnungsergebnisse für den Winter 2022/23 – Ergebnisvergleich

	BA18 (t+1)		BA19 (t+1)	BA19 (t+1)	BA18 (t+3)	BA19 (t+4)	BA19 (t+4)
NNF	283	307	273	273	280	307 (GS)	950 (JL)
Marktsimulation	NTC		FBMC	FBMC	NTC	FBMC	FBMC
Freisaltplanung	ohne		ohne	mit	ohne	ohne	ohne
Ausfall	n-1 & EC		n-1 & EC	n-1 & EC	n-1 & EC	n-1 & EC	n-1 & EC
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	7,1	6	6,5	8,3	6,8	4,1	2,0
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)			3,6	2,7		2,0	1,3
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,4	4,7	3,0	3,7	4,8	7,7	9,5
Neg. RD im Ausland	0,0	0,0	0,7*	0,7	0,0	0,0	0,0
Summe negativer RD	11,5	10,7	13,7	15,5	11,6	13,8	12,8
Pos. RD marktbasierter KW in DE	5,8	5,3	9,4	9,6	5,2	3,3	1,2
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung in DE	0,7	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,8
Pos. RD ResKW in DE ($P_{\max, t+1} = 6,6 \text{ GW} / P_{\max, t+4} = 6,9 \text{ GW}$)	4,0	4,2	2,8	4,3**	4,6	6,8	6,1
Pos. RD in AT ($P_{\max, \text{Aug. 2019}} = 1,5 \text{ GW}$)	1,0	1,0	1,5	1,5	1,4	1,5	0,9
Pos. RD im Ausland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	3,7
Summe positiver RD	11,5	10,7	13,7	15,5	11,6	13,8	12,8

* RD in Dänemark auf Grundlage der „Joint Declaration“ Vereinbarung

** RD-Bedarf t+1 (mit Freisaltplanung)

alle Angaben in GW

alle Werte verstehen sich mit topologischen Maßnahmen

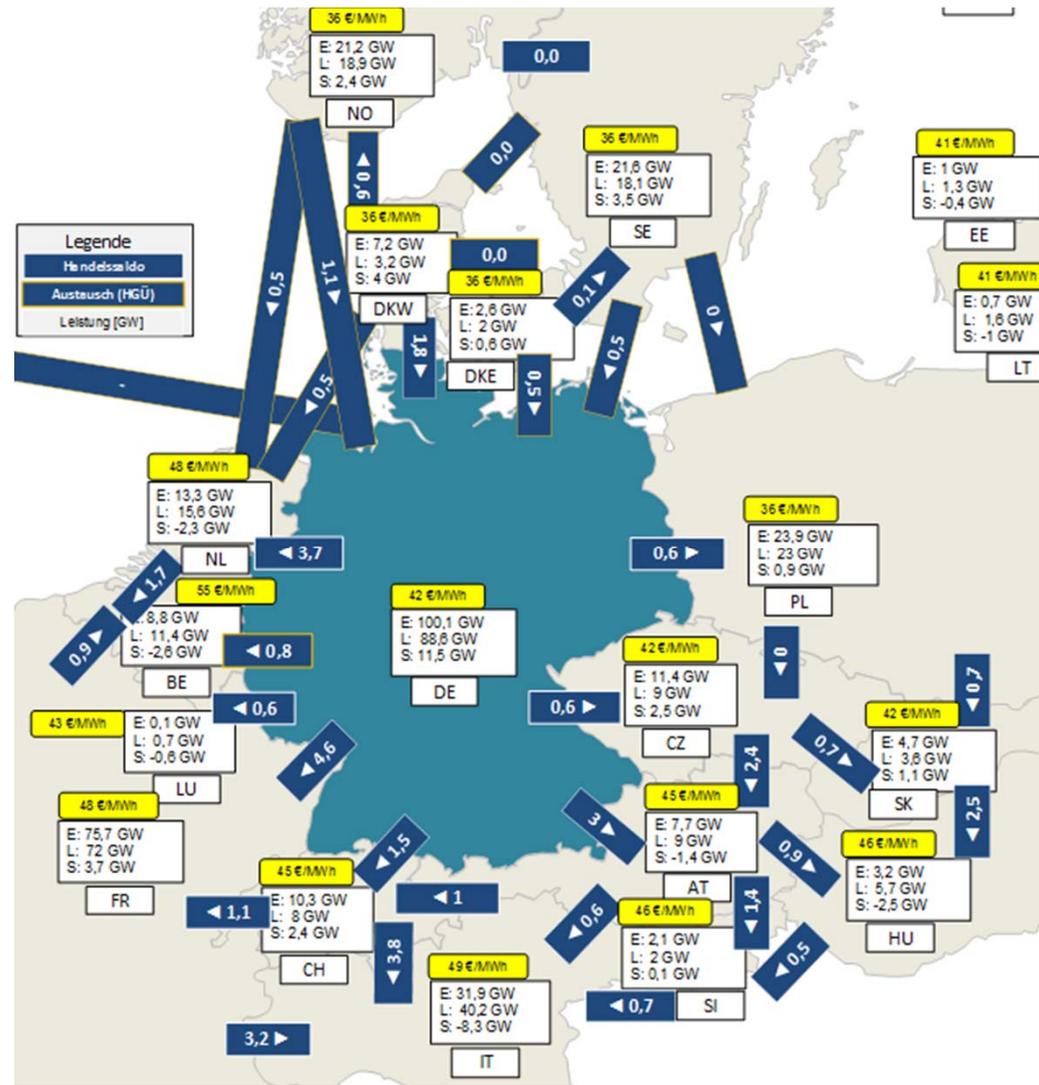
Topologische Maßnahmen

t+4, Grenzsituation NNF 307 (GS) und 950 (JL)

- 220 kV Leitung Westerkappeln–Hanekenfähr–Amelsbüren in Amelsbüren freigeschaltet
- 220 kV Leitung Eller-Sankt Peter-Rommerskirchen in Sankt Peter freigeschaltet
- 220 kV Leitung Eiberg-Hattingen-Opladen in Sankt Peter freigeschaltet
- 220 kV Anlage Pasewalk (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 220 kV Leitung Ludersheim-Sittling 221 freigeschaltet
- 220 kV Anlage Sittling (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 220 kV Anlage Uftorf (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Lambsheim (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Eiberg (zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Bürstadt (gekuppelter Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Pulverdingen(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Uchtelfangen(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Mecklar(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Gießen Nord(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Würgassen(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 380 kV Anlage Eickum(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 220 kV Anlage Pleinting(zwei Sammelschienenbetrieb)
- 220 kV Anlage Röhrsdorf(zwei Sammelschienenbetrieb)

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

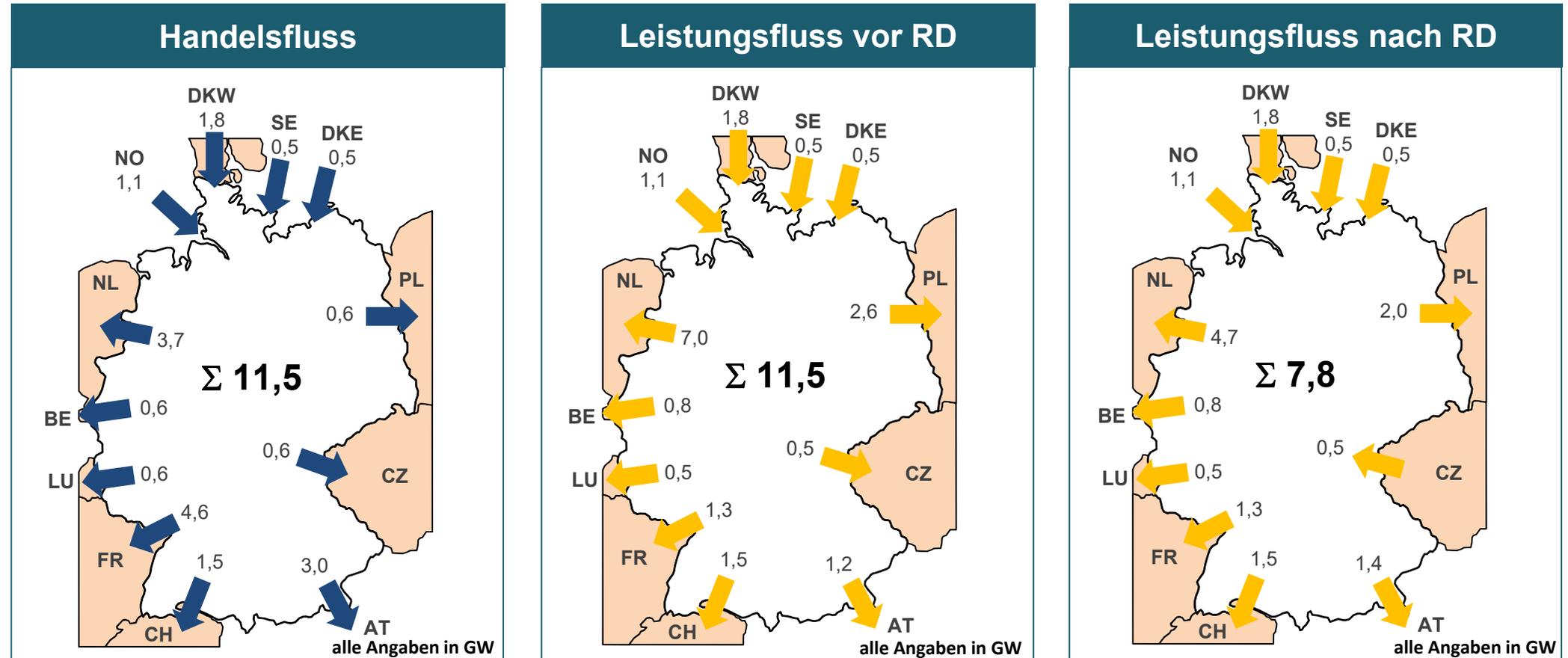
Handelsfluss t+4 - NNF 307 (GS)



Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach Redispatch)

t+4 - NNF 307 (GS)



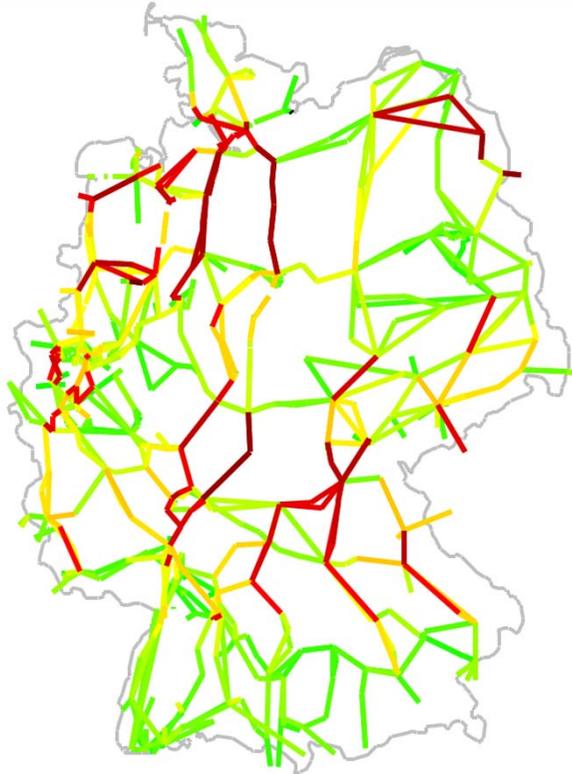
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,9 GW). Hoher Handelsexport in alle anderen Länder (15,4 GW).
- Hoher physikalischer Leistungsfluss Richtung Westen (NL/BE/FR)
- Durch RD in FR und AT sinkt das Handelssaldo um 3,7 GW auf 7,8 GW

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

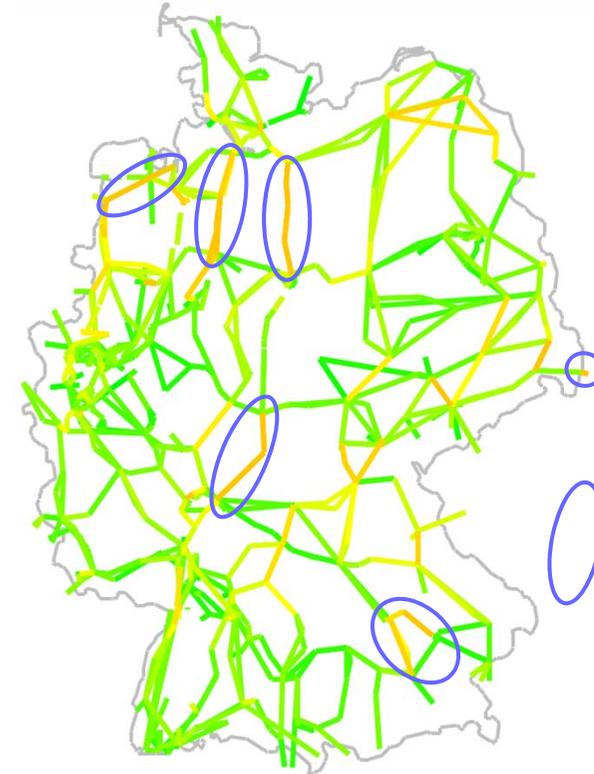
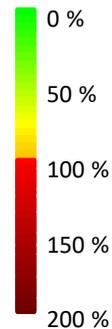
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+4 – NNF 307 - ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

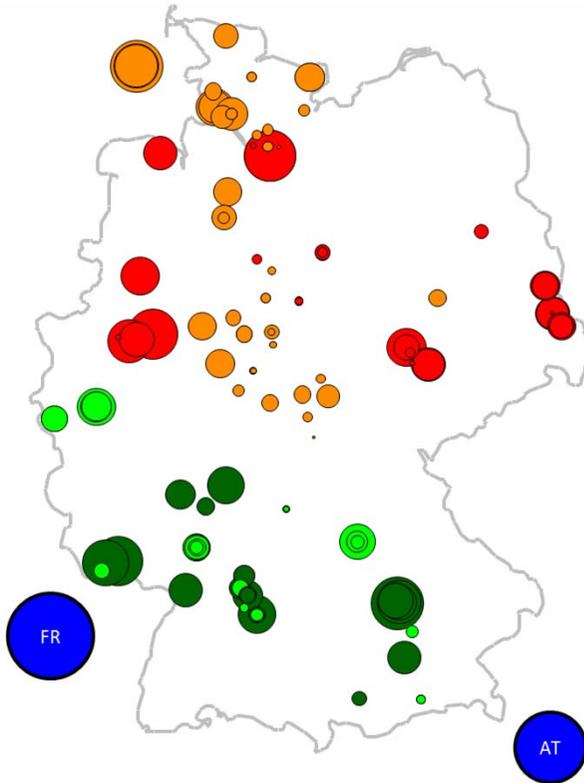
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

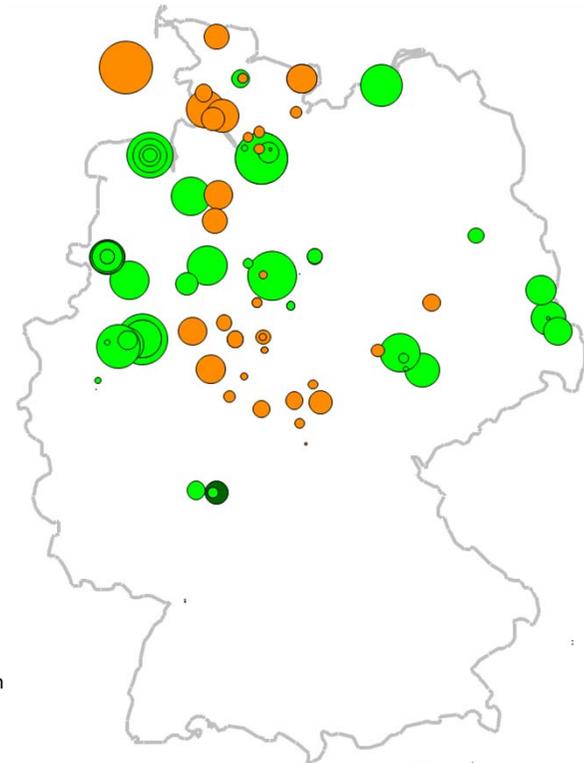
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+4 – NNF 307 - ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



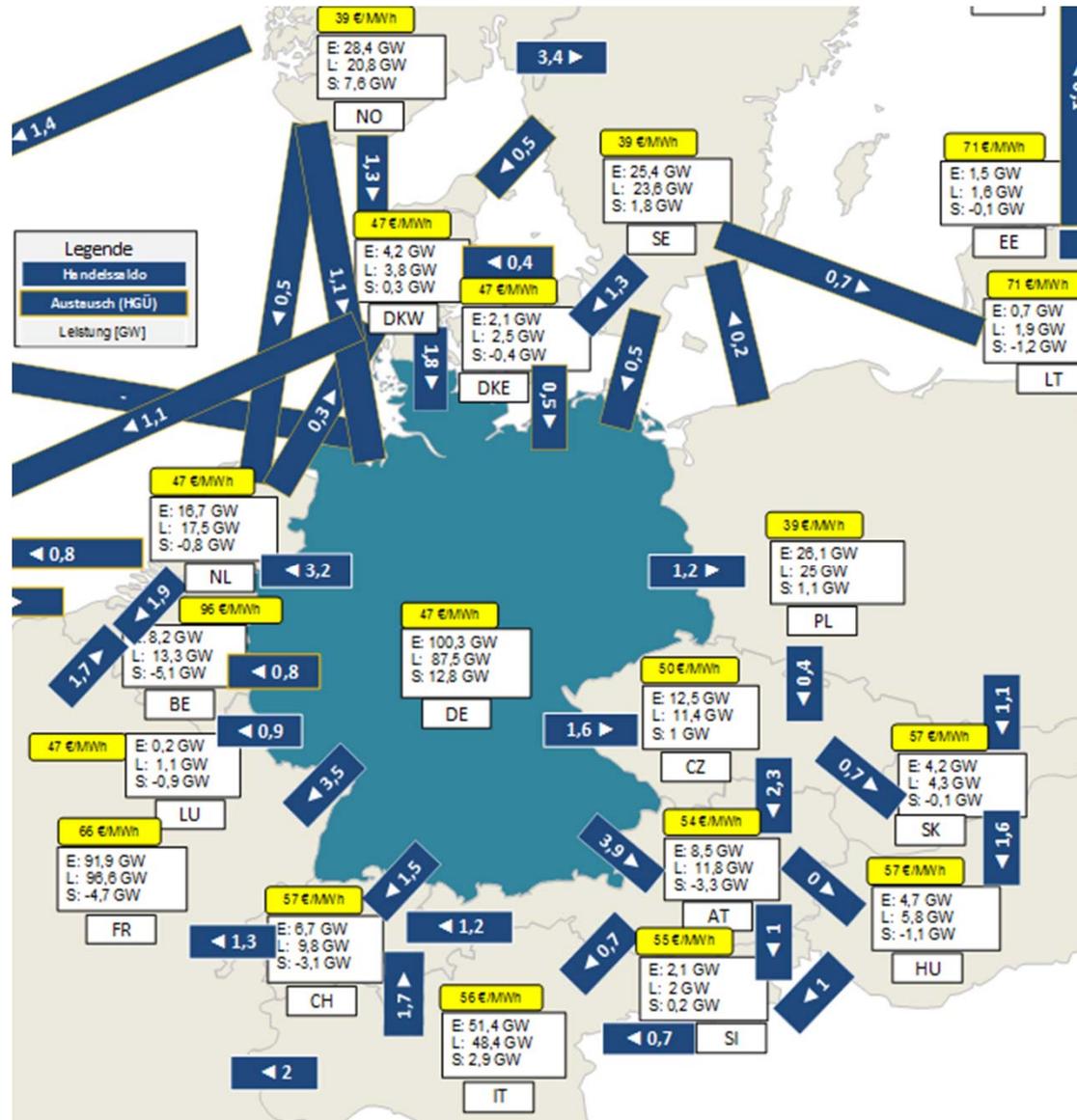
verbleibendes Hochfahrpotenzial



- Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potential in Süd-DE
- Netzreserve-Kraftwerke im Raum Frankfurt werden wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt
- RD-Potential in AT wird vollständig genutzt
- In FR wird zusätzlich 2,2 GW RD-Potential benötigt

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

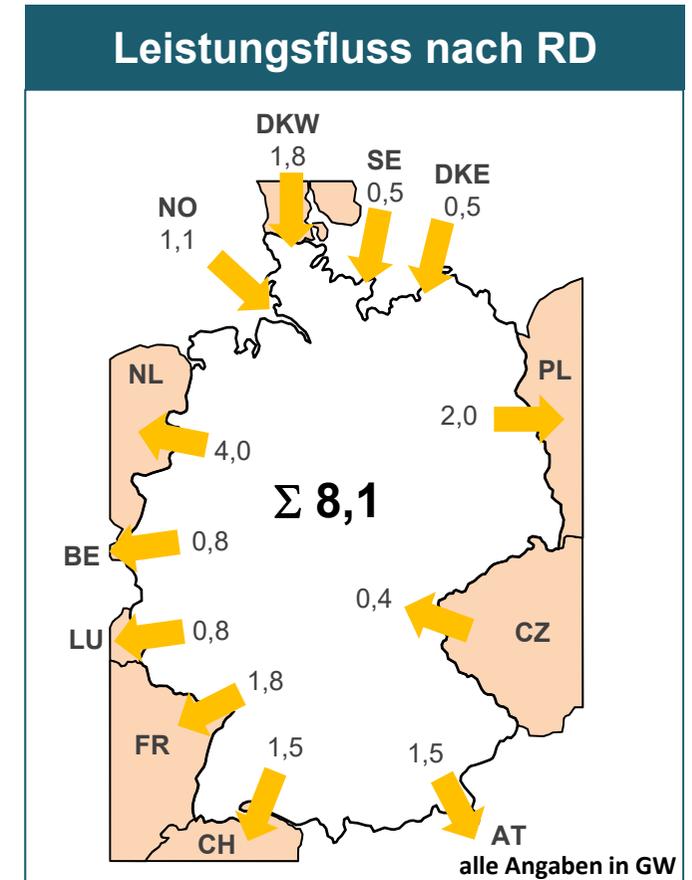
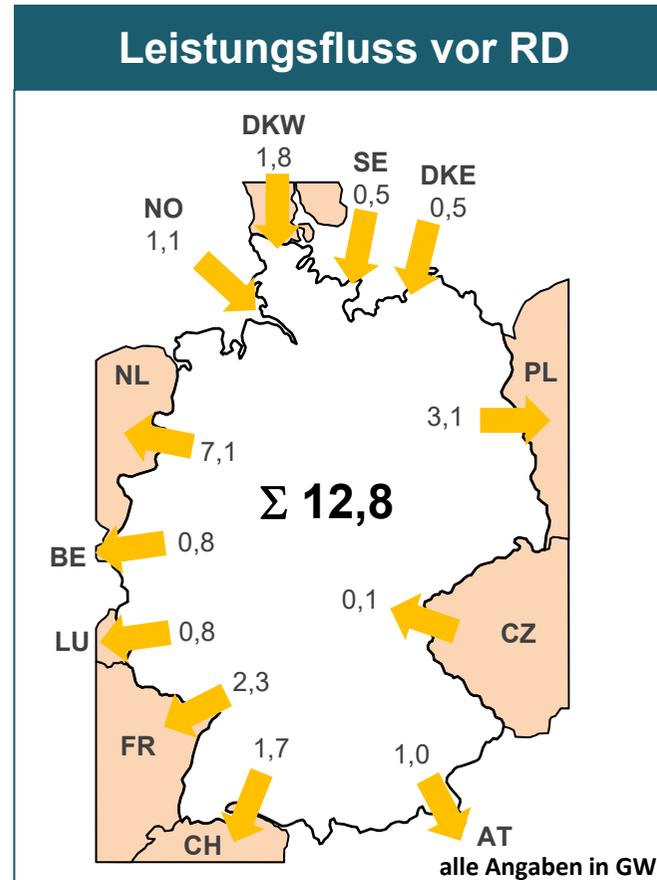
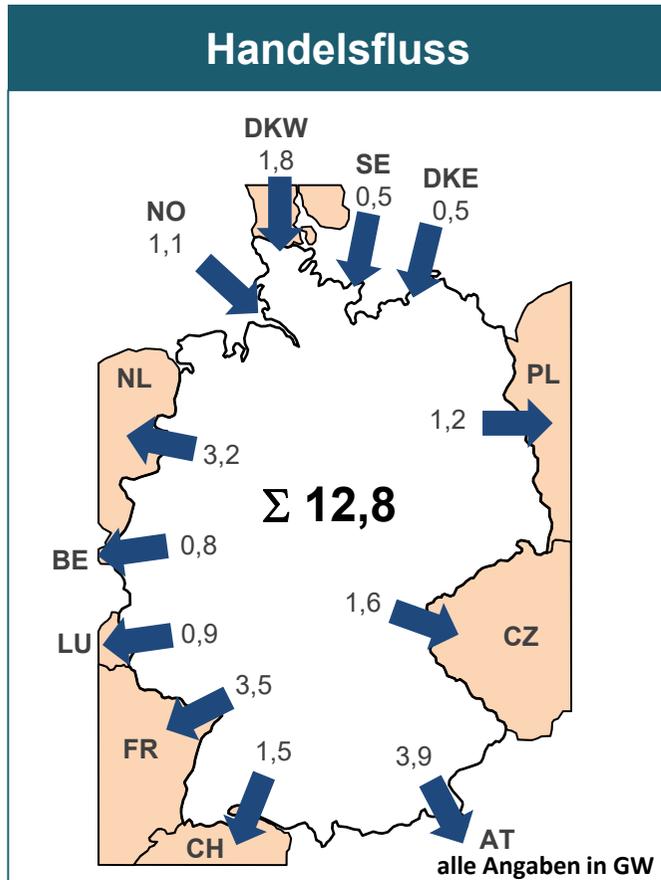
Handelsfluss t+4 - NNF 950 (JL)



Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

Handelsfluss und physikalischer Leistungsfluss (vor und nach Redispatch)

t+4 - NNF 950 (JL)



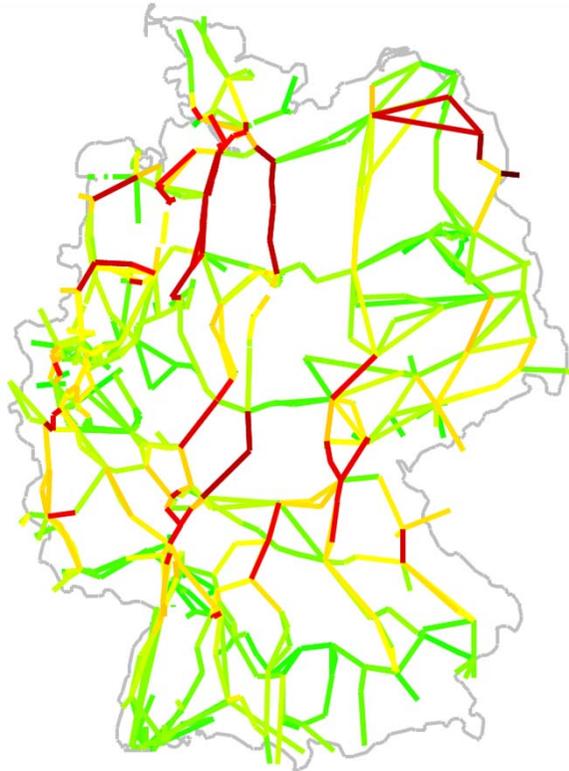
- Hoher Handelsimport aus Skandinavien (3,9 GW). Hoher Handelsexport in alle anderen Länder (16,7 GW).
- Hoher physikalischer Leistungsfluss Richtung Westen (NL/BE/FR)
- Durch RD in FR und AT sinkt das Handelssaldo um 4,7 GW auf 8,1 GW

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

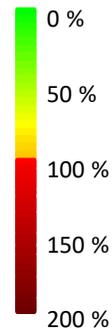
Stromkreisauslastung vor und nach Redispatch im EC-Fall

t+4 – NNF 950 (JL) - ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

vor RD



nach RD



Stromkreise mit der max. Auslastung im engpassfreien Netz

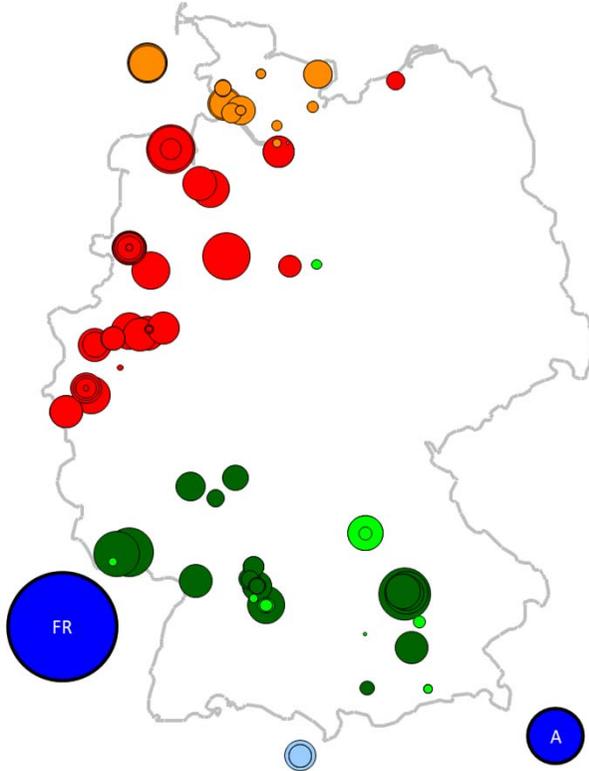
- Weiträumige Engpässe im 380/220-kV-Netz (insbesondere in Nord-Süd-Richtung)
- Hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses aus Nordwest-DE

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

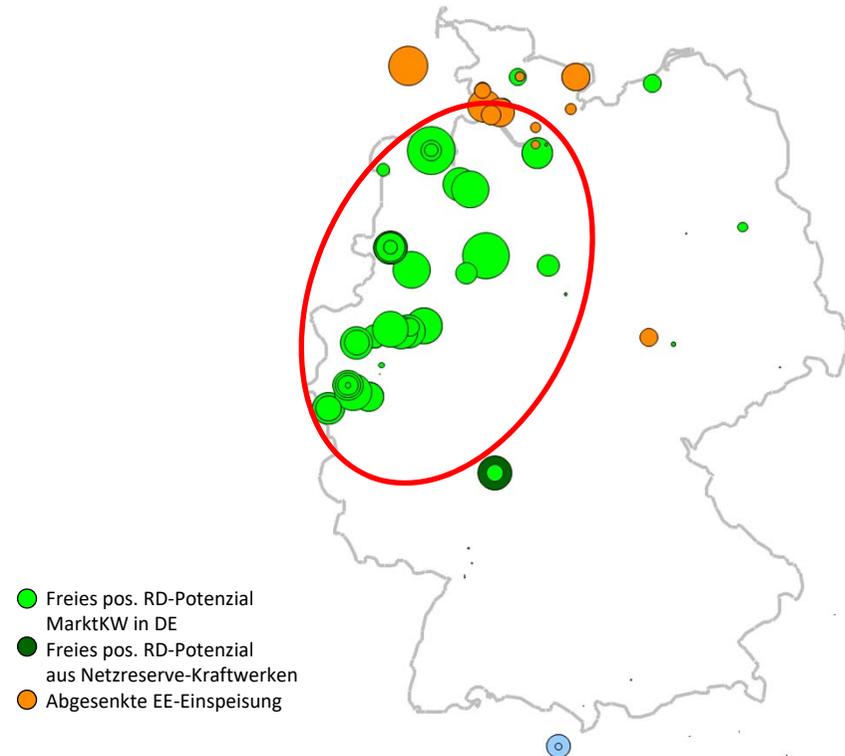
Redispatch-Ergebnis im EC-Fall

t+4 – NNF 950 (JL) - ohne Freischaltungen, mit Topologische Maßnahmen

Pos. & neg. RD-Einsatz



verbleibendes Hochfahrpotenzial



- **Fast vollständige Nutzung des pos. RD-Potential in Süd-DE**
- **Staudinger 4 wird wegen lokaler Netzengpässe nicht vollständig eingesetzt**
- **RD-Potential in AT wird in Höhe von 0,9 GW genutzt, in FR wird zusätzlich 3,6 GW RD-Potential benötigt**
- **Hochfahrpotenzial besteht fast vollständig aus zuvor heruntergefahrenen Kraftwerken**
- **Niedriges RD-Potential aufgrund des hohen Einsatzes konventioneller Kraftwerke in DE**

Berechnungsergebnisse t+4

Jahreslauf

Vergleich BA19 t+4 Jahreslauf

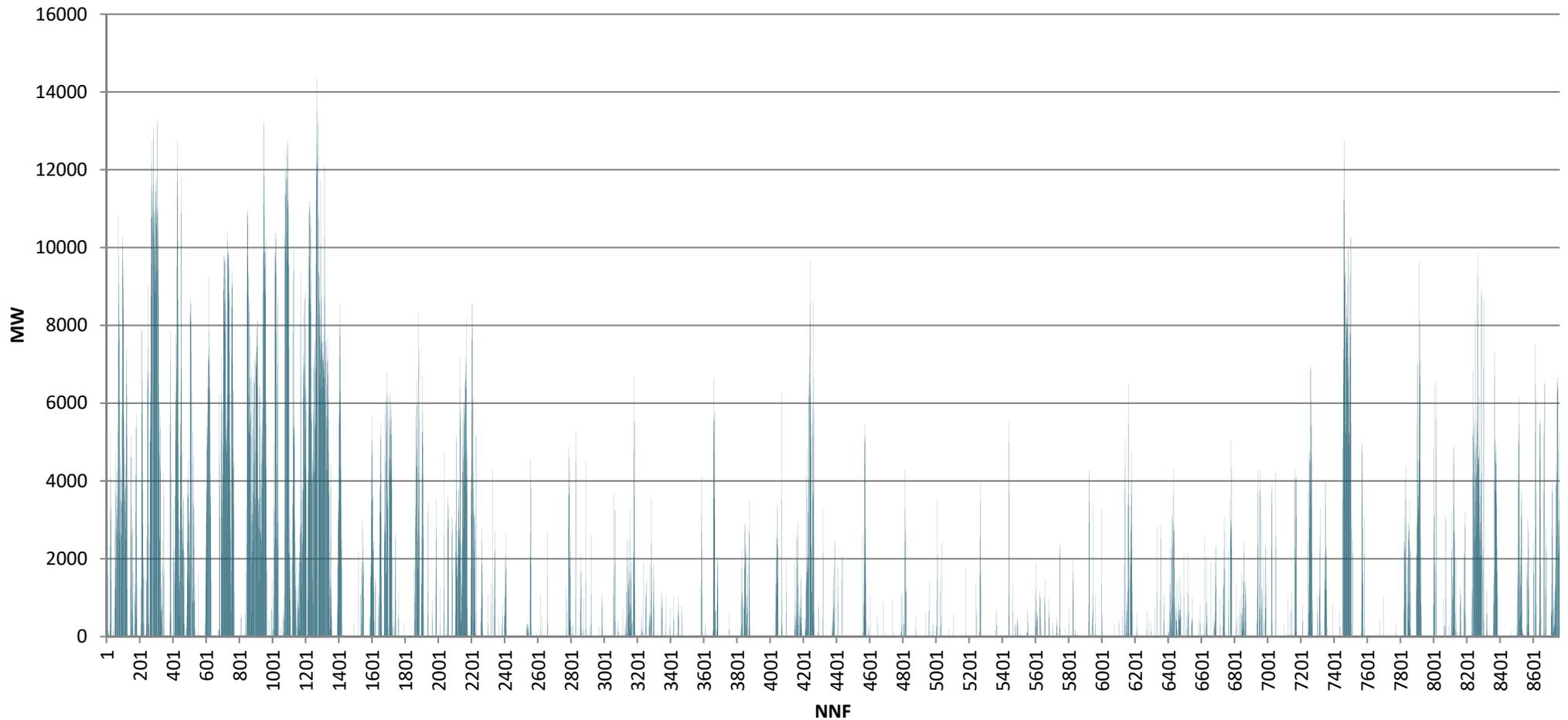
Analyse der Jahresläufe

	BA19 v45 t+1 FBMC	BA19 v47 t+4 FBMC
	TWh	TWh
Neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	3,3	2,4
Neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,7	0,8
Neg. RD marktbasierter KW in DE	4,3	5,9
Neg. RD im Ausland	0,093	0,015
Summe negativer RD	10,4	9,1
Pos. RD marktbasierter KW in DE	7,3	4,4
Pos. RD durch Reduzierung von Pumpleistung	0,8	0,9
Pos. RD potenzieller Netzreservekraftwerke	1,3	2,3
Pos. RD in AT	1,0	1,3
Pos. RD im Ausland	0,026	0,142
Summe positiver RD	10,4	9,1
NNF insgesamt	8760	8760
NNF optimiert (Status)	8714	8680
NNF nicht optimiert (Status)	46	80
NNF mit KW-RD (Opt_KW)	6211	2943

BA19 t+4 JL FBMC

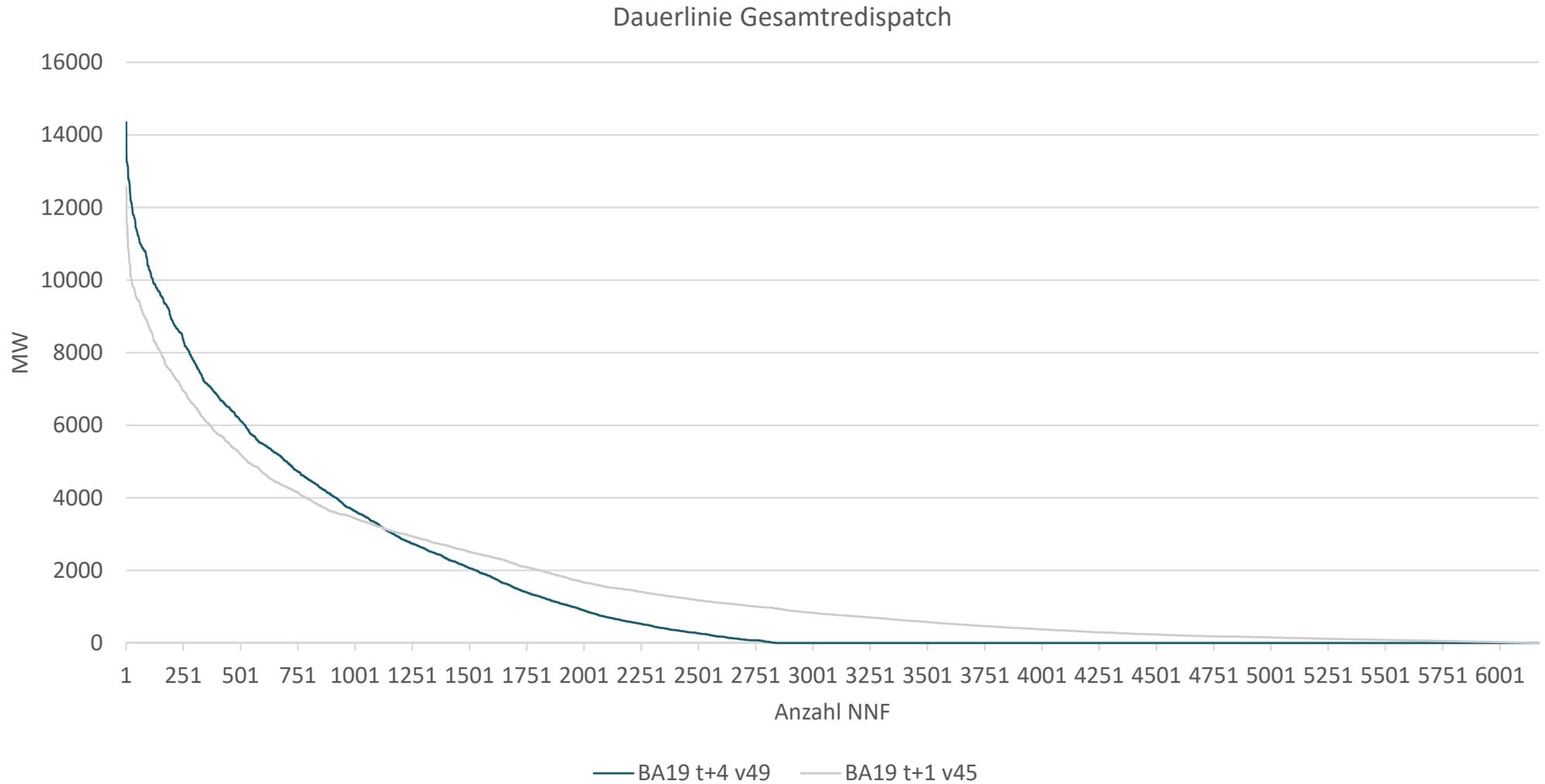
Gesamt-Redispatchmengen

Gesamtredispatch



BA19 t+4 JL FBMC

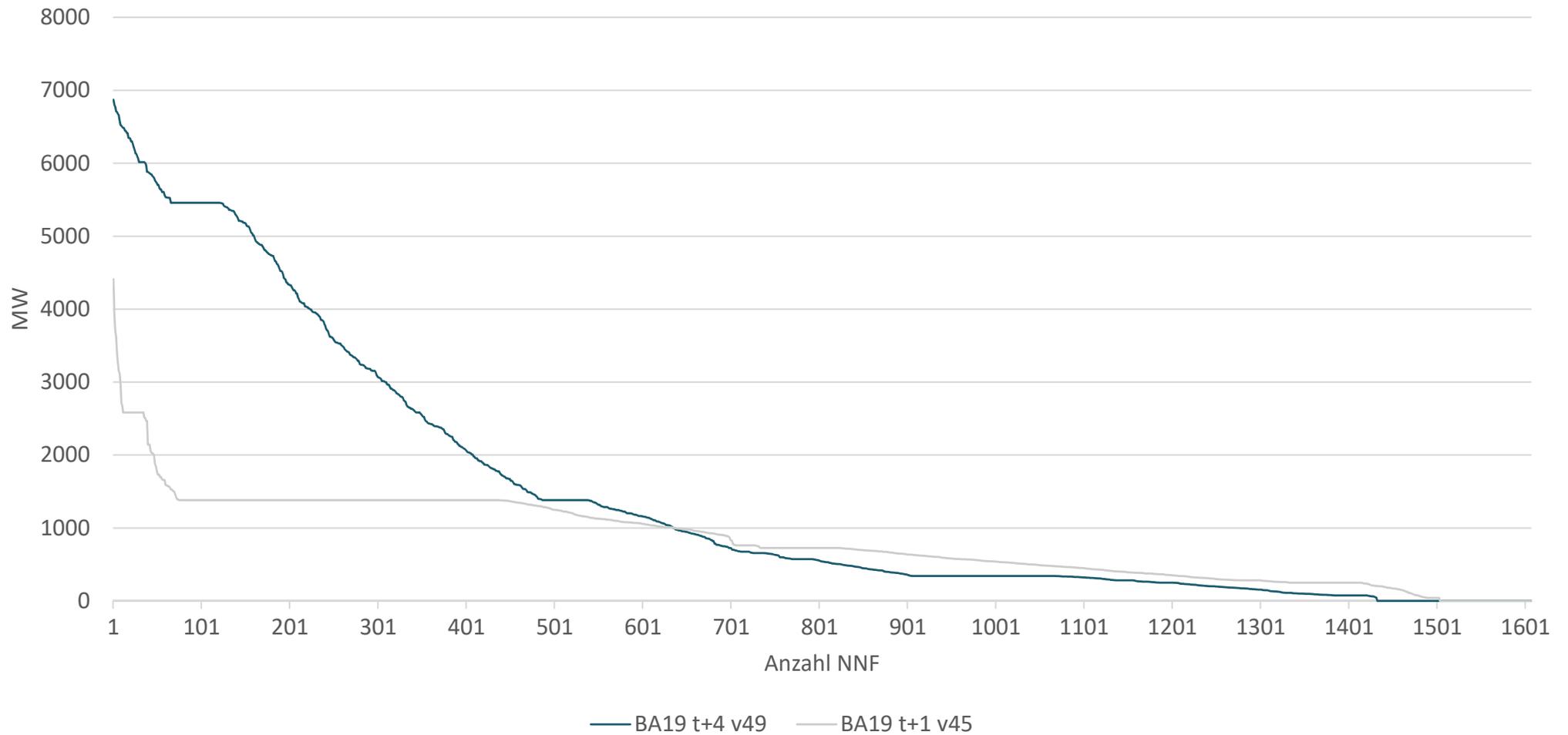
Vergleich Gesamt-Redispatchmengen



BA19 t+4 JL FBMC

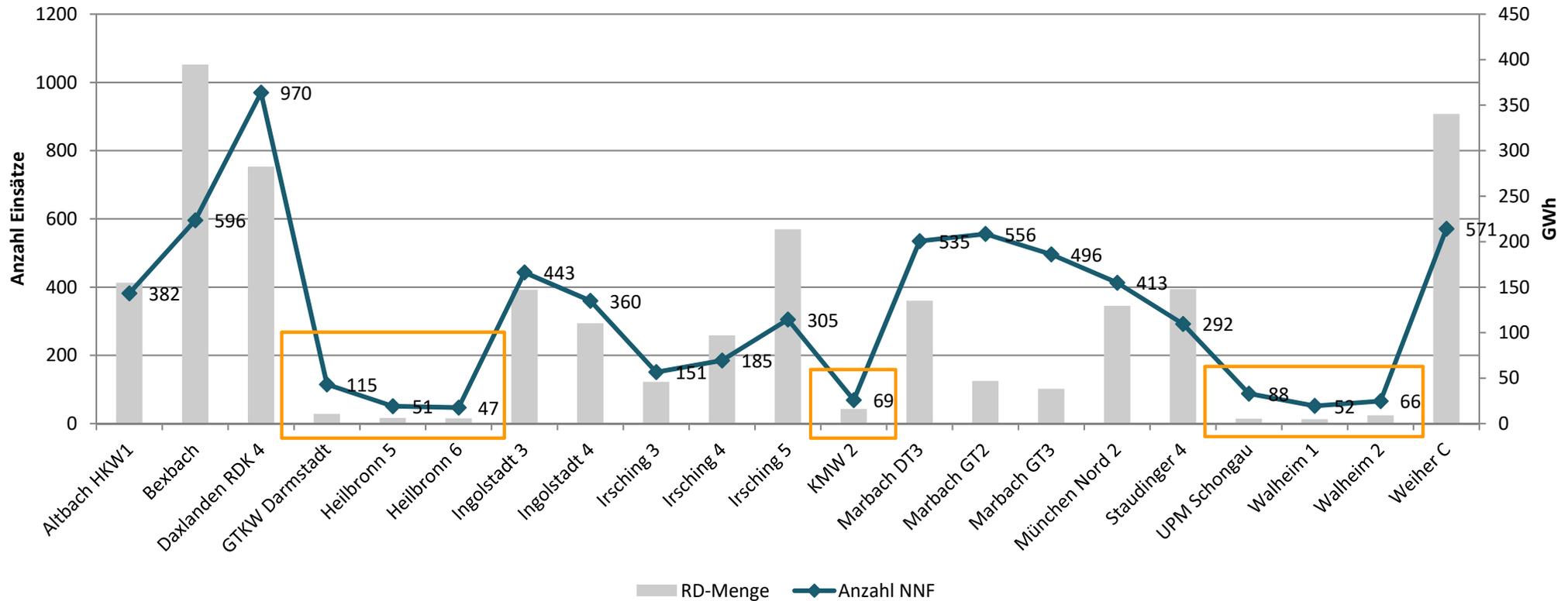
Vergleich Netzreserve-Redispatchmengen

Dauerlinie Netzreserve-Redispatch



Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf



- Im Vergleich mit t+1 deutlich häufigerer Einsatz der Netzreserve-KW
- Bei den acht gelb umrandeten Netzreserve-Kraftwerke wurden die Strafkosten um 1.500 erhöht (gemäß robustem KW-Portfolio aus t+1)
- Diese KW werden deutlich weniger genutzt, als die übrigen Kraftwerke mit initialen Strafkosten

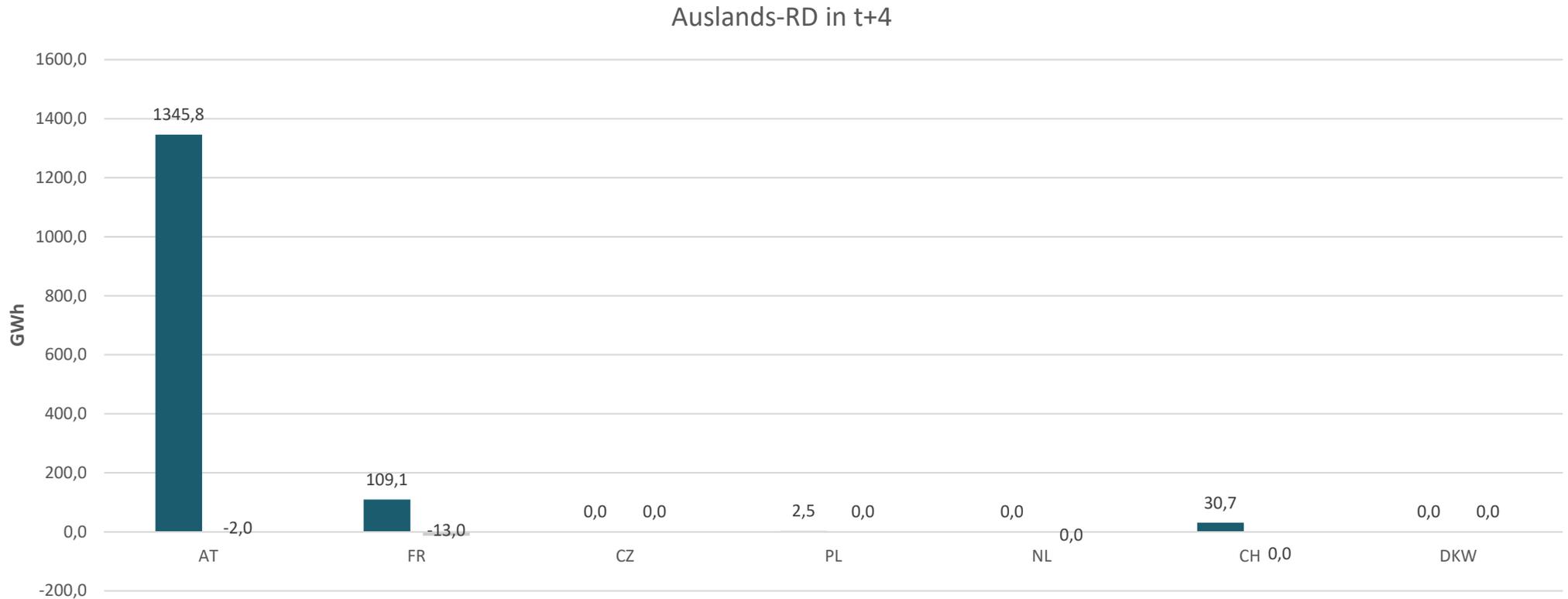
Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf und in der Grenzsituation

Netzreserve KW	Energieträger	Einsatz- Häufigkeit im t+4 Jahreslauf	SK gemäß t+1 Portfolio €/MW	Pmax [MW]	Einsatz NNF307 [MW]	Einsatz NNF950 [MW]
Altbach HKW1	Steinkohle	382		433	433	433
Bexbach	Steinkohle	596		726	726	726
Daxlanden RDK4	Erdgas	970		342	342	342
GTKW Darmstadt	Erdgas	115		94,6	94,6	94,6
Heilbronn 5	Steinkohle	51		125	125	125
Heilbronn 6	Steinkohle	47		125	125	125
Ingolstadt Block 3	Mineralölprodukte	443		375	375	375
Ingolstadt Block 4	Mineralölprodukte	360		386	386	386
Irsching Block 3	Mineralölprodukte	151		375	375	375
Irsching Block 4	Erdgas	185		561	561	561
Irsching Block 5	Erdgas	305		846	846	846
KMW 2	Erdgas	69		255,5	255,5	--
Marbach DT3	Mineralölprodukte	535		263,5	263,5	263,5
Marbach GT2	Mineralölprodukte	556		85	85	85
Marbach GT3	Mineralölprodukte	496		77,4	77,4	77,4
München Nord 2	Steinkohle	413		332,7	332,7	332,7
Staudinger Block 4	Erdgas	292		580	385,2	--
UPM Schongau	Erdgas	88		64	64	64
Walheim 1	Steinkohle	52		96	96	96
Walheim 2	Steinkohle	66		148	148	148
Weiherr C	Steinkohle	571		655,6	655,6	655,6
		Summe eingesetzt			6.752	6.111
		Summe installiert		6.947	6.947	6.111

Analyseergebnisse und Einordnung der Ergebnisse (t+4)

RD im Ausland im Jahreslauf



- Nur in AT, FR und CH werden in signifikantem Maße positive RD-Potentiale genutzt
- Nur in FR wird in höherem Umfang negativer RD durchgeführt (13 GWh)
- In AT wird aufgrund der niedrigen Strafkosten der meiste RD durchgeführt

Inhaltverzeichnis / Gliederung

1. Aufgabenstellung und Zielsetzung

2. Vorgehensweise / Methodik der Systemanalysen 2019

3. Eingangsparameter

4. Identifikation der Grenzsituation

5. Marktsimulation

6. Netzanalysen

7. **Fazit**

Fazit der Systemanalysen 2019 – Zeithorizont 2019/20 (t+1) (I)

- Weiterhin ist die **Starkwind/Starklast-Situation** bedarfsdimensionierend
- Im Zeitraum 2019/20 (t+1)_{BA2019} steigt der **Gesamt-RD-Bedarf** gegenüber dem Zeitraum 2018/19 (t+1)_{BA2018} um 2,8 GW auf 15,5 GW
- **Die Vorhaltung ausländischer Netzreserve** ist nicht nötig – sofern die APG die zugesicherten 1,5 GW gesicherten RD-Potenzials in AT zur Verfügung stellen kann.
- In der Grenzsituation (t+1) reduziert sich der **Netzreservebedarf** um 1,5 GW (von 5,8 GW auf 4,3 GW), wohingegen der **Einsatz an marktbasierendem RD** um 4,3 GW (von 5,3 GW auf 9,6 GW) ansteigt.

- Bedarfssteigernde Effekte:
 - weniger Export nach Skandinavien, wodurch erhöhte Nord-Süd Lastflüsse in Norddeutschland auftreten und ein höheres EE-Einspeisemanagement erforderlich wird
 - Erzeugungsdefizit im Süden höher als in früheren Bedarfsanalysen (u.a. Stilllegung Philippsburg 2)

Fazit der Systemanalysen 2019 – Zeithorizont 2019/20 (t+1) (II)

- Bedarfssenkende Effekte:
 - Freischaltumfang in der BA2019 geringer und unkritischer als in der BA2018
 - Veränderungen des Marktgeschehens
 - Verlagerung des Exports gegenüber früheren Bedarfsanalysen von West nach Ost
 - Insgesamt Rückgang konventioneller Erzeugung, dadurch können Markt-Kraftwerke in West-DE zunehmend zum positiven Redispatch als „Gegenpol“ zur Windeinsenkung eingesetzt werden
 - Die Änderungen der Marktergebnisse im Vergleich zum Vorjahr sind auch durch die methodischen Anpassungen (insbesondere FBMC) bedingt
 - Fortschritte in der effizienteren Ausnutzung der Übertragungsfähigkeit des Bestandsnetzes (v.a. witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb – WAFB)
 - Moderate Fortschritte des Netzausbaus
 - Die Berücksichtigung des FBMC reduziert den Netzreservebedarf im Vergleich zur NTC-Methodik moderat

Fazit der Systemanalysen 2019 – Zeithorizont 2022/23 (t+4) (I)

- Die **Starkwind/Starklast-Situation** ist nicht länger alleinig bedarfsdimensionierend. Im Jahreslauf werden kritische Stunden identifiziert, die bei hohem Exportsaldo Deutschlands bei gleichzeitigem geringen positiven Redispatch-Potenzial in Marktkraftwerken den Bedarf an Netzreserve im In- und Ausland determinieren können.
- Im Zeitraum 2022/23 (t+4)_{BA2019} bleibt der **Gesamt-RD-Bedarf** (ohne Freischnittplanung) gegenüber dem Zeitraum 2019/20 (t+1)_{BA2019} konstant bei ungefähr 13,7 GW.
- **Ausländische Netzreserve** von bis zu 3,7 GW vorrangig in FR wird zusätzlich zum gesicherten Potenzial von 1,5 GW im Rahmen der Engpassbewirtschaftung DE-AT zur Bedarfsdeckung benötigt.
- In der Grenzsituationen (t+4) erhöht sich der inländische **Netzreservebedarf** gegenüber dem Zeitraum 2019/20 um bis zu 2,5 GW (von 4,3 GW auf 6,8 GW), wohingegen der **Einsatz an marktbasierendem RD** um bis zu 8,2 GW (von 9,4 GW auf 1,2 GW) sinkt (ohne Freischnittplanung).

Fazit der Systemanalysen 2019 – Zeithorizont 2022/23 (t+4) (II)

- Bedarfssteigernde Effekte:
 - deutlich höhere grenzüberschreitende Handelskapazitäten infolge der Vorgaben des CEP (47,5% minRAM) und die Nichtberücksichtigung DE-interner Engpässe im FBMC ermöglichen höhere Transite durch das deutsche Übertragungsnetz – hohe Importe aus Skandinavien bei zeitgleichem Export in die übrigen Nachbarländer
 - Weitere Zunahme des Nord-Süd-Erzeugungsgefälles durch die Vollendung des Kernenergieausstiegs
 - Rückgang des positiven RD-Potenzials in Marktkraftwerken

- Bedarfssenkende Effekte:
 - Keine Freischaltungen berücksichtigt (Freischaltplanung für den Zeithorizont 2022/23 liegt nicht vor)
 - Weitere Fortschritte in der effizienteren Ausnutzung der Übertragungsfähigkeit des Bestandsnetzes (v.a. deutliche Ausweitung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs – WAFB)
 - Fortschritte des Netzausbaus basierend auf den Angaben des EnLAG-/BBPIG-Monitorings Q3/2018

Gesamtfazit der Systemanalysen 2019 (I)

- Der Untersuchungsrahmen der BA2019 wurde Anfang 12/2018 mit der Bundesnetzagentur abgestimmt. **Die zwischenzeitlichen Entwicklungen mit maßgeblichen Auswirkungen auf den Zeithorizont 2022/23 (t+4) konnten daher keine Berücksichtigung finden.**
 - Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstieg
 - „real case“-Annahmen zum Netzausbau gemäß Mitteilung der Übertragungsnetzbetreiber an das BMWi in 01/2019
 - ⇒ *Es kann davon ausgegangen werden, dass die „real case“-Annahmen wegen der späteren Fertigstellung von Netzausbauvorhaben bedarfssteigernd wirken. Die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf den RD-Bedarf können nicht pauschal abgeschätzt werden, weil die Kommissionsempfehlungen keine Angaben zur räumlichen oder gar kraftwerksscharfen Allokation von Stilllegungen machen.*
- Die Analysemethodik der Bedarfsanalysen wurde von den ÜNB weiterentwickelt, um
 - die Anforderungen des zukünftigen europäischen Rechtsrahmens (CEP), insbesondere die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten sachgerecht abbilden zu können.
 - ⇒ *Das Flow-Based Market Coupling (FBMC) wurde in der Marktsimulation implementiert.*
 - die Ermittlung des robusten Netzreserveportfolios an der politischen Zielsetzung der perspektivischen Abschmelzung der Netzreserve zu orientieren, ohne dabei die Wahrung der Netzsicherheit zu vernachlässigen.
 - ⇒ *Die Ermittlung des robusten Netzreserveportfolios folgt dem Ansatz, im Jahreslauf einen netztechnisch effizienten Kraftwerkspark für die Netzreserve zu ermitteln, mit dem auch die Grenzsituationen beherrscht werden können. Die gesamthafte Betrachtung der untersuchten Zeithorizonte verhindert eine voreilige Entlassung temporär nicht benötigter Reservekraftwerke in die Stilllegung.*
- Die Ergebnisse der Bedarfsanalysen zeigen, dass die methodischen Weiterentwicklungen wirken.
 - Im Zeithorizont (t+1) geht in der dimensionierenden Grenzsituation „Starklast/Starkwind“ der Bedarf an Netzreserve im Vergleich zum Vorjahr von 5,8 auf 4,3 GW zurück.
 - ⇒ *Neben einer höheren Auslastbarkeit des Bestandnetzes durch Fortschritte im witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) und moderatem Netzausbau im Vergleich zum Vorjahr, sorgt das FBMC für ein „netzgerechteres“ Marktergebnis, welches redispatchmindernd wirkt.*
 - ⇒ *Die mehr an an der politischen Zielsetzung der perspektivischen Abschmelzung der Netzreserve orientierte Methodik des robusten Netzreserveportfolios ermöglicht den (temporären) Verzicht auf Reservekraftwerke bei nur marginalen Auswirkungen auf die netztechnische Effizienz.*

Gesamtfazit der Systemanalysen 2019 (I)

- Der Untersuchungsrahmen der BA2019 wurde Anfang 12/2018 mit der Bundesnetzagentur abgestimmt. **Die zwischenzeitlichen Entwicklungen mit maßgeblichen Auswirkungen auf den Zeithorizont 2022/23 (t+4) konnten daher keine Berücksichtigung finden.**
 - Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Kohleausstieg
 - „real case“-Annahmen zum Netzausbau gemäß Mitteilung der Übertragungsnetzbetreiber an das BMWi in 01/2019
 - ⇒ *Es kann davon ausgegangen werden, dass die „real case“-Annahmen wegen der späteren Fertigstellung von Netzausbauvorhaben bedarfssteigernd wirken. Die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf den RD-Bedarf können nicht pauschal abgeschätzt werden, weil die Kommissionsempfehlungen keine Angaben zur räumlichen oder gar kraftwerksscharfen Allokation von Stilllegungen machen.*
- Die Analysemethodik der Bedarfsanalysen wurde von den ÜNB weiterentwickelt, um
 - die Anforderungen des zukünftigen europäischen Rechtsrahmens (CEP), insbesondere die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten sachgerecht abbilden zu können.
 - ⇒ *Das Flow-Based Market Coupling (FBMC) wurde in der Marktsimulation implementiert.*
 - die Ermittlung des robusten Netzreserveportfolios an der politischen Zielsetzung der perspektivischen Abschmelzung der Netzreserve zu orientieren, ohne dabei die Wahrung der Netzsicherheit zu vernachlässigen.
 - ⇒ *Die Ermittlung des robusten Netzreserveportfolios folgt dem Ansatz, im Jahreslauf einen netztechnisch effizienten Kraftwerkspark für die Netzreserve zu ermitteln, mit dem auch die Grenzsituationen beherrscht werden können. Die gesamthafte Betrachtung der untersuchten Zeithorizonte verhindert eine voreilige Entlassung temporär nicht benötigter Reservekraftwerke in die Stilllegung.*
- Die Ergebnisse der Bedarfsanalysen zeigen, dass die methodischen Weiterentwicklungen wirken.
 - Im Zeithorizont (t+1) geht in der dimensionierenden Grenzsituation „Starklast/Starkwind“ der Bedarf an Netzreserve im Vergleich zum Vorjahr von 5,8 auf 4,3 GW zurück.
 - ⇒ *Neben einer höheren Auslastbarkeit des Bestandnetzes durch Fortschritte im witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB) und moderatem Netzausbau im Vergleich zum Vorjahr, sorgt das FBMC für ein „netzgerechteres“ Marktergebnis, welches redispatchmindernd wirkt.*
 - ⇒ *Die mehr an an der politischen Zielsetzung der perspektivischen Abschmelzung der Netzreserve orientierte Methodik des robusten Netzreserveportfolios ermöglicht den (temporären) Verzicht auf Reservekraftwerke bei nur marginalen Auswirkungen auf die netztechnische Effizienz.*

Gesamtfazit der Systemanalysen 2019 (II)

- Das robuste Portfolio zur Deckung des Bedarfs an Netzreserve besteht aus Kraftwerken, die in mindestens einem der beiden Zeithorizonte 2019/20 (t+1) und 2022/23 (t+4)
 - in einer der Grenzsituationen eingesetzt,
 - nicht in den Grenzsituationen eingesetzt, aber trotz zusätzlicher Strafkosten im Jahreslauf benötigt werden.
- Grundsätzlich stehen bereits ausgewiesene Systemrelevanzen und abgeschlossene Verträge über Netzreserve für den Zeithorizont (t+1) nicht zur Disposition. Dies gilt insbesondere, wenn diese Ausweisungen auf Basis der Systemanalysen der BA2018 (t+3), d.h. 01.04.2020 – 31.03.2021, durchgeführt worden sind, deren Ergebnisse weiterhin Bestand haben.
- Der Rückgang des Bedarfs an Netzreserve im Zeitraum 2019/20 ist nur temporär.
- Im Zeitraum 2022/23 wird die gesamte inländische Netzreserve von dann 6,8 GW benötigt. Darüber hinaus wird ausländisches Redispatchpotenzial in Höhe von bis zu 3,7 GW vorrangig in FR (zusätzlich zum gesicherten Potenzial von 1,5 GW im Rahmen der Engpassbewirtschaftung DE-AT) zur Bedarfsdeckung benötigt.
- Wesentliche Treiber für diesen erheblichen Anstieg an Netzreserve sind die deutlich höheren grenzüberschreitenden Handelskapazitäten infolge der Vorgaben des CEP (47,5% minRAM) und die Nichtberücksichtigung DE-interner Engpässe im FBMC. Gleichzeitig nimmt das Nord-Süd-Erzeugungsgefälle in DE durch die Vollendung des Kernenergieausstiegs zu und das RD-Potenzial in Marktkraftwerken ab.

Netzreserve KW	Energieträger
Altbach HKW1	Steinkohle
Bexbach	Steinkohle
Daxlanden RDK4	Erdgas
GTKW Darmstadt	Erdgas
Heilbronn 5	Steinkohle
Heilbronn 6	Steinkohle
Ingolstadt Block 3	Mineralölprodukte
Ingolstadt Block 4	Mineralölprodukte
Irsching Block 3	Mineralölprodukte
Irsching Block 4	Erdgas
Irsching Block 5	Erdgas
KMW 2	Erdgas
Marbach DT3	Mineralölprodukte
Marbach GT2	Mineralölprodukte
Marbach GT3	Mineralölprodukte
München Nord 2	Steinkohle
Staudinger Block 4	Erdgas
UPM Schongau	Erdgas
Walheim 1	Steinkohle
Walheim 2	Steinkohle
Weiher C	Steinkohle

Robustes Netzreserveportfolio der BA2019