

Risiken für Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze

Untersuchungen zum Winter 2013/14 hinsichtlich Risiken für die Systemsicherheit und der Notwendigkeit von Reservekraftwerken

Stand 31.07.2013, bzw. 16.08.2013 (Übermittlung nach gesetzl. Vorgaben an BNetzA, bzw. Präsentation der ÜNB bei BNetzA)

Aktualisierung 13.09.2013 (Veränderungen des Layouts, insbes. Schwärzung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. Keine inhaltlichen Änderungen.)



Motivation

- Beschleunigter Kernenergieausstieg im Jahr 2011 führte zum Wegfall von Kraftwerksleistung vor allem in Süddeutschland
- Weitere Änderungen im Kraftwerkspark aus Netzsicht ebenfalls ungünstig. Im Vergleich zum Winter 2012/13 waren dies insbesondere
 - Inbetriebnahme neuer Kraftwerksblöcke in Nord-D: Westfalen D/E, Walsum10, Lünen
 - Außerbetriebnahme von Kraftwerken in Süd-D: Staudinger 1
- Fortschreitender Zubau von WEA-Erzeugung vornehmlich in Norddeutschland
- ➔ Verschärfung von Risiken für die Übertragungsnetze gegenüber letztem Jahr
 - Reale Situationen im Winter 2011/12 zeigten bereits erhebliche Gefährdung der Systemsicherheit, welche im Winter 2012/13 bestätigt wurden
- ➔ Untersuchungen zum Winter 2013/14 hinsichtlich Risiken für die Systemsicherheit und der Notwendigkeit von Reservekraftwerken
 - Deutsche ÜNB in Zusammenarbeit mit:

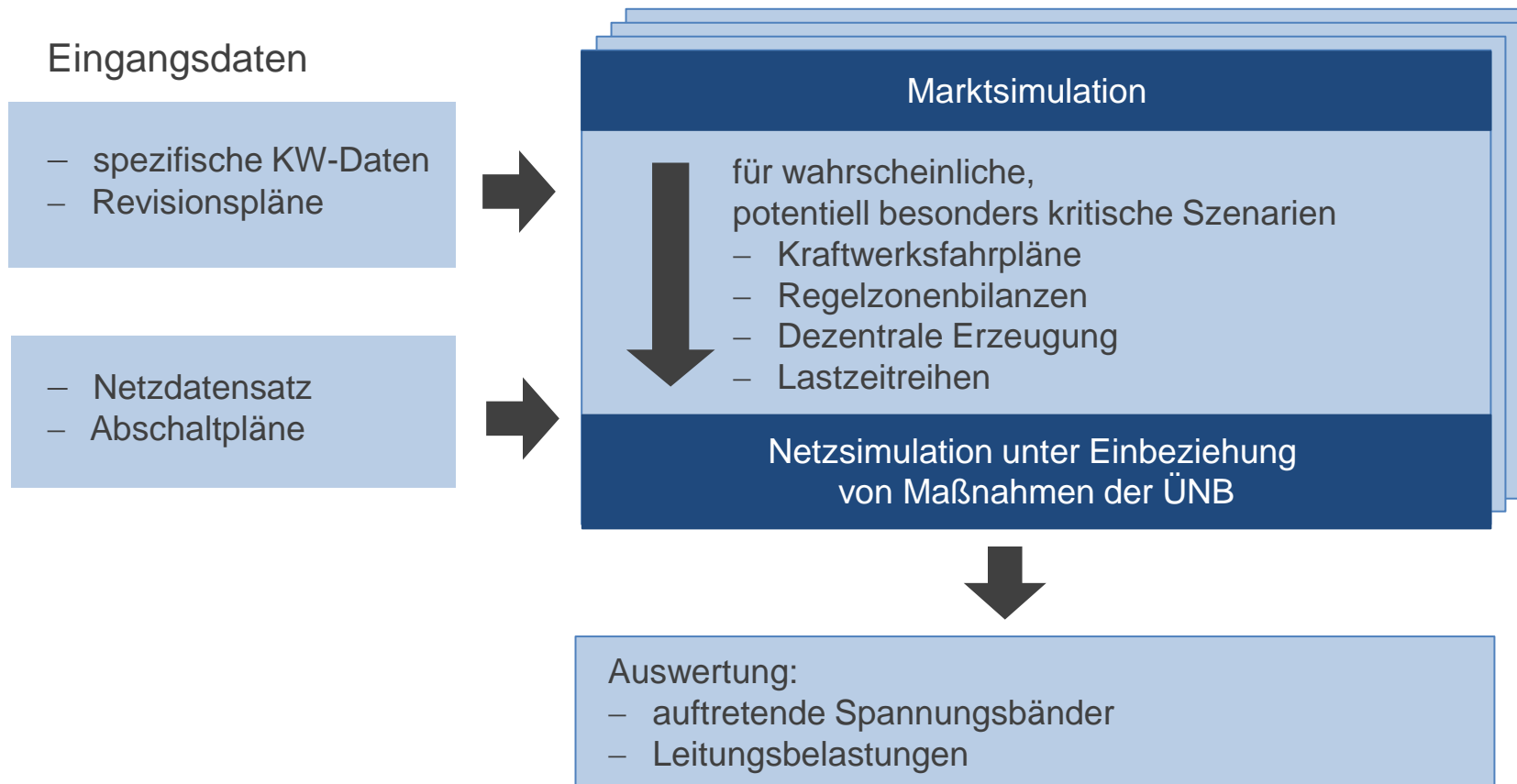


und



Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Untersuchungsmethodik



- Methodik basiert auf der Annahme, dass nur innerdeutsche Maßnahmen verlässlich zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen eingesetzt werden können (und Reserve-KW in AT)
 - Redispatch mit dem Ausland ist immer nur nach Können und Vermögen möglich und steht daher nicht gesichert zur Verfügung

Methodisches Vorgehen

Bestimmung des notwendigen Bedarfs an Reservekraftwerken

Berücksichtigte Maßnahmen der ÜNB

1. Netzbezogene Maßnahmen
 - Schalthandlungen
2. **Preventive Remedial Actions (PRA)** zur Begrenzung des Exports aus der 50HzT-Regelzone
 - Reduzierung der Kraftwerkseinspeiseleistung in 50HzT-Regelzone und Erhöhung in anderen Regelzonen
3. Weiterer Redispatch zur Reduktion von Zweigauslastungen sowie Sicherung der Spannungshaltung
 - Abschätzung der Systemsicherheit über verbleibendes Redispatchpotential
4. Abschätzung der notwendigen Reservekraftwerke basierend auf über verfügbares Redispatchpotential hinausgehenden Bedarf

Konventioneller Redispatch bzw. PRA mit sonst marktbasiert eingesetzten KW

Über konventionellen RD hinausgehender Bedarf
→ **Reserve-KW**

Zu betrachtende Szenarien

- Analysen sollen ausreichende Verfügbarkeit von betrieblichen Gegenmaßnahmen bewerten
- Szenarien müssen zu erwartende kritische Situationen abbilden
- Abschätzung der Einflussparameter zu kritischen, aber zu erwartenden Werten
 - Höchstlastszenarien aufgrund des dann vorliegenden größten Leistungsdefizit in Süd-D kritisch
 - PV mindert Nord-Süd-Lastflüsse → Beibehaltung des 17:30 Uhr Zeitpunktes sinnvoll
 - WEA-Erzeugung
 - Voranalyse mit Variation der WEA-Erzeugung zeigt, dass bei maximaler WEA-Erzeugung das kritischste Szenario vorliegt
 - Berücksichtigung einer Gasknappheit mit resultierenden KW-Nichtverfügbarkeiten vor dem Hintergrund bestehender Gesetzgebung erforderlich

Ermittlung des Bedarfs an Reservekraftwerken

Betrachtete Szenarien

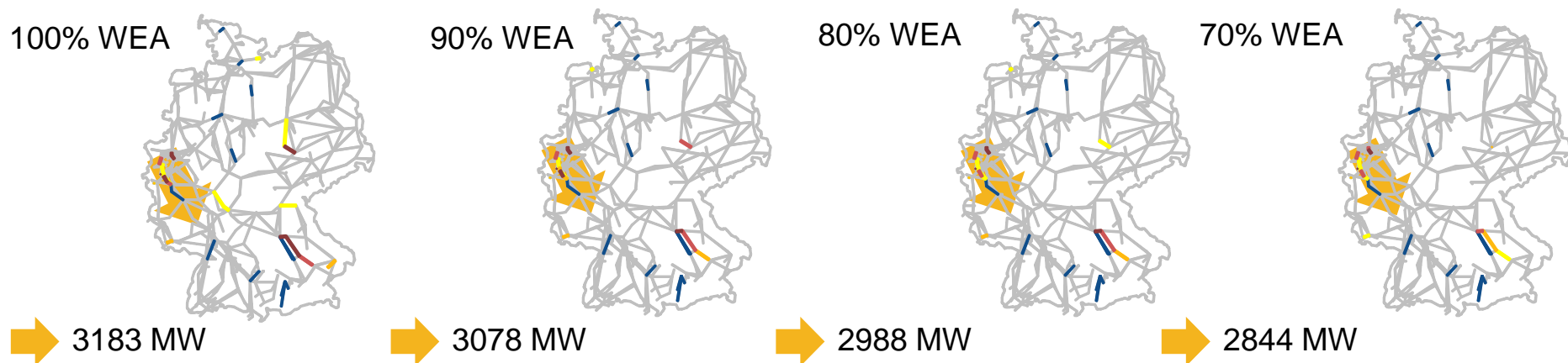
Kürzel	Szenario	Lastannahme	EE-Erzeugung	Sonstiges
A1	Winterwerktag Abendspitze	Hohe Last	Max. WEA- Einspeisung	Kritischstes WEA-Szenario gemäß Voranalyse
B1	Winterwerktag Abendspitze	Hohe Last	Keine WEA- Einspeisung	Aus Gasknappheit resultierende KW-Nichtverfügbarkeit angenommen
B2	Winterwerktag Abendspitze	Hohe Last	Keine WEA- Einspeisung	Keine Gasknappheit angenommen

- Annahmen für WEA-Einspeisung und Last anhand von Messwerten parametrisiert

Voranalyse zur Bestimmung der kritischen WEA-Erzeugung im Szenario A

Szenarienauswahl

- Voranalyse mittels Varianten zu 100, 90, 80, 70 % der max. WEA-Erzeugung
 - Aktivierung aller marktbasiert verfügbarer KW in Süd-D
 - Durchführung von PRA-Maßnahmen zur Vermeidung von Überlastungen auf 50HzT-Kuppelleitungen
 - Bewertungskriterium: Verbleibender Fluss NRW → Süd-D (380-kV)



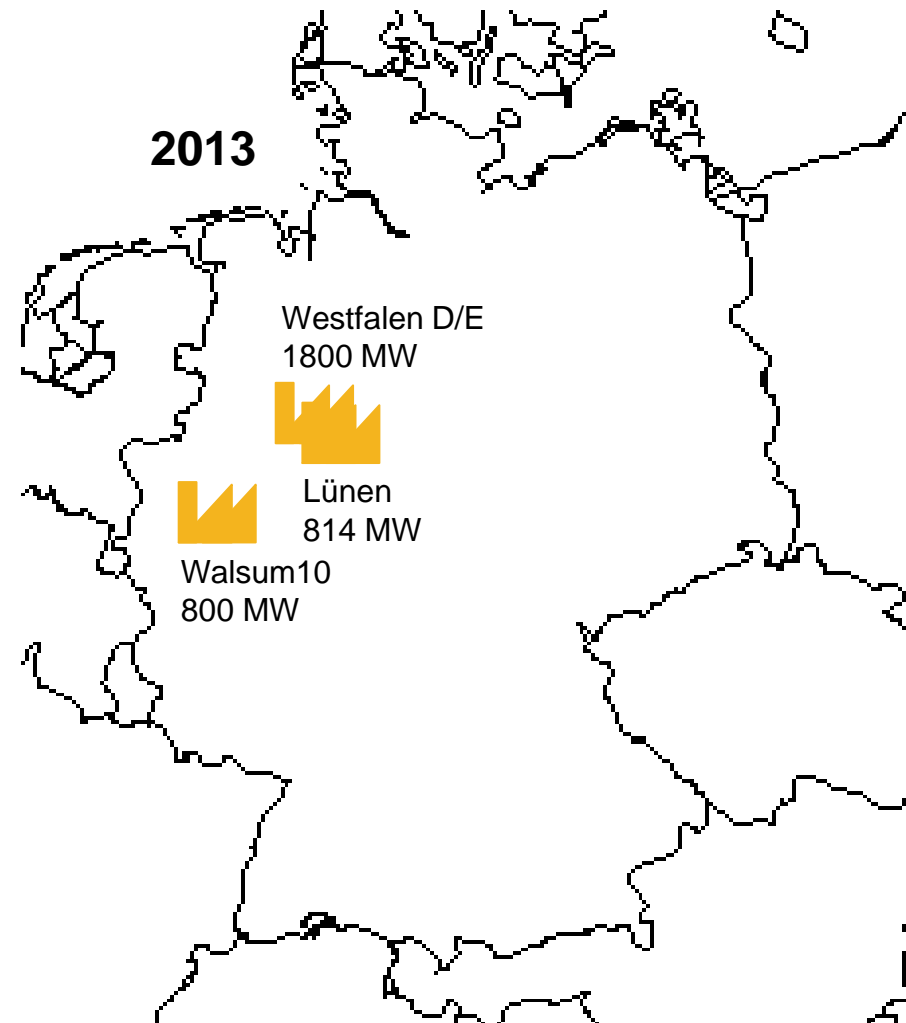
→ 100 % Variante stellt kritischste Situation dar

- Aber verbleibende Unsicherheit aufgrund unsicherem europäischem Markt

Voranalyse zur Bestimmung der kritischen WEA-Erzeugung im Szenario A

Variantenvergleich 100% und 80% der max. WEA Einspeisung in 2013

- In Untersuchungen für den Winter 12/13 zeigte sich 80%-WEA-Erzeugung kritischer als max. WEA-Erzeugung
 - Nach Voranalyse für Winter 2013/14 lässt max. Winderzeugung kritischste Auswirkungen erwarten
 - Merit Order ist vom jeweiligen Arbeitspunkt abhängig
 - Inbetriebnahme von Kohlekraftwerken in NRW
 - Insgesamt höhere Windeinspeisung in D
- ➔ Gegenüber letztjähriger Betrachtung veränderte europäische Merit-Order
- ➔ 20 prozentige Verringerung der Winderzeugung wird im Wesentlichen in Süd-D und AT ausgeglichen



Geschätzte Höhe der Windeinspeisung für Winter 2013/14

Hochrechnung auf Basis der EEG-Mifri-Prognose 31.12.2013

- Schätzung der maximal auftretenden WEA-Einspeisung im Winter 2013/14 gemäß folgender Berechnungsformel:

$$P_{ist,max,31.12.2013} = \frac{P_{ist,max,W2011/12}}{P_{inst,W2011/12}} \cdot P_{inst,31.12.2013}$$

Netzbetreiber	WEA _{ist, max} 2011/12*	WEA _{inst} Januar 2012	WEA _{inst} 31.12.2013**	WEA _{ist, max} 31.12.2013
TenneT	9.769 MW	11.084 MW	12.979 MW	11.439 MW
50 HzT	9.512 MW	11.840 MW	13.686 MW	10.995 MW
TNG	371 MW	515 MW	678 MW	488 MW
Amprion	4.562 MW	5.098 MW	5.712 MW	5.112 MW
Summe	24.214 MW			28.034 MW

* Zeitpunkt höchster WEA-Einspeisung in DE im Winter 2011/12 am 03.01.2012 um 16:15 Uhr

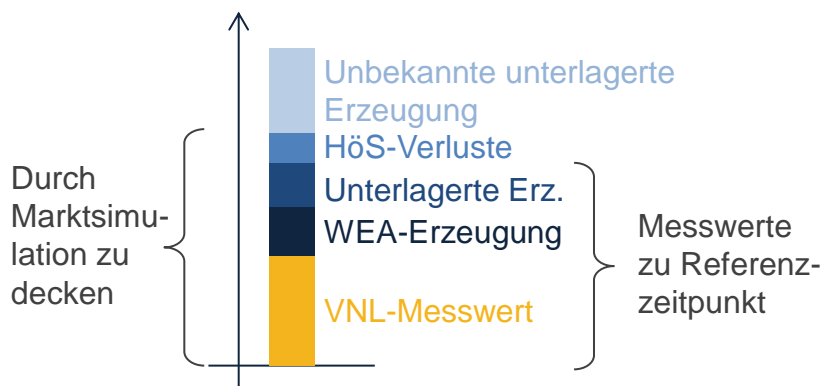
** Wert aus EEG-Mittelfristprognose (Szenario High)

Modellierung von Last und unterlagerter Erzeugung

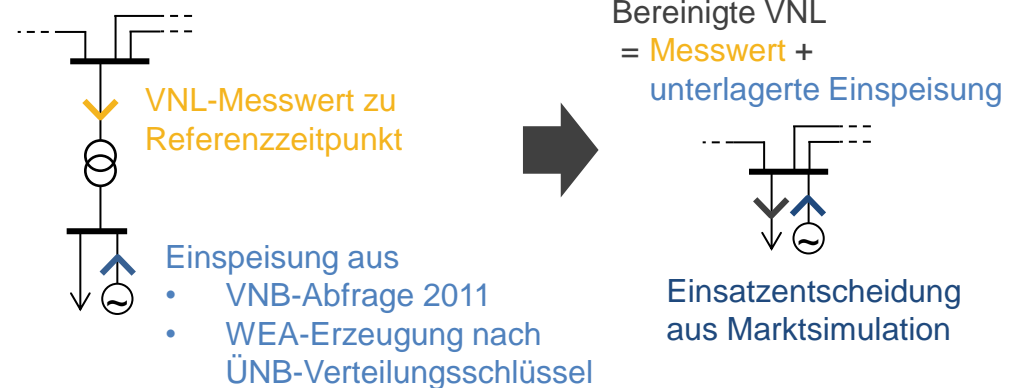
- Berücksichtigung möglichst aller potentiell systemrelevanten Kraftwerke in Deutschland
 - Kraftwerke mit inst. Summenleistung auf einem Betriebsgelände > 50 MW

➔ Geeignete Modellierung von Last und unterlagerter Erzeugung erforderlich

Modellierung Marktsimulation



Modellierung Netz

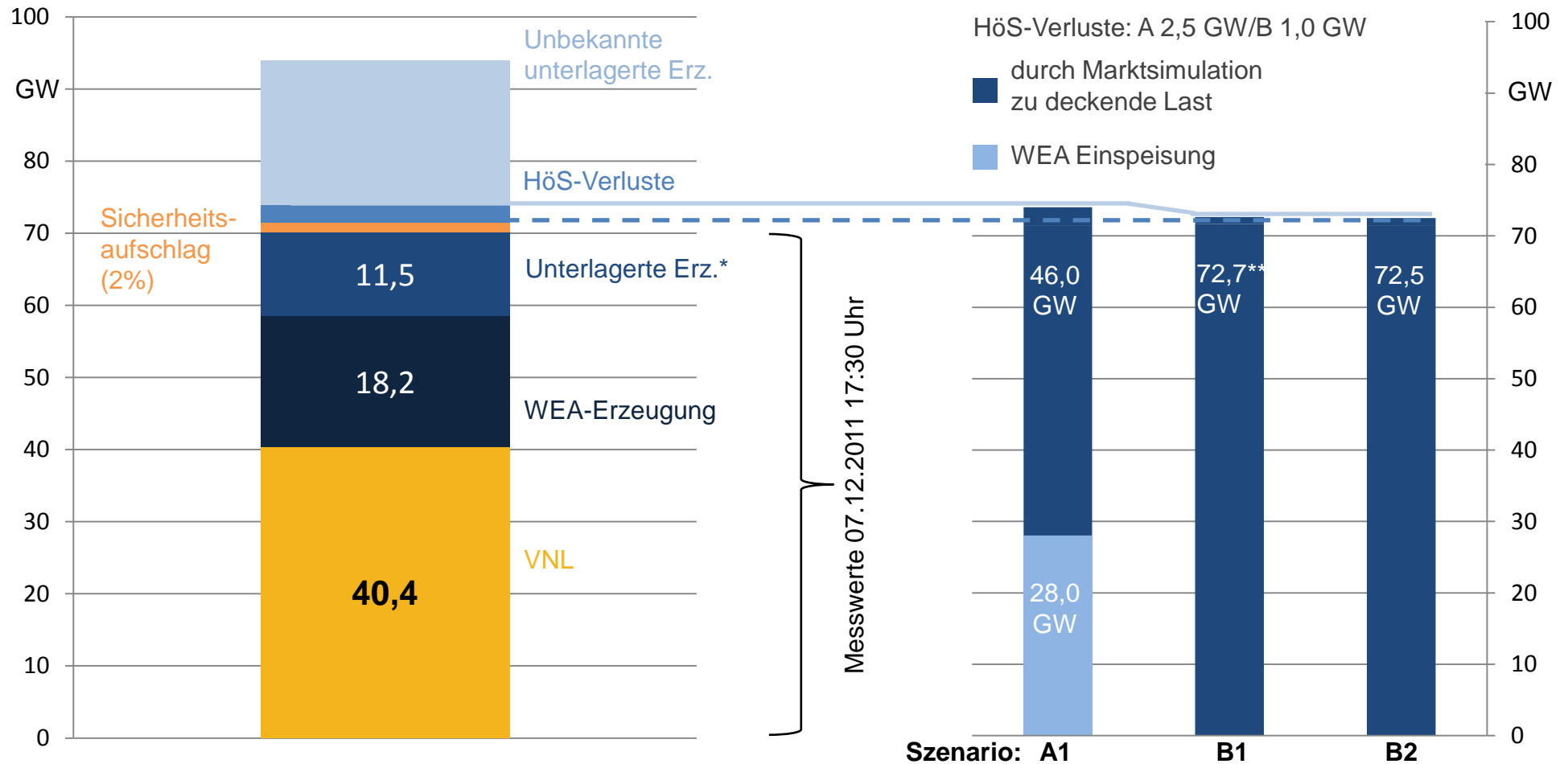


- Nur explizite Modellierung von KW möglich, für die Einspeisung zum Referenzzeitpunkt bekannt ist
 - Auswertung auf Basis einer VNB-Umfrage aus 2011*

*Ausgewertete Referenzzeitpunkte: 07.12.2011 17:30 für Lastannahme; 23.11.2011 17:30 Uhr für Lastregionalisierung

Modellierung von Last und unterlagerter Erzeugung

Lastannahmen Deutschland

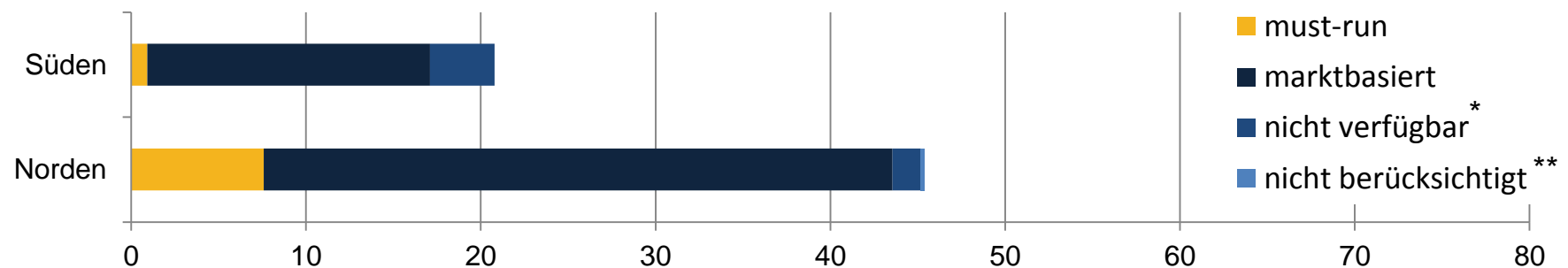


* Aufgrund verbesserter Datenverfügbarkeit signifikante Modellverbesserung zur unterlagerten Erzeugung (5,6 GW in Winter 12/13; 17 GW in Winter 13/14)

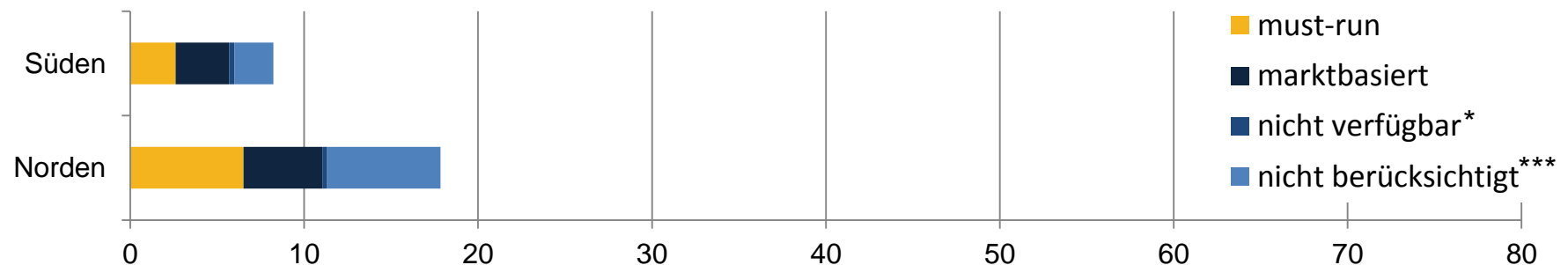
** Erhöhung der Last um 154 MW zur Modellierung von unterlageter KW-Nichtverfügbarkeit aufgrund von Gasknappheit

Modellierung des Kraftwerksparks Deutschland

- Gesamtheit der Kraftwerke gemäß BNetzA-KW-Liste (Stand: 05.07.2013, alle KW > 10 MW)
- Aufteilung nach Spannungsebene (HöS/unterlagert)
 - KW die im 380-/220-kV-Netz angeschlossen sind



- KW die im unterlagerten Netz angeschlossen sind



* Un-/Geplante Nichtverfügbarkeit in betrachteten Szenarien

** KW Dow Stade nicht in Marktsimulation berücksichtigt, da Industriekraftwerk zur lokalen Lastdeckung

*** KW < 50MW oder ohne Einspeiseinformation zum Referenzzeitpunkt

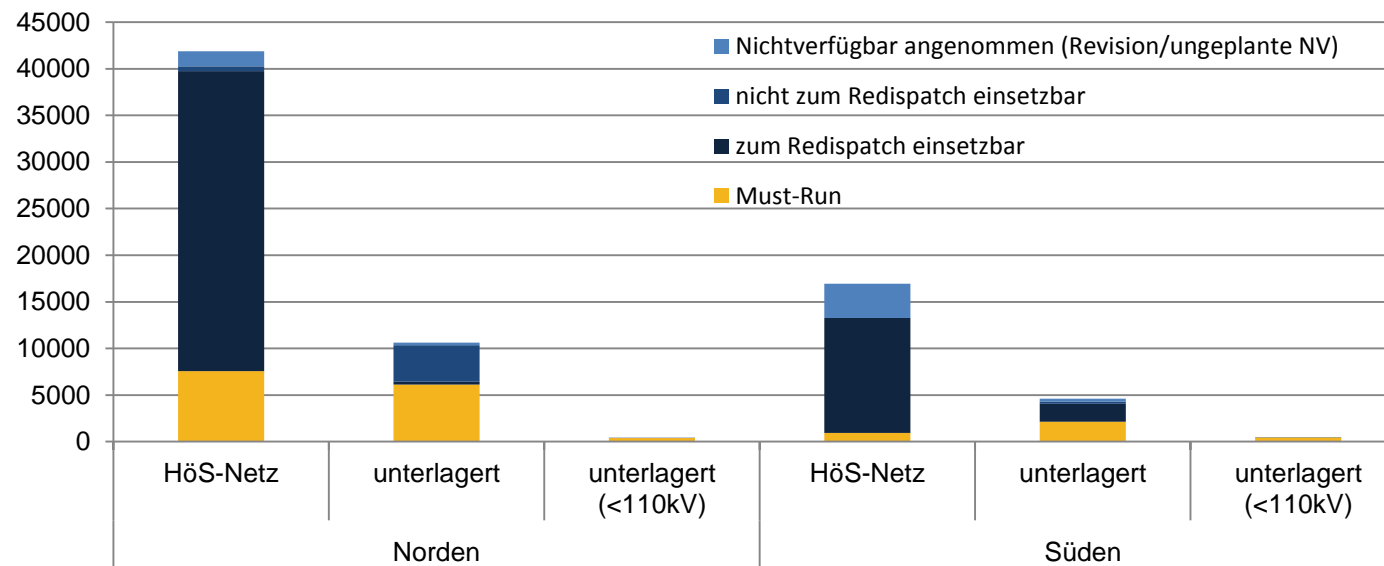
Modellierung des Kraftwerksparks Deutschland

Modellierung von Must-Run-Erzeugung

- Kraftwerkseinspeisungen teilweise außerhalb des Strommarktes bestimmt
 - Im Wesentlichen sind Randbedingungen aufgrund von Wärmeauskopplung zu berücksichtigen
 - ➔ Detaillierte Modellierung von Must-Run-Erzeugung erforderlich
- Differenzierung zwischen rein wärmegeführten Anlagen und Anlagen mit Wärmeauskopplung nach Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur
 - Rein wärmegeführte Anlagen
 - Zwangseinsatz mit vorgegebener Leistung
 - ➔ Berücksichtigung der Einspeisewerte zum Referenzzeitpunkt
 - Anlagen mit Wärmeauskopplung
 - Mindesteinspeisung der technischen Netto-Mindestlast bei Wärmenennleistung
 - ➔ Mögliche Marktpositionierung der Leistung zwischen Mindesteinspeisung und Netto-Engpassleistung
- Ggf. Vorgaben zur KW-Fahrweise nach Betriebserfahrungen der ÜNB

Redispatcheinsetzbarkeit der explizit modellierten thermischen Kraftwerke

- Entsprechend Betriebspraxis wird die Annahme getroffen, dass nicht alle KW im unterlagerten Netz zum Redispatch eingesetzt werden können
 - Im unterlagerten Netz können im Winter 2013/14 nicht alle Kraftwerke zum Redispatch genutzt werden, da für kleinere Anlagen (Abruf gemäß §13 (1a) EnWG) die notwendigen Prozesse wie vor allem Abruf und Austausch von Betriebs- und Planungsdaten nicht Ad hoc implementiert werden können



➔ Gegenüber letztem Jahr deutliche Modellverbesserung durch erweiterte Berücksichtigung unterlagerter Erzeugungsanlagen

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung

- Kraftwerksverfügbarkeit hat signifikanten Einfluss auf Bedarf an Reservekraftwerken
- Methodik erfordert die Betrachtung einzelner potentiell kritischer Szenarien
- ➔ **Deterministische Szenarien zur Kraftwerksverfügbarkeit erforderlich**
- Unterscheidung zwischen geplanten und ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten
- Annahme: Hohe Nichtverfügbarkeit in Süd-D und geringe Nichtverfügbarkeit in Nord-D führen zu hohen Nord → Süd-Lastflüssen und ist somit potentiell kritisch hinsichtlich des Bedarfs an Reservekraftwerken

Geplante KW-Nichtverfügbarkeit

- Revisionsliste für Winter 2013/14 bekannt
- ➔ **Ermittlung eines Referenzzeitpunktes im Winter 2013/14, der hinsichtlich Revisions- und Freischnittplanung besonders kritisch ist**
 - Freitag, 25.10.2013: hohe geplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit in Süd-D und niedrige geplante Nichtverfügbarkeit im Norden (aus Revisionsplanung)*
 - Zeitpunkt ebenfalls potentiell kritisch hinsichtlich der Freischnittplanung

*Hochrechnung der NV unterlagerter KW für die keine Revisionsplanung bekannt

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung

Geplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit

Schwärzung aufgrund von
Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung

Ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit

- Statistische Auswertungen der *ungeplanten* Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Deutschland auf Basis von Daten der EEX-Plattform*
 - EEX Plattform zur Veröffentlichung von Kraftwerks- und Verbrauchsdaten gemäß gesetzlicher Verpflichtung
 - Datengrundlage: Erzeugungseinheiten > 100MW
- ➔ Ableitung eines probabilistischen Modells zur Prognose von regionalen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten
 - **Süd-D:** Betrachtung des 95-%-Quantils der Kraftwerksnichtverfügbarkeit
➔ 2,7 GW
(Kraftwerksnichtverfügbarkeit würde in 430 h/a über diesem Wert liegen)
 - **Nord-D:** Betrachtung des 5-%-Quantils der Kraftwerksnichtverfügbarkeit
➔ 1,1 GW
(Kraftwerksnichtverfügbarkeit würde in 430 h/a unter diesem Wert liegen)

* Aufgrund unterschiedlicher Definition von un-/geplant sind gegenüber VGB-Statistik abweichende Werte möglich

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung

Ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeit

- Für netztechnische Untersuchungen werden folgende Annahmen getroffen:

BNA	ungeplante NV	Leistung	Lage	
B0802	KKP 2	1400 MW	Süden	ca. 2,7 GW
B0020	Altbach HKW 1	433 MW	Süden	
B0995	Irsching 4	545 MW	Süden	
B1093	Zolling	200 MW	Süden	
B0432	Heilbronn 5	120 MW	Süden	
B0785	Jänschwalde A	465 MW	Norden	ca. 1,1 GW
B0245b	Emden	400 MW	Norden	
B0449	Herne 3	280 MW	Norden	

- Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens von 2,7 GW im Süden und 1,1 GW im Norden gemäß EEX-Daten bei 0,25% (entspricht 22h/Jahr)

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung – Gasknappheit

Systemrelevante Gaskraftwerke mit unterbrechbarem Gasliefervertrag

- Kraftwerksnichtverfügbarkeiten weitgehend durch kraftwerksseitige Probleme begründet
- Zusätzlich besteht Gefahr einer Nichtverfügbarkeit von Gaskraftwerken aufgrund unzureichender Brennstoffversorgung
- Berücksichtigung von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten aufgrund von Gasknappheit im Szenario B1
 - Modellierung der Auswirkungen einer Gasknappheit erfolgt zunächst gemäß Absprache mit BNetzA vom 24.05.2012 analog zur Vorgehensweise in 2012 gemäß den damaligen BNetzA-Vorgaben*
- Aus Gasknappheit resultierende Kraftwerksnichtverfügbarkeit: 1,6 GW

*Detailliertere KW-Informationen zeigen, dass verwendete Modellierung die KW-Nichtverfügbarkeit teilweise überschätzt

Szenarienübersicht

- Annahmen für europäisches Ausland wurden mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt

Eingangsdaten				Ergebnis Marktsimulation
Szenario	Bereinigte VNL*	Wind	PV	Export von D
A1 – WEA hoch	74 GW	28 GW	0	9 GW
B1 – kein WEA, Gasknappheit	72,7 GW	0 GW	0	-1,7 GW
B2 – keine WEA, keine Gasknappheit	72,5 GW	0 GW	0	- 1,6 GW

- Parametrierung der Szenarien auf Basis von Messwerten
- ➔ Szenarien stellen zu erwartende kritische Situationen dar
- ➔ Entsprechen nicht notwendigerweise den schlimmsten aller denkbaren Situationen

*um WEA und modellierte unterlagerte Einspeisung bereinigte vertikale Netzlast

Reservekraftwerke

BNA	Reservekraftwerk (Winter 12/13)	Leistung	Anmerkung
B0627	KMW 2	337 MW	
B0374	Staudinger 4	622 MW	
B0993	Irsching 3	415 MW	Bei Gasknappheit Leistung um 25% reduziert
B0642	GKM3	200 MW	
B0515	HKW West / RDK7	50 MW	33 MW HKW West + 17 MW Fernwärmeersparnis RDK7
Reservekraftwerke in AT		937 MW	
Summe		2561 MW	

- In Simulationen werden Reservekraftwerke bei nicht ausreichendem konventionellen Redispatchpotential aus sonst marktbasierend eingesetzten Kraftwerken zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen eingesetzt
- Berechnungen basieren zunächst auf Reservekraftwerken des Winters 2012/13
 - Bisher für Winter 2013/14 noch nicht vollständig kontrahiert

Modellierung des PRA

- Preventive Remedial Actions (PRA): Maßnahmen zur Begrenzung des Exports aus der 50HzT-Regelzone
 - In Hochwindszenarien ist eine präventive Reduzierung der Erzeugungsleistung in der 50 HzT-Regelzone erforderlich
 - ➔ Vermeidung von Überlastungen auf Kuppelleitungen nach TenneT, PL und CZ
- Reduzierung der Kraftwerkseinspeiseleistung in 50HzT-Regelzone
- Erzeugungserhöhung in anderen Regelzonen zum Bilanzausgleich
 - 40 % durch sicherheitsinterne Verkäufe (SIV)
 - Bilanzausgleich modelliert durch Merit-Order in DE, AT und FR
 - 60 % durch präventiven Redispatch
 - Bilanzausgleich über möglichst geeignete Kraftwerke in DE (Sofern verfügbar durch Kraftwerke in Süddeutschland)

Szenarien A1.1:

Winterwerktag 2013/14:
Hohe Windenergieeinspeisung

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

- PRA-Maßnahmen zur Begrenzung des Exports aus der 50HzT-Regelzone
 - Vermeidung von Überlastungen auf Kuppelleitungen nach TenneT

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	Diff
Summe				4980
B0879	Schkopau - B	450	190	260
B0914	Schwarze Pumpe - A	750	500	250
B0915	Schwarze Pumpe - B	750	0	750
B0788	Jänschwalde - D	465	0	465
B0789	Jänschwalde - E	465	0	465
B0790	Jänschwalde - F	465	0	465
B0787	Jänschwalde - C	465	325	140
B0122	Boxberg - N	465	0	465
B0124	Boxberg - Q	857	0	857
B1404	Boxberg - R	643	0	643
B0849	KNG Kraftwerk Rostock	508	288	220

Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	Diff
Summe:				4980
davon SIV-Maßnahmen (40% des PRA):				1992
B0377	Staudinger - 5	510	515	5
D0004	Stummhafen	193	700	507
B0645	GKM - Block 7	85	142	57
B0643	GKM - Block 4	85	170	85
B0619	KW Lünen - Lünen 7	130	324	194
B0147	Farge - Farge	0	350	350
B0334	Scholven E	0	345	345
B0990	KW West 1	0	322	322
B0203	Knepper C	0	127	127

davon präventiver Redispatch (60% des PRA) 2988

detaillierte Auflistung s.n. Folie

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

– Präventiver Redispatch in Süd-Deutschland:

BNA	Kraftwerk	von	nach	Differenz
B0093	Kraftwerk Bexbach - BEX	0	721	721
B1006	Kraftwerk Walheim - WAL 2	0	153	153
B0820	Weiher - Weiher III	0	655.6	655.6
B0432	Heizkraftwerk Heilbronn - HLB 5	44	110	66
B1005	Kraftwerk Walheim - WAL 1	0	103	103
B0936	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN DT15	9	45	36
B0935	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN DT12	9	45	36
B0427	Kraftwerk Hausham - GT 1	0	23.3	23.3
B0428	Kraftwerk Hausham - GT 2	0	23.3	23.3
B0429	Kraftwerk Hausham - GT 3	0	23.3	23.3
B0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk - RDK 4S	0	353	353
B0937	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT16	0	23.3	23.3
B0938	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT17	0	23.3	23.3
B0939b	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT18	0	23.3	23.3
B0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT E (solo)	0	65	65
B0744	Franken 1 - 1	0	120	120
B0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach III GT (solo)	0	84.2	84.2
B0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach II GT	0	77	77
B0378	Ingolstadt – 3-4	0	110	110
B1093	Zolling 5	0	187	187
B1004	Walheim - GT D	0	82	82
Summe				2988

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Windabsenkung aufgrund von Netzengpässen in der 380(220)/110-kV-Ebene

- WEA-Absenkung aufgrund von (n-1)-Verletzungen an HöS/HS-Transformatoren
 - Keine weiteren WEA-Absenkungen aufgrund von Netzengpässen in unterlagerten Netzebenen betrachtet
(Unterlagerte Netzebenen sind nicht modelliert)

Reduzierung von WEA-Einspeisung

WE-Anlage in TTG	um [MW]
Flensburg	-181
Emden	-285
Voslapp	-277
Audorf	-80
Conneforde	-170
Itzehoe West	-97
Wechold	-63
Brunsbüttel	-237
Cloppenburg	-29
Summe	-1419

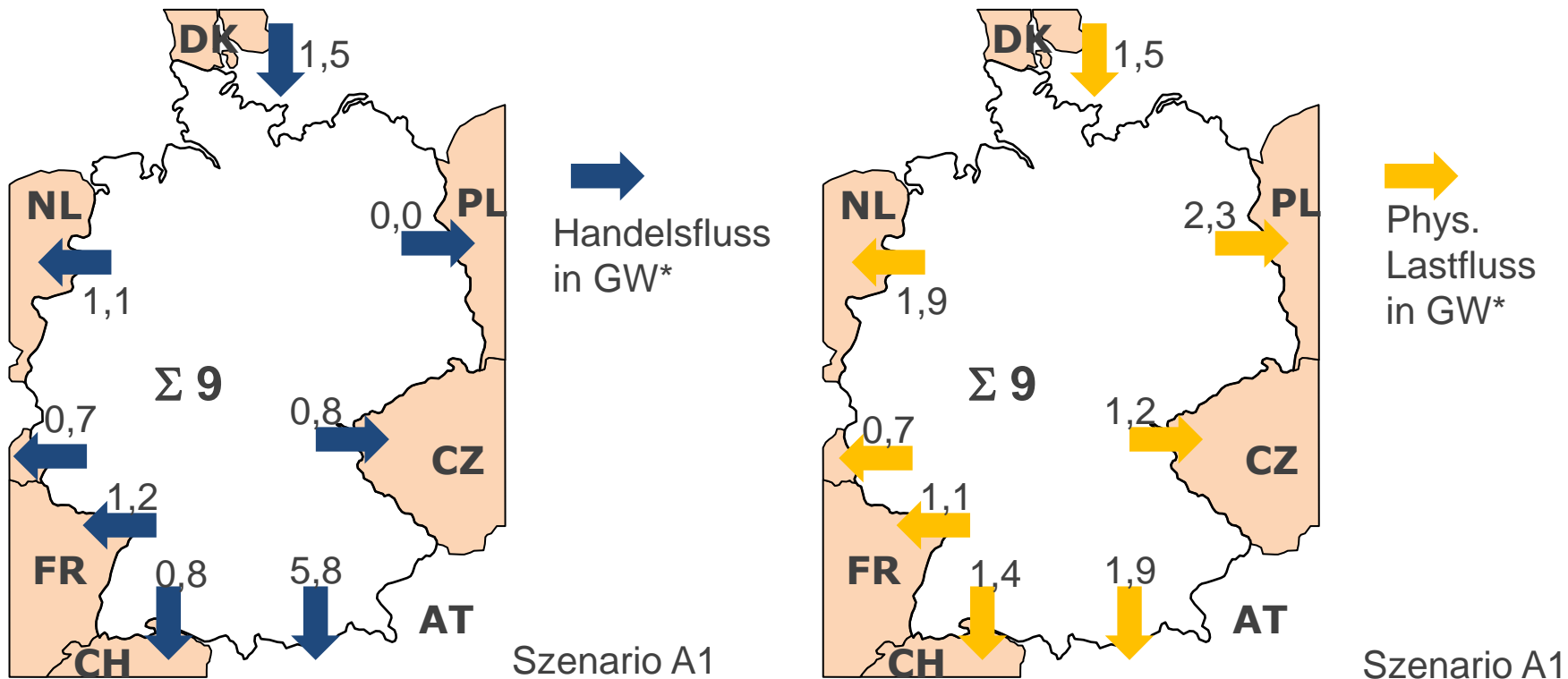
Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	Diff
B0745	Franken 1 - 2	0	440	440
B0744	Franken 1 - 1	120	384	264
B0378	Ingolstadt – 3-4	110	310	200
B0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT B	0	64	64
B0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT C	0	81	81
B0515	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - MAR III DT	0	262	262
B0649	Kraftwerk Walheim - WAL GT D	82	135	53
B1004	Zolling 5	187	242	55
Summe				1419

➔ Nahezu kein weiteres Redispatchpotential in Süddeutschland verfügbar

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Marktergebnis und Physikalische Flüsse – nach PRA und nach lokaler Windabsenkung

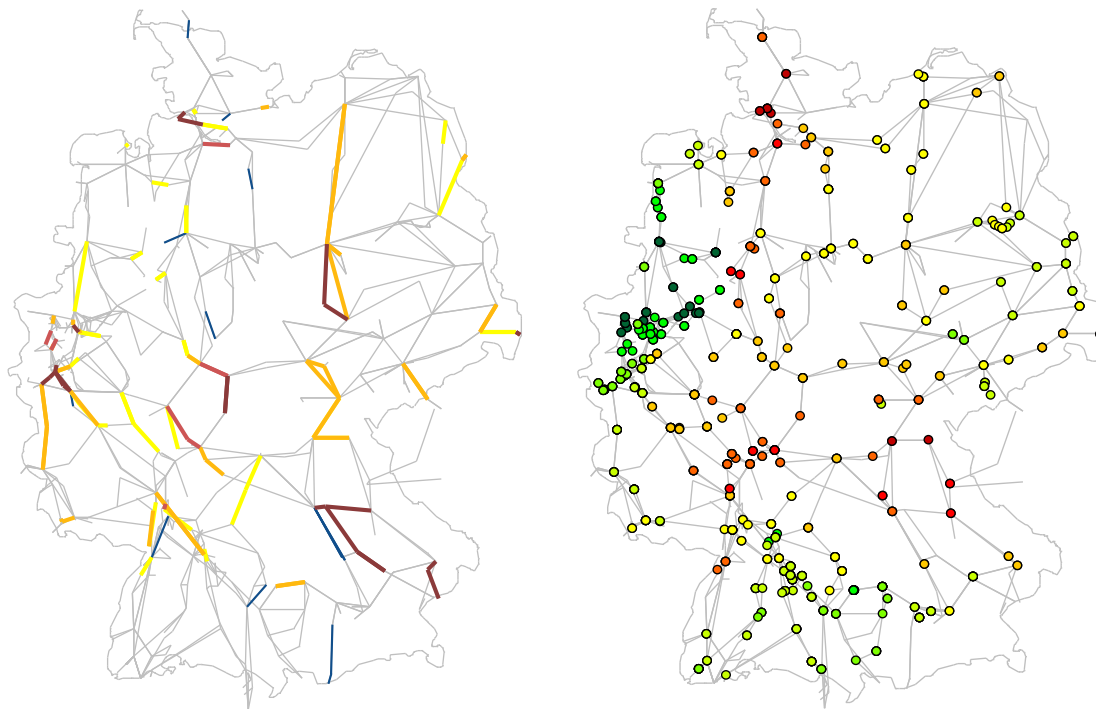


- ➔ Marktergebnis führt zu hohen Exporten von Deutschland
- ➔ Grenzüberschreitende Lastflüsse übersteigen teilweise zulässige Grenzwerte und erfordern Gegenmaßnahmen

* Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach PRA und nach lokaler Windabsenkung



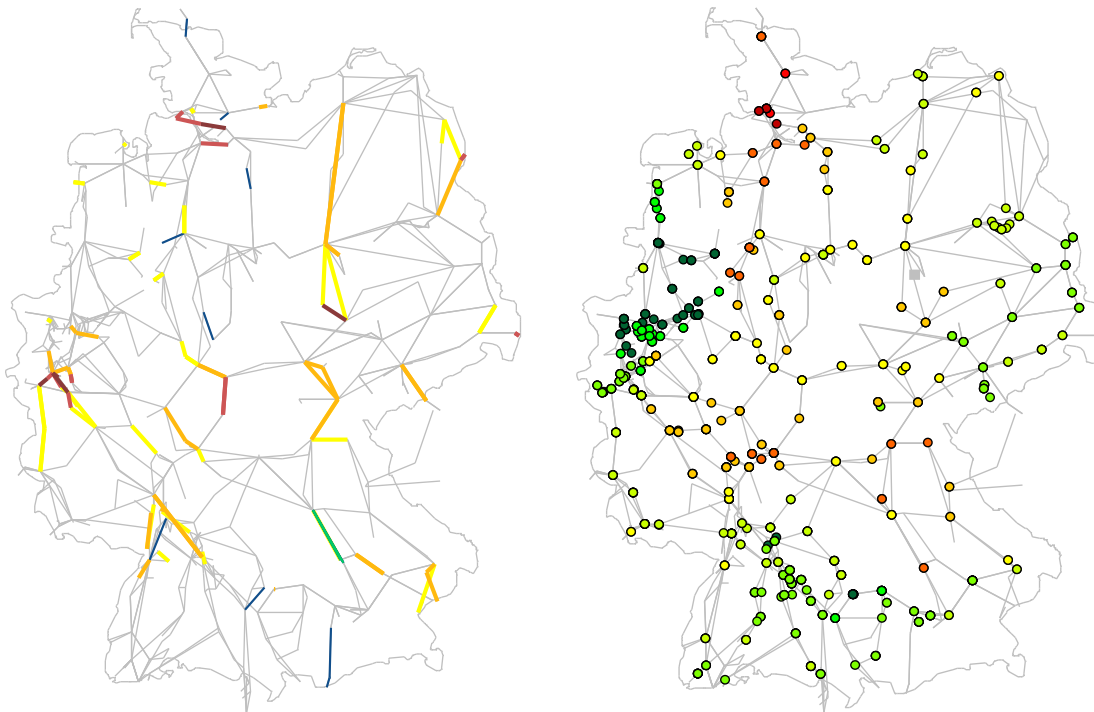
realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
präventiver Redispatch	3,0
WEA-Absenkung	1,4
Summe	6,4

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- Sehr hohe Netzauslastung erfordert umfangreiche Gegenmaßnahmen
- Redispatchpotential in Süddeutschland bereits nahezu ausgeschöpft
- Verschärfung der Netzsituation gegenüber letztjährigem Szenario

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach PRA und topologischen Gegenmaßnahmen



realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
präventiver Redispatch	3,0
WEA-Absenkung	1,4
Summe	6,4

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- Umfangreiche topologische Gegenmaßnahmen inkl. Verstufung ausländischer Querregeltransformatoren durchgeführt
- Sehr hohe Netzauslastung erfordert umfangreiche weitere Maßnahmen
- Redispatchpotential in Süddeutschland bereits nahezu ausgeschöpft

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Konventioneller innerdeutscher Redispatch zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0157	Brokdorf	1410	1022	-388
B0707	Niederaussem H	648	460	-188
B0709	Niederaussem K	944	372	-572
B1401a	Neurath F	1050	1002	-48
Summe				-1196



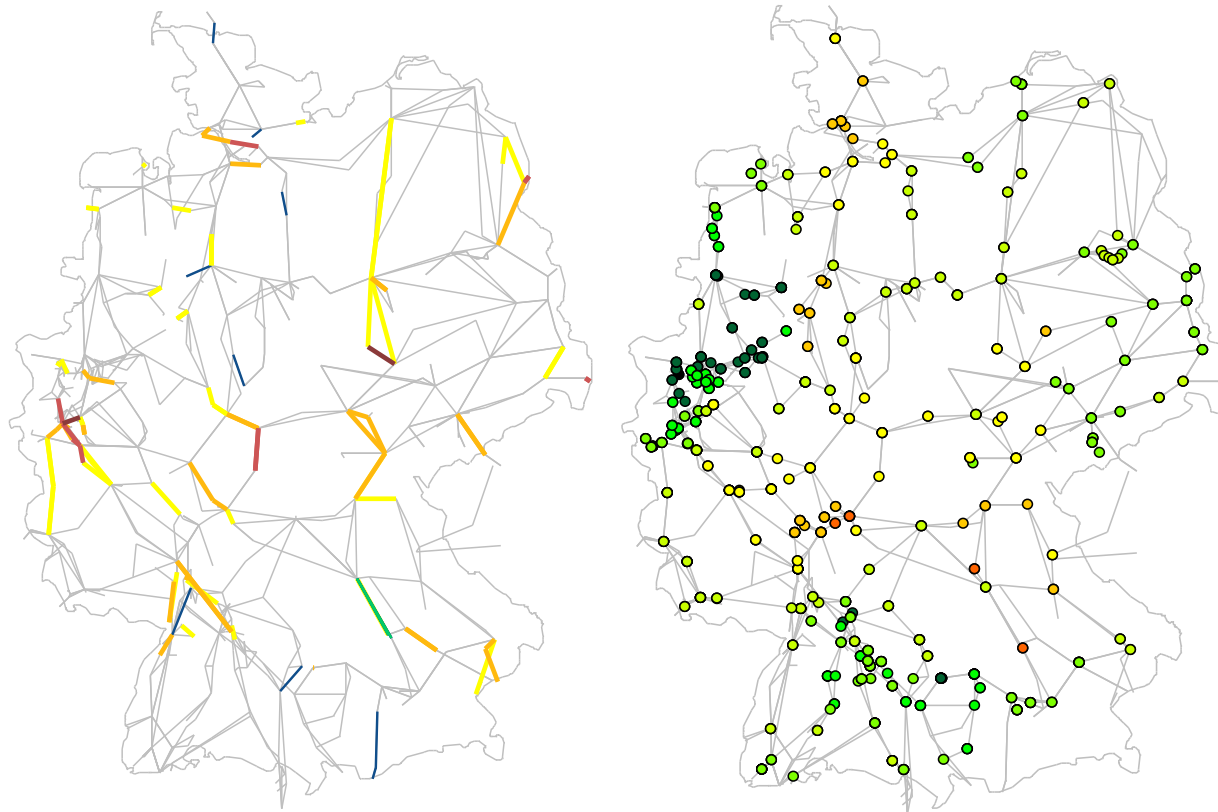
Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um	aufgrund Überlastung
B1093	Zolling 5	242	268	26	Brunsbüttel (TenneT) – Brunsbüttel (50 Hz) Dollern - Hamburg Süd
B1060	Wilhelmshaven GT	15	56	41	
B0239	Huntorf	0	321	321	
	Knapsack GT 20	0	420	420	u.a. Brauweiler West, Vile Ost
B0548	Knapsack GT 10	0	124	124	
B0548	Knapsack GT 11	0	264	264	
Summe				1196	

➔ Konventioneller Redispatch (ohne Reservekraftwerke) in Höhe von 1,2 GW durchgeführt

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach PRA, topologischen Gegenmaßnahmen und konventionellem Redispatch



realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
präventiver Redispatch	3,0
WEA-Absenkung	1,4
innerdeutscher Redispatch	1,2
Summe	7,6

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

→ Konventionelles Redispatchpotential nicht ausreichend um Leitungsüberlastungen zu beseitigen

→ Redispatch mit Reservekraftwerken erforderlich

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Redispatch mit Reservekraftwerken

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
	WEA Klostermansfeld	552	174	-378
	WEA Magdeburg	440	421	-19
	WEA Hagenwerda	246	223	-23
B0157	Brokdorf	1022	705	-317
B0708	Niederaußem G	653	0	-653
B1401 a	Neurath F	1002	772	-230
B1401 b	Neurath G	1050	593	-457
B0991	Voerde A	695	321	-374
B0992	Voerde B	695	670	-25
B0712	Niederaußem C	294	274	-20
Summe				-2496

Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
	Reserve-KW AT	0	420	420
	Reserve-KW AT	420	737	317
	Reserve-KW AT	737	937	200
B0642	GKM 3	0	170	170
B0374	Staudinger 4	0	513	513
B0374	Staudinger 4	513	622	109
B0993	Irsching 3	0	348	348
B0993	Irsching 3	348	415	67
B0515	HKW West	0	40	40
B0672	KMW 2	0	292	292
B0672	KMW 2	292	312	20
Summe				2496

aufgrund Überlastung

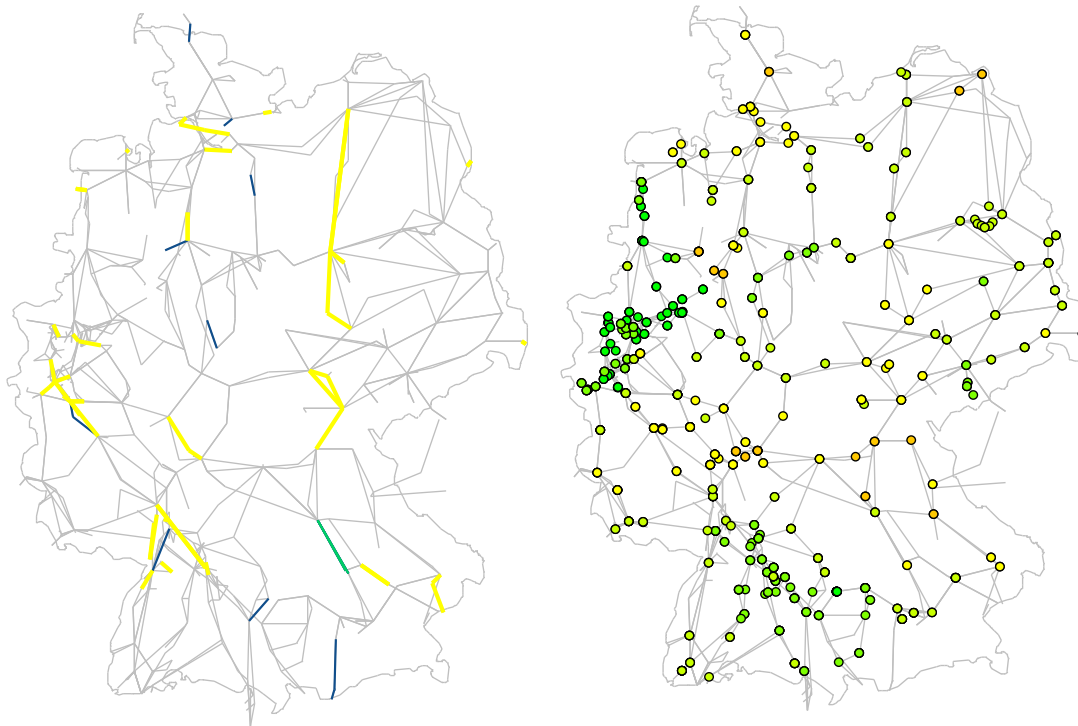
u.a. Klostermansfeld - Lauchstädt
 Magdeburg - Wolmirstedt
 Hagenwerda – Mikulowa (PL)
 Brunsbüttel - Hamburg Nord
 u.a. Opladen Süd
 Ville Ost
 u.a. Knechtsteden West
 u.a. Troisdorf West/Ost

➔ Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 2,5 GW erforderlich

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach PRA , topologischen Gegenmaßnahmen, konventionellem Redispatch und Redispatch mit Reservekraftwerken



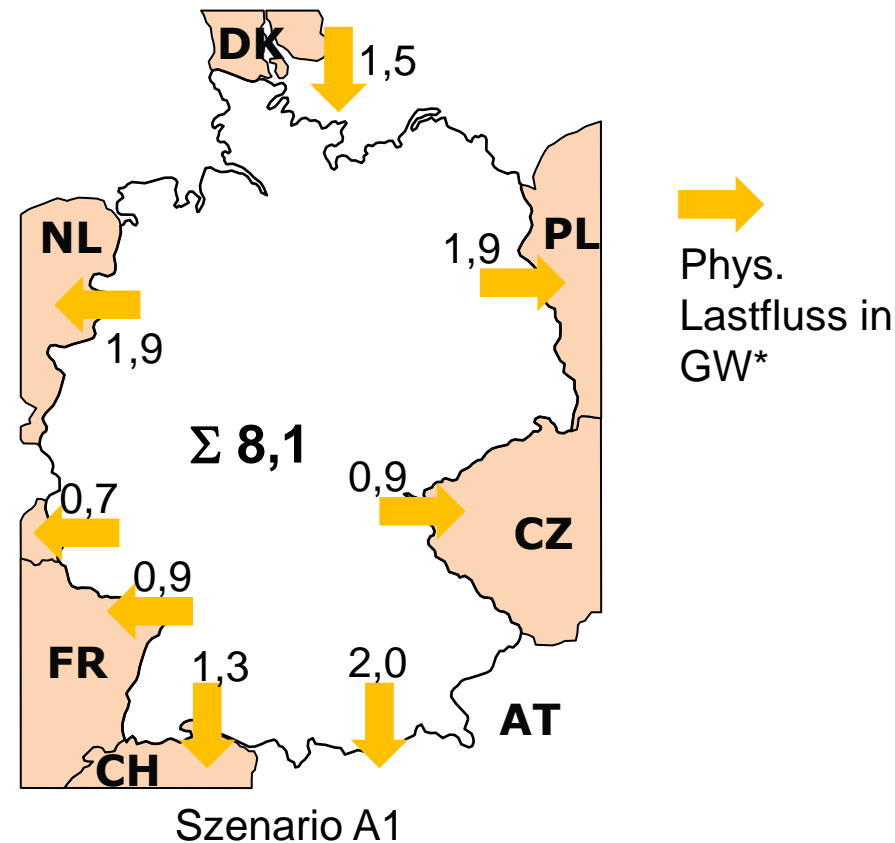
realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
Präventiver Redispatch	3,0
Lokale WEA-Absenkung	1,4
Konventioneller Redispatch	1,2
Redispatch mit Reserve-KW	2,5
Summe	10,1

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- ➔ Redispatch in Höhe von insgesamt 10,1 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 390$ kV erforderlich
- ➔ Potential an Reservekraftwerken vollständig ausgeschöpft
- ➔ Keine verbleibenden Sicherheitsreserven
- ➔ Erhebliche Gefährdung der Systemsicherheit

Szenario A1.1: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Physikalische Flüsse – Nach PRA , topologischen Gegenmaßnahmen, konventionellem Redispatch und Redispatch mit Reservekraftwerken



➔ Auch nach umfangreichen innerdeutschen Gegenmaßnahmen verbleiben sehr hohe grenzüberschreitende Lastflüsse

* Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

Zwischenfazit – Szenario A

- Voranalyse zeigt, dass Szenario mit maximaler Windeinspeisung als kritischstes Szenario erwartet werden kann
 - Geringe Erzeugungskosten in Deutschland führen zu sehr hohen Exporten
 - Innerdeutsche Übertragungskapazitäten lassen Erzeugung vornehmlich im Norden nicht zu
- Reservekraftwerke zur Beherrschung der sich marktbasiert ergebenden Exporte erforderlich
- Insbesondere auch zur Realisierung von unbeschränkten Exporten in Richtung Österreich
- **Sehr angespannte Netzsituation bei aufgezehrten betrieblichen Reserven stellt wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit dar**

Szenarien B

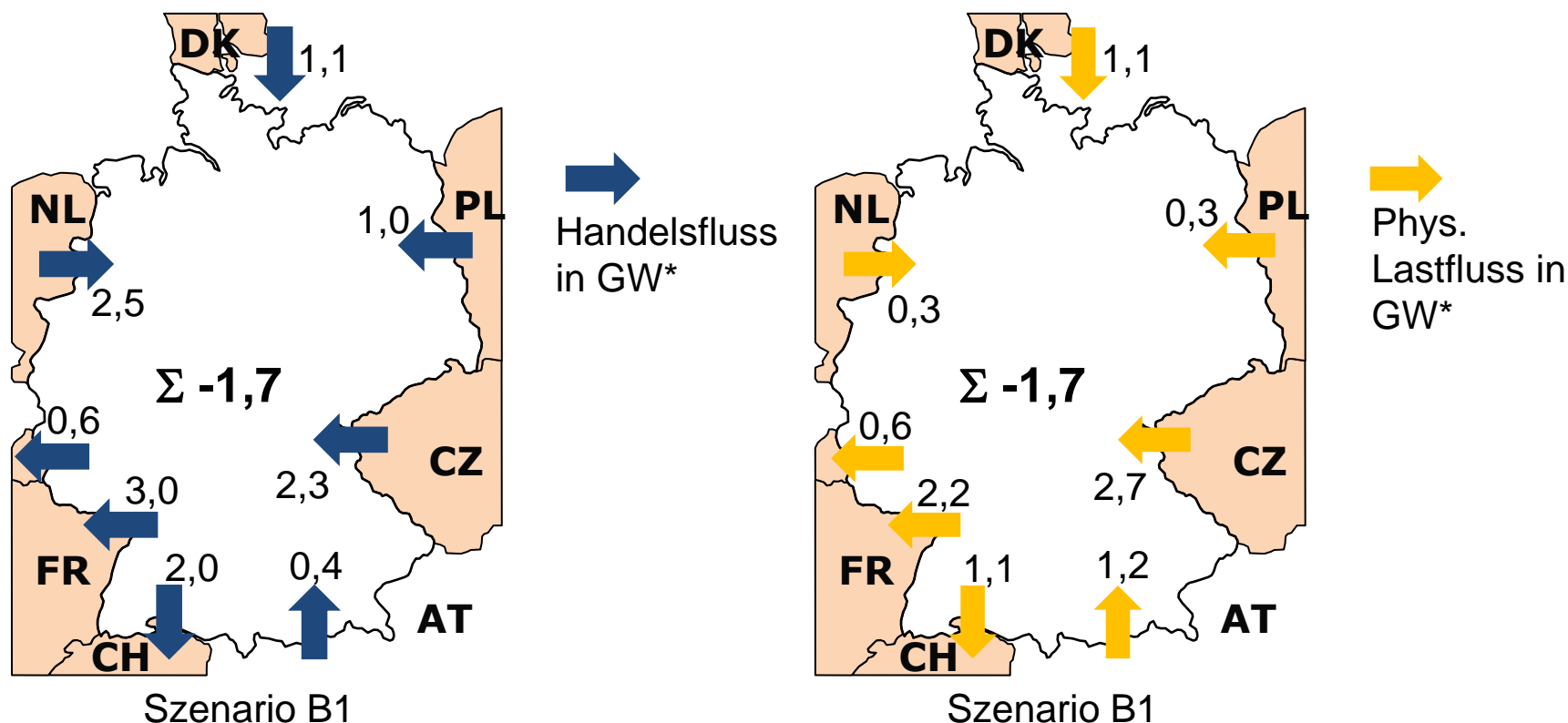
Winterwerktag 2013/14:
Keine Windenergieeinspeisung

Szenario B1.1

Winterwerktag 2013/14:
Keine Windenergieeinspeisung mit Gasknappheit

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Marktergebnis und physikalische Flüsse



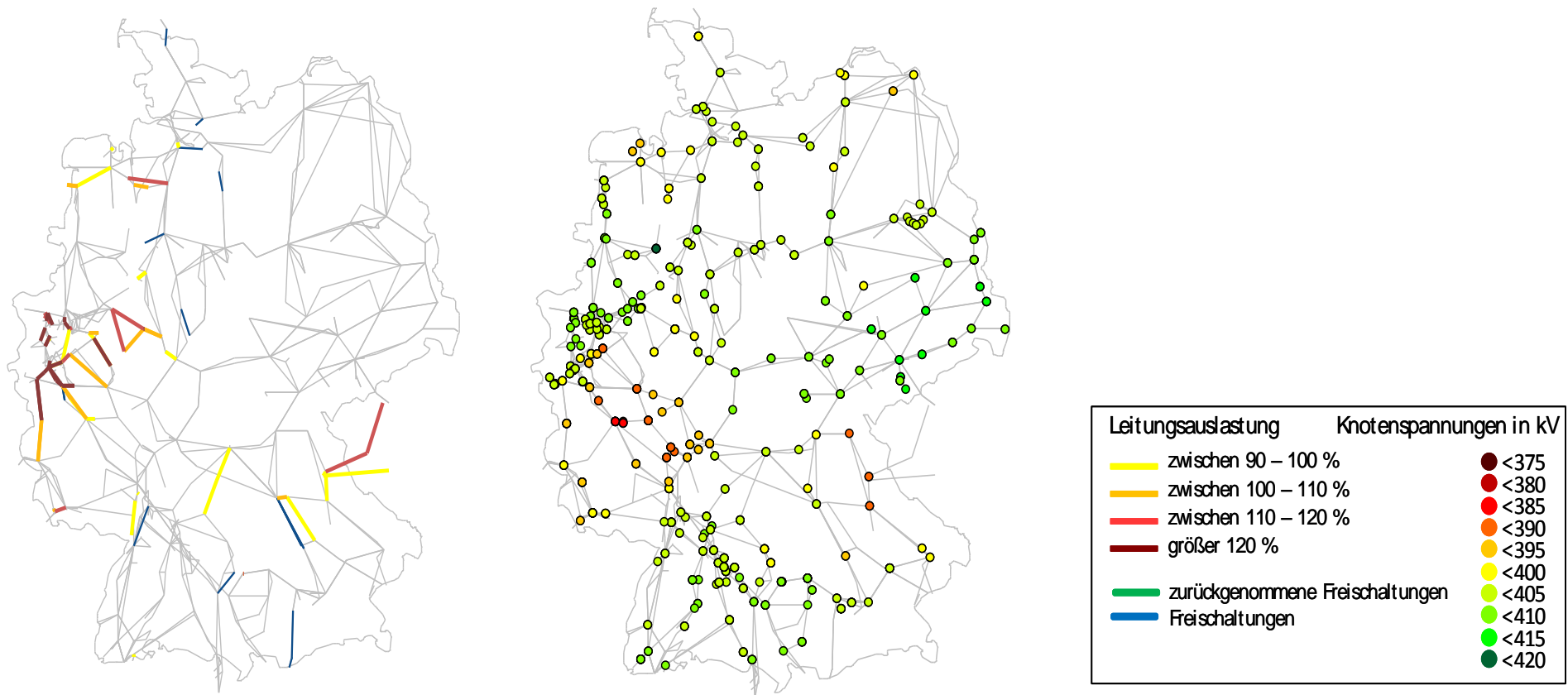
➔ Aus europäischem Stromhandel ergibt sich zusätzlicher Nord→Süd-Transit durch Deutschland

➔ Insbesondere ergibt sich hoher Handelsfluss NL→FR, sowie hohe physikalische Flüsse durch das deutsche Netz in Richtung FR und CH

* Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall vor topologischen Gegenmaßnahmen

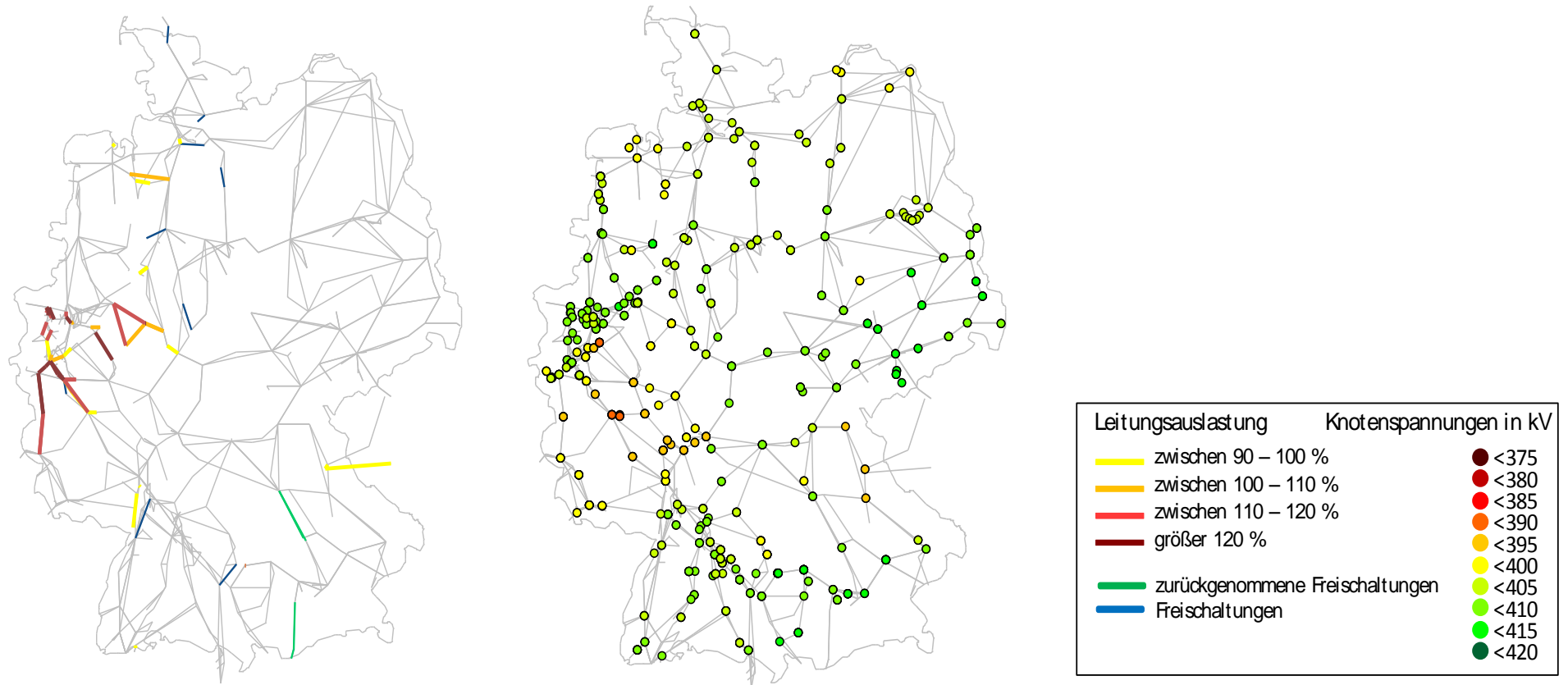


→ Hohe Nord/West→Süd-Lastflüsse führen zu Netzüberlastungen

→ Umfangreiche Gegenmaßnahmen erforderlich

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen



→ Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Konventioneller Redispatch zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0147	Farge	350	150	-200
B1401b	Neurath G	1050	855	-195
B1401a	Neurath F	1050	855	-195
B0991	Voerde A	695	0	-695
D0003	Walsum 10	800	589	-211
Summe				-1866

Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0161-64	Brunsbüttel GT A-D	0	200	200
B0745	Franken 1	435	617	182
B0378-79	Ingolstadt	370	772	402
B1004	Walheim GT D	0	135	135
B0649	Marbach III DT	0	262	262
B0017	Altbach GT B	0	43	43
B0018	Altbach GT C	0	61	61
B0015	Altbach GT E (solo)	0	49	49
B0648	Marbach III GT (solo)	0	85	85
B0647	Marbach II GT	0	77	77
B0378-79	Ingolstadt	0	370	370
Summe				1866

aufgrund Überlastung

YHUNT-SOTT

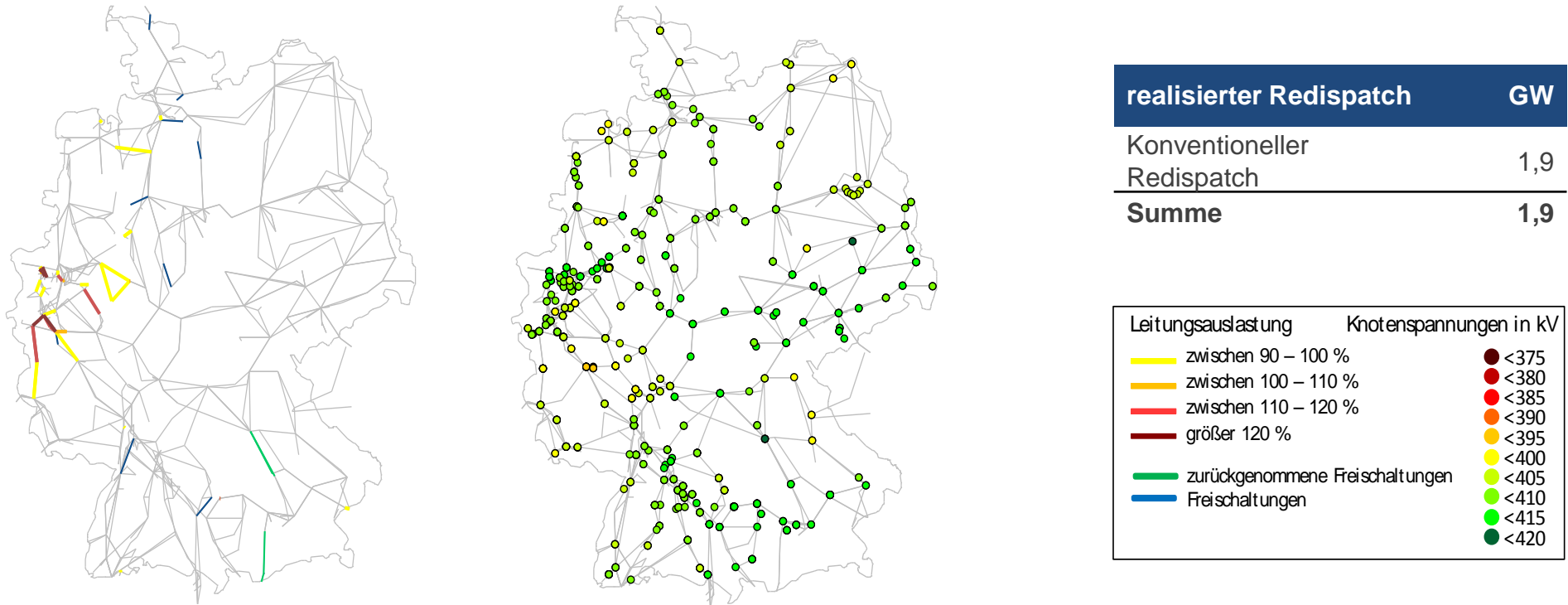
u.a. Ville Ost, Brauweiler West

u.a. Dinslaken West , Wesel Ost

➔ Konventioneller Redispatch in Höhe von 1,87 GW durchgeführt

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen und konventionellem Redispatch



- Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen
- Kein Redispatchpotential in Süddeutschland verfügbar
- Insbesondere Überlastungen von Nord/West → Süd-Leitungen erfordern Reserve-KW

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Redispatch mit Reservekraftwerke

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0990	KW West 1	322	206	-116
B0989	KW West 2	318	218	-100
B0450	Herne 4	449	280	-169
B1401a	Neurath F	855	665	-190
B1401b	Neurath G	855	0	-855
B0709	Niederaußem K	944	483	-461
B0708	Niederaußem G	653	553	-100
B0700	Neurath E	604	404	-200
B0707	Niederaußem H	648	603	-45
	Knappsack GT 20	428	228	-200
Summe				-2436



Erhöhung von Einspeiseleistungen

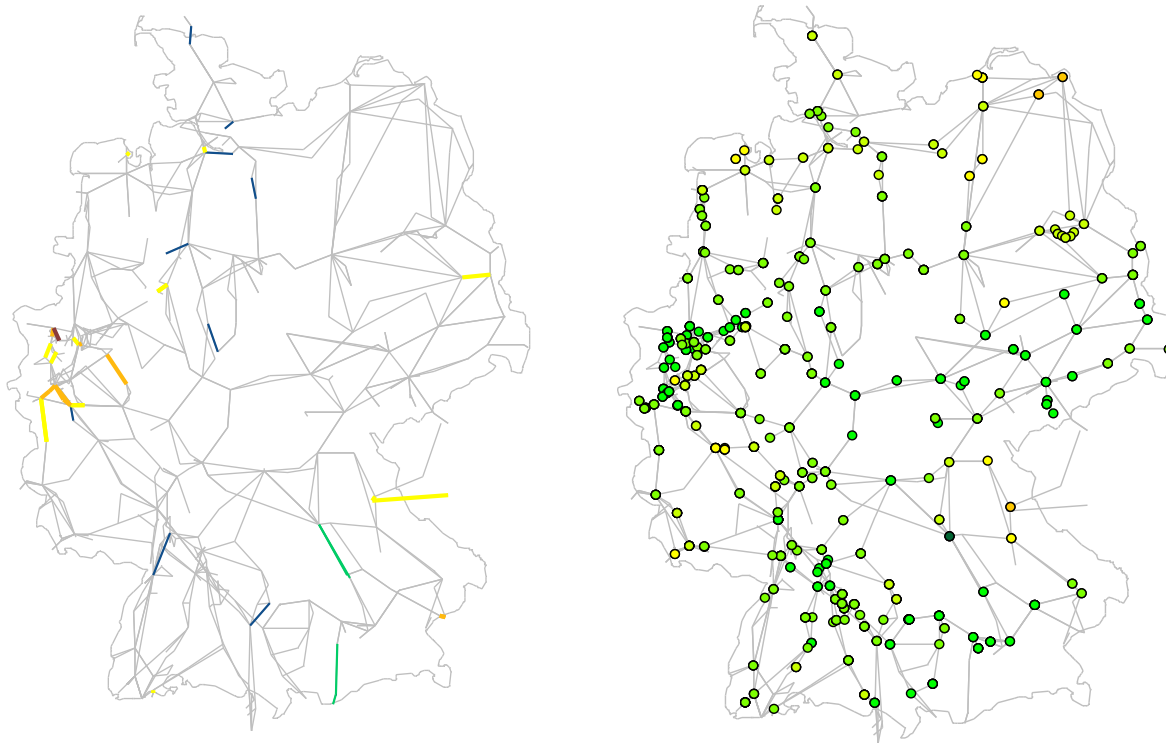
BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0374	Staudinger 4	0	226	226
B0374	Staudinger 4	226	395	169
B0374	Staudinger 4	395	622	227
B0993	Irsching 3	0	311	311
B0642	GKM 3	0	203	203
B0627	KMW 2	0	335	335
B0515	HKW West	0	28	28
	Reserve-KW AT	0	937	937
Summe				2436

aufgrund Überlastung
Dinslaken West
Bochum West
u.a. Ville Ost, Brauweiler West, Walberberg West

➔ Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 2,4 GW erforderlich

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knoten-spannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Summe	4,3

Leitungsauslastung	Knoten-spannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- Redispatch in Höhe von 4,3 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 390$ kV nicht ausreichend
- Redispatchpotential mit Reserve-KW vollständig ausgeschöpft
- Weiterer grenzüberschreitender Redispatch notwendig

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Cross-Border-Redispatch mit südlicher Nachbarregelzone

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0698	Neurath C	292	0	-292
B0707	Niederaußem H	603	471	-132
B0450	Herne 4	280	219	-61
B0990	KW West 1	206	0	-206
	Reserve-KW AT	937	897	-40
Summe				-731



Erhöhung von Einspeiseleistungen

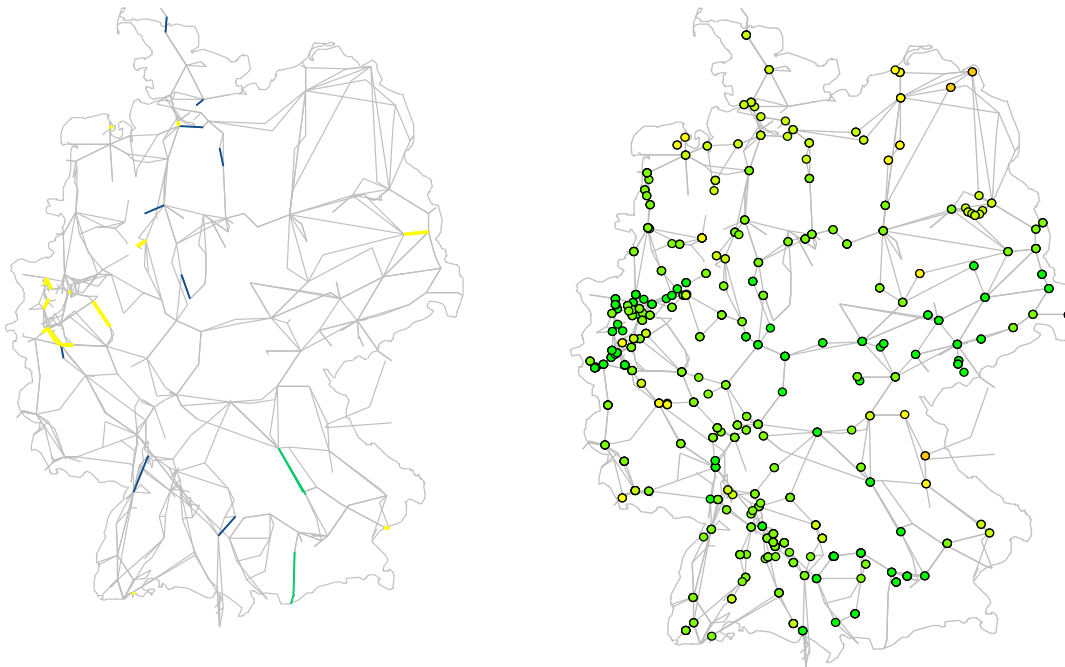
Kraftwerk	von	nach	um
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0	424	424
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	424	485	61
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	485	691	206
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	691	731	40
Summe			731

aufgrund Überlastung
u.a. Ville Ost, Brauweiler West Walberberg West
Bochum West
Dinslaken West
Kuppelleitung DE-AT

- ➔ Bedarf übersteigt verfügbare Reservekraftwerke um 0,7 GW
- ➔ Hohe Abhängigkeit von ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW, nach zusl. Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0,7
Summe	5,0

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- ➔ Redispatch in Höhe von 5,0 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 390$ kV erforderlich
- ➔ Redispatchpotential mit Reserve-KW vollständig ausgeschöpft
- ➔ Weiterer grenzüberschreitender Redispatch in Höhe von 0,7 GW notwendig

Szenario B1.1: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Variationsrechnung

- In Szenario B1.1 übersteigt Reservekraftwerksbedarf die verfügbare Kapazität um 0,7 GW
- Die Modellierung der Gasknappheit erfolgt gemäß letztjährigen Vorgaben der BNetzA
 - Bisherige Annahme: Bei Feuerung mit Ersatzbrennstoff ist Maximalleistung von Gas-KW teilweise um 25 % reduziert
 - Aktuelle KW-Informationen zeigen, dass notwendige Reduktion der Einspeiseleistung bei Feuerung mit Ersatzbrennstoff teilweise geringer ist
 - Beispielsweise ist gemäß Betreiberangaben mindestens bei Franken 1 und Irsching 3 auch bei Feuerung mit Ersatzbrennstoff 100 % Einspeiseleistung möglich*

→ Betrachtung einer Variationsrechnung

- Volle Einspeiseleistung von Franken 1 und Irsching 3 angenommen
- Verfügbarkeit von RDK4 angenommen, da Brennstoffbesicherung aktuell laufend

*Genaue Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung bei Feuerung mit Ersatzbrennstoff bisher nur für diese beiden KW erfolgt

Szenario B1.1-Variante: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Variante – RDK 4 verfügbar, Franken und Irsching 3 voll einsatzfähig

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0990	KW West 1	206	0	-206
B0698	Neurath C	292	0	-292
B0450	Herne 4	280	219	-61
B0707	Niederaußem H	603	499	-104
Summe				-663



Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0745	Franken 1*	617	823	206
B0514	RDK 4S	0	292	292
B0514	RDK 4S	292	353	61
B0993	Irsching 3* (Reserve-KW)	311	415	104
Summe				663

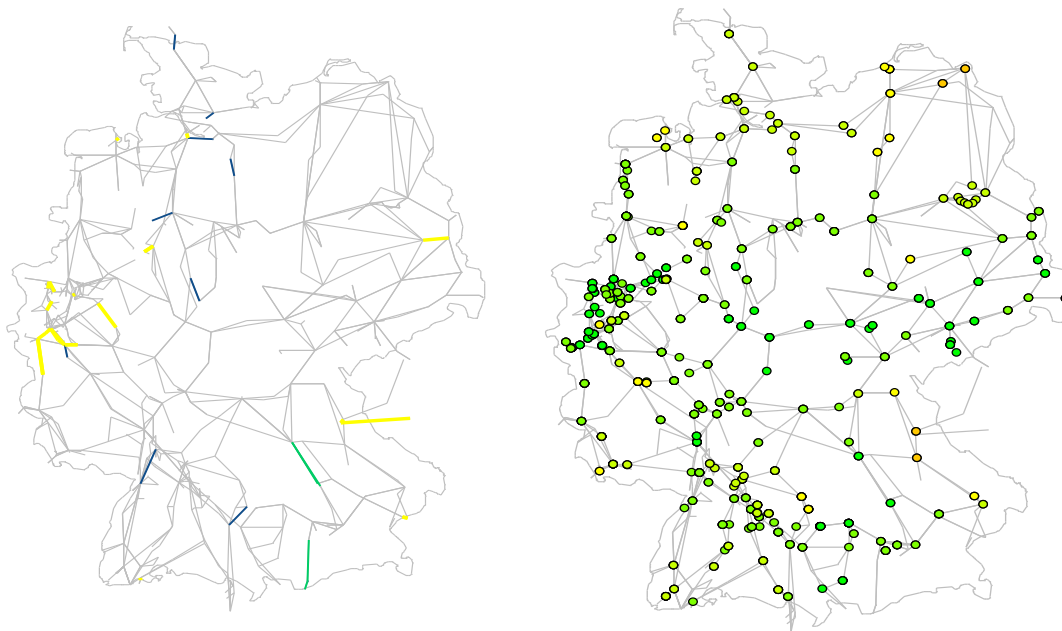
aufgrund Überlastung
u.a. Dinslaken West , Wesel Ost
u.a. Ville Ost, Brauweiler West, Walberberg West
Bochum West
u.a. Ville Ost, Brauweiler West, Walberberg West

- ➔ Bei Einsatz von RDK 4 und vollständiger Verfügbarkeit von Franken 1 und Irsching 3 können alle Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),\min} > 390 \text{ kV}$ beseitigt werden
- ➔ Redispatchpotential mit Reserve-KW vollständig ausgeschöpft

*Mit Ersatzbrennstoff HEL voll einsatzfähig trotz Gasknappheit

Szenario B1.1-Variante: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW, RDK 4 verfügbar, Irsching 3 und Franken 1 voll einsatzfähig



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	2,5
Redispatch mit Reserve-KW	2,5
Summe	5,0

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
zurückgenommene Freischaltungen	<395
Freischaltungen	<400
	<405
	<410
	<415
	<420

- ➔ Redispatch in Höhe von 5,0 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),\min} > 390$ kV erforderlich
- ➔ Ausreichendes Redispatchpotential aufgrund der angenommenen Verfügbarkeit von RDK 4 und verbesserter Modellierung zur Auswirkung der Gasknappheit

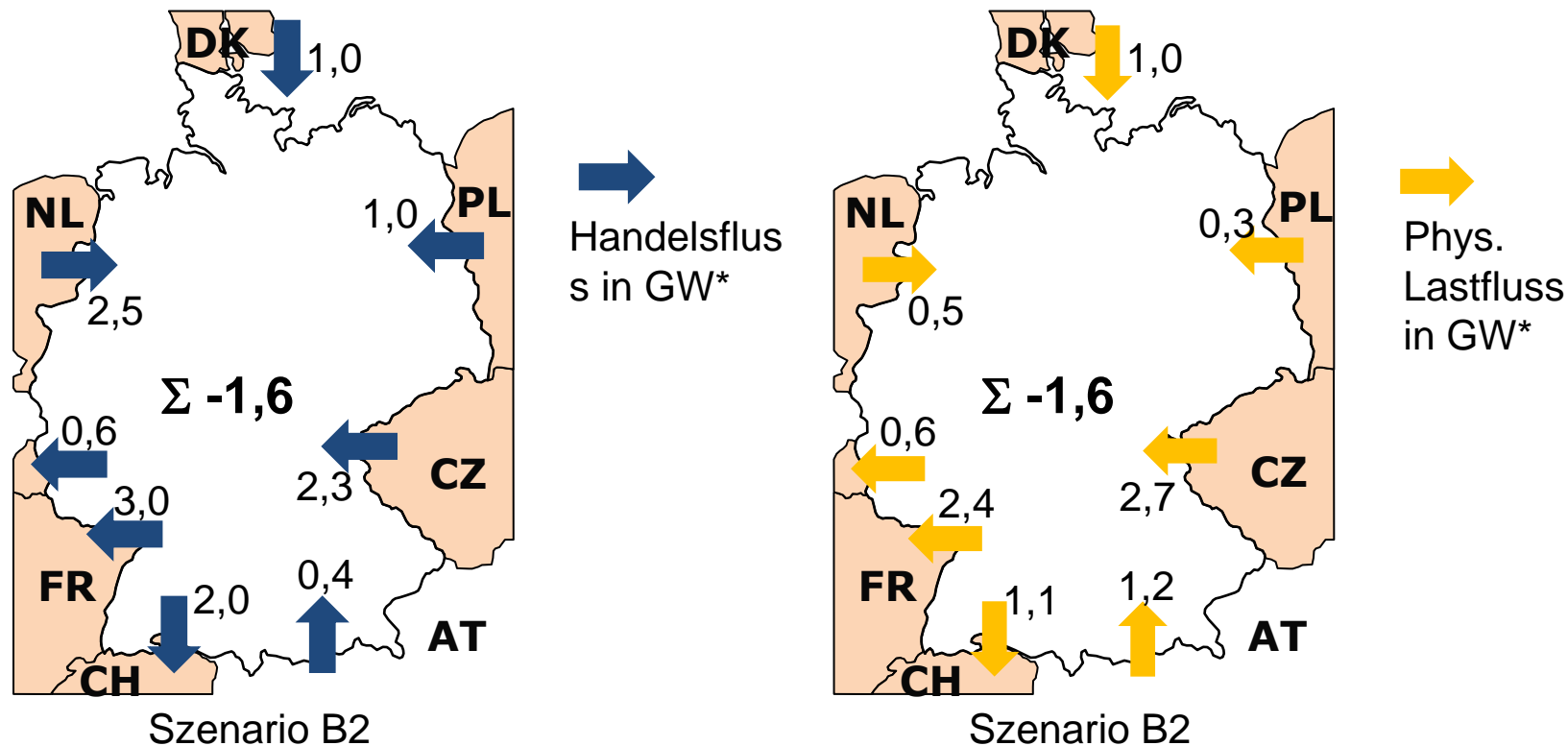
Szenario B2.1:

Winterwerktag 2013/14:

Keine WindenergieEinspeisung ohne Gasknappheit

Szenario B2.1 – Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Marktergebnis und Physikalische Flüsse

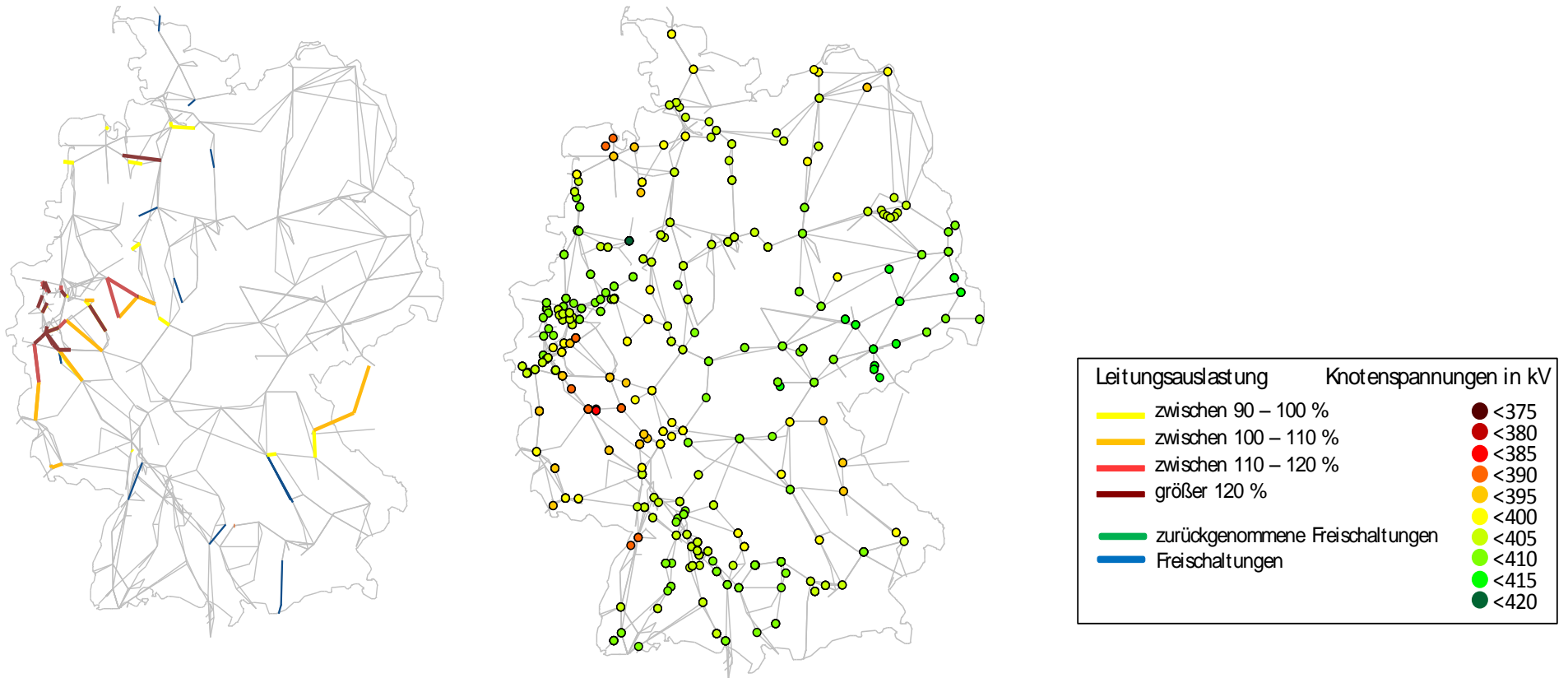


- ➔ Aus europäischem Stromhandel ergibt sich zusätzlicher Nord → Süd-Transit durch Deutschland
- ➔ Insbesondere ergibt sich hoher Handelsfluss NL→FR, sowie hohe physikalische Flüsse durch das deutsche Netz in Richtung FR und CH

* Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall vor topologischen Gegenmaßnahmen

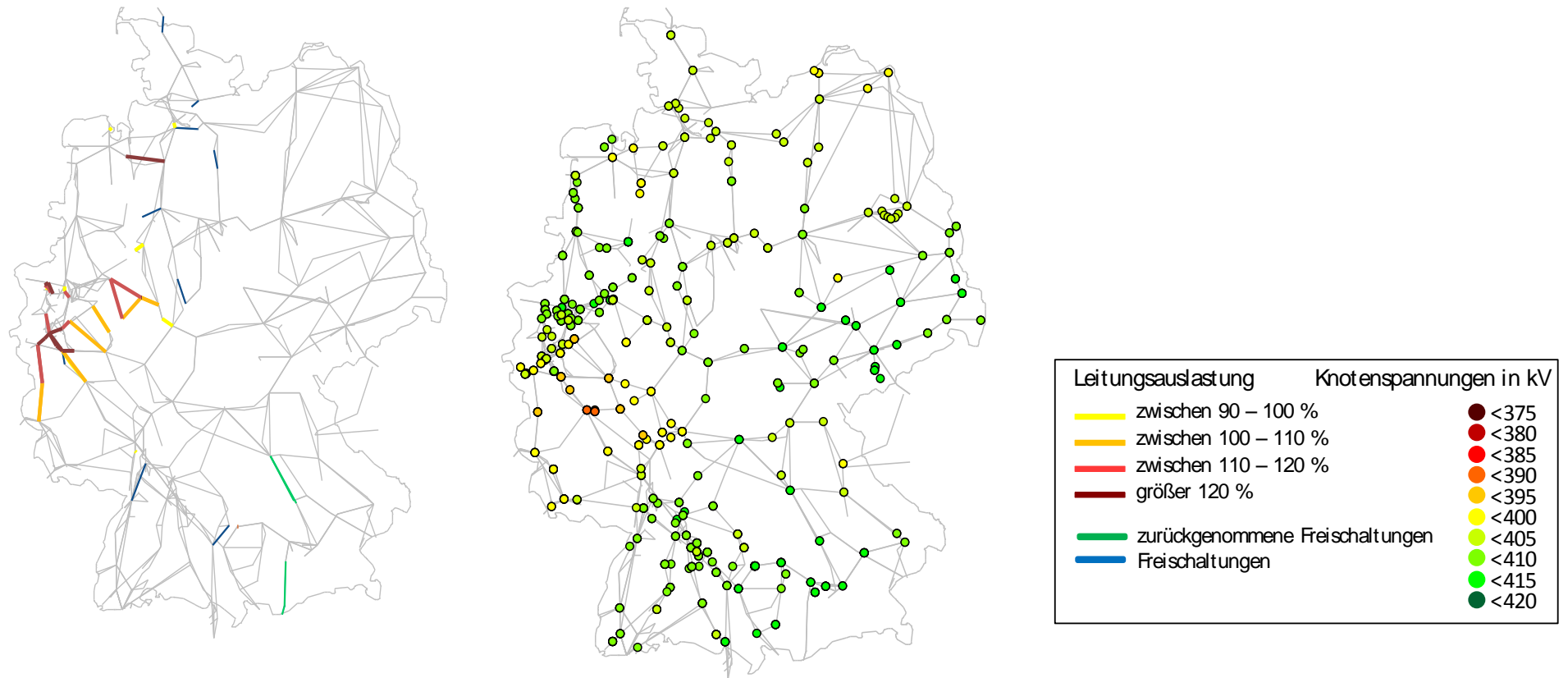


→ Hohe Nord/West→Süd-Lastflüsse führen zu Netzüberlastungen

→ Umfangreiche Gegenmaßnahmen erforderlich

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen



→ Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Konventioneller Redispatch zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0239	Huntorf	321	200	-121
B0147	Farge	350	0	-350
<hr/>				
B1401b	Neurath G	1050	855	-195
B1401a	Neurath F	1050	855	-195
B0991	Voerde A	695	0	-695
D0003	Walsum 10	800	400	-400
<hr/>				
B0219	Walsum 9	370	0	-370
Summe				-2326

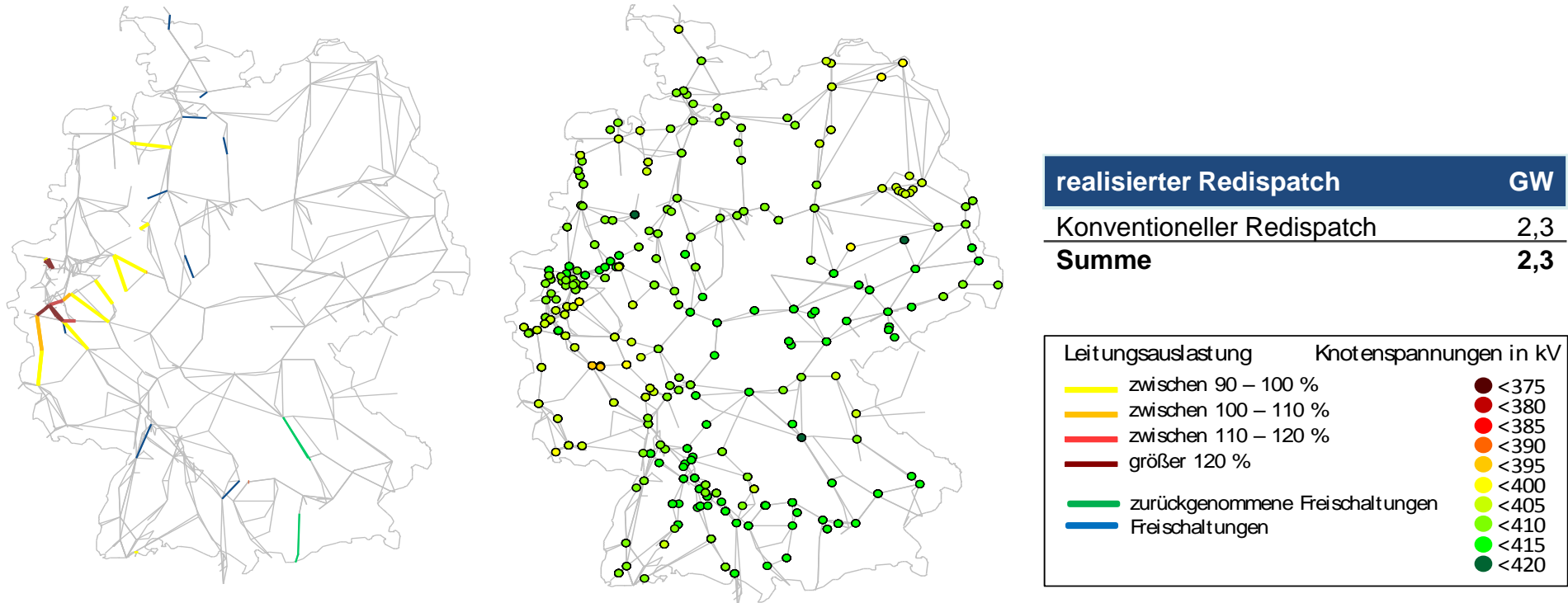
Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um	aufgrund Überlastung
B0161-64	Brunsbüttel GT A-D	0	254	254	YHUNT-SOTT
	Audorf	0	87	87	
	Itzehoe	0	88	88	
B0745	Franken 1	460	502	42	u.a. Ville Ost, Brauweiler West
B0745	Franken 1	502	823	321	
B0378-79	Ingolstadt	370	772	402	
B1004	Walheim GT D	0	135	135	u.a. Dinslaken W. , Wesel O.
B0649	Marbach III DT	0	262	262	
B0017	Altbach GT B	0	57	57	
B0018	Altbach GT C	0	81	81	
B0015	Altbach GT E (solo)	0	65	65	
B0648	Marbach III GT (solo)	0	85	85	
B0647	Marbach II GT	0	77	77	
B0378-79	Ingolstadt	0	370	370	
Summe				2326	

→ Konventioneller Redispatch in Höhe von 2,33 GW durchgeführt

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen und konventionellem Redispatch



- Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen
- Kein Redispatchpotential in Süddeutschland verfügbar
- Insbesondere Überlastungen von Nord/West → Süd-Leitungen erfordern Reserve-KW

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Redispatch mit Reservekraftwerken

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0990	KW West 1	322	0	-322
B0989	KW West 2	318	218	-100
B0450	Herne 4	449	407	-42
B1401a	Neurath F	835	400	-435
B1401b	Neurath G	835	400	-435
	Knapsack GT 20	428	178	-250
B0707	Niederaußem H	648	260	-388
B0698	Neurath C	292	192	-100
B0699	Neurath D	607	507	-100
B0708	Niederaußem G	653	538	-115
B0700	Neurath E	604	442	-162
Summe				-2449

Erhöhung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
B0374	Staudinger 4	0	422	422
B0374	Staudinger 4	422	464	42
B0374	Staudinger 4	464	622	158
B0993	Irsching 3	0	415	415
B0642	GKM 3	0	203	203
B0627	KMW 2	0	335	335
B0515	HKW West	0	40	40
	Reserve-KW AT	0	834	834
Summe				2449

aufgrund Überlastung

Dinslaken W.

Bochum W

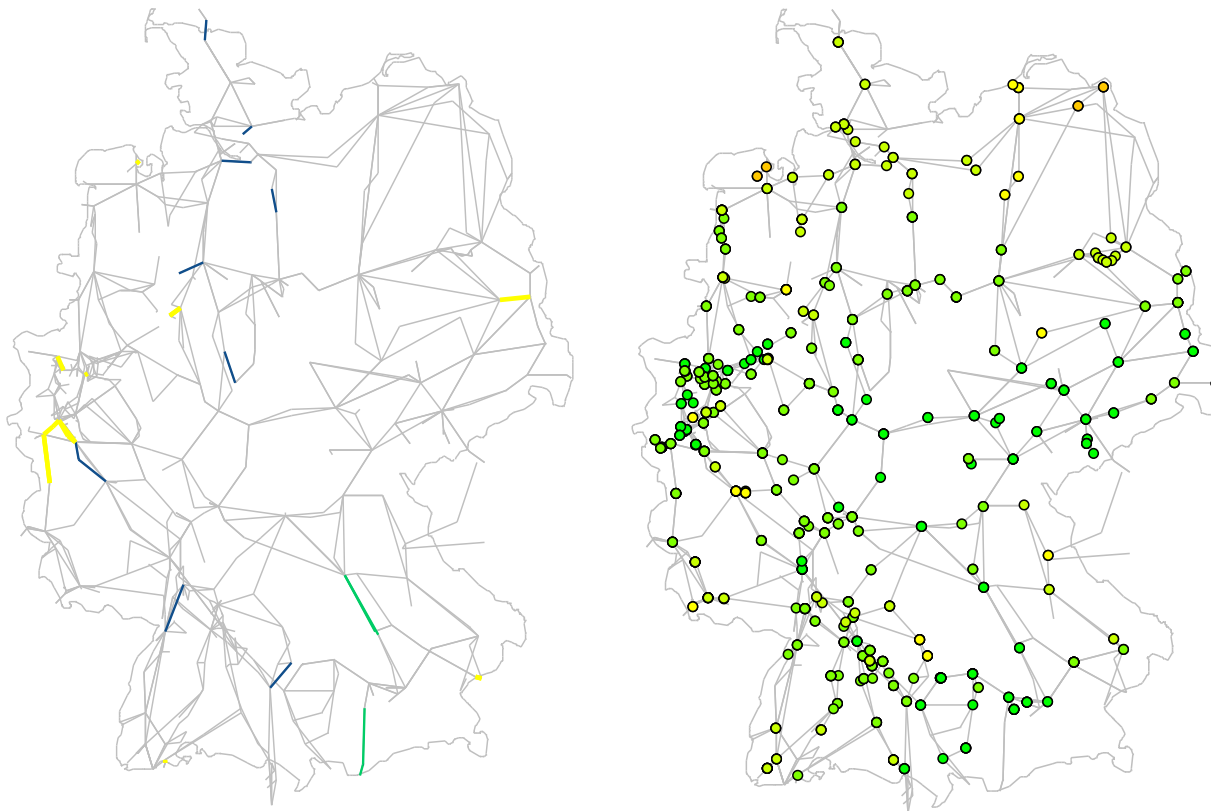
u.a. Ville Ost, Brauweiler West

Walberberg West

➔ Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 2,4 GW erforderlich

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch und nach Redispatch mit Reserve-KW



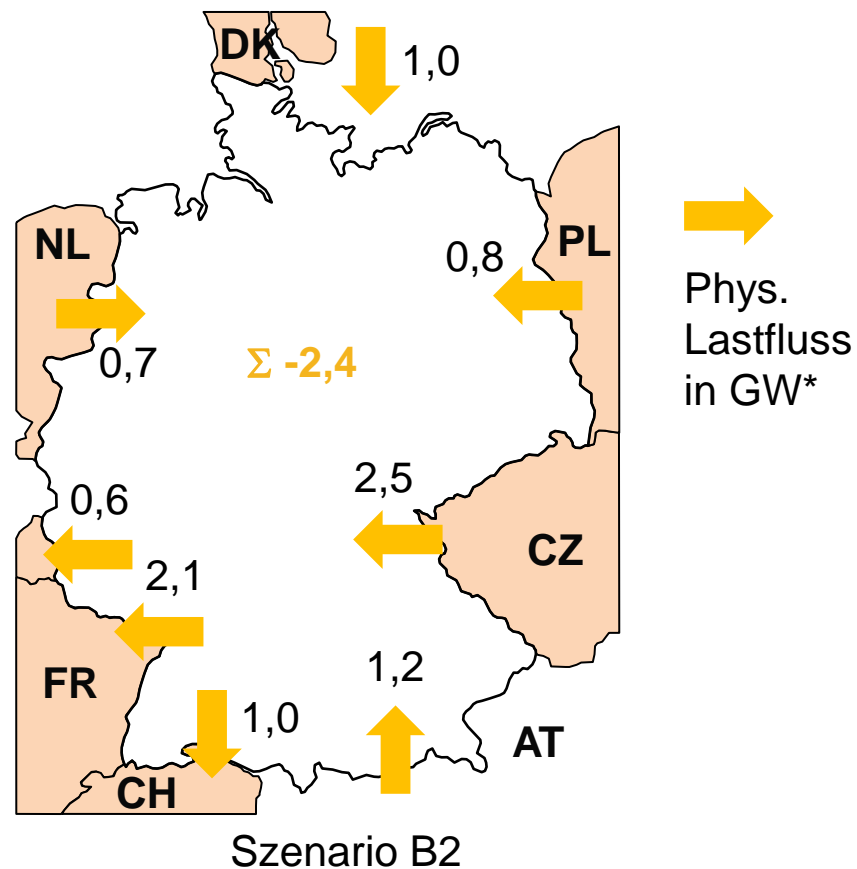
realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	2,3
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Summe	4,7

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

- Redispatch in Höhe von 4,7 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 390$ kV erforderlich
- Aus Netzsicht ungünstige Änderungen im Kraftwerkspark führen gegenüber letztem Jahr zu einer deutlichen Verschärfung der Situation

Szenario B2.1: Winterwerktag 2013/14: ohne Gasknappheit

Physikalische Flüsse – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, konventionellem Redispatch und Redispatch mit Reservekraftwerken



➔ Transit NL → FR führt zu zusätzlicher Auslastung der Leitungen Nord/West → Süd-Deutschland

Zwischenfazit - Szenario B

- **Betrachtete Szenarien zeichnen sich durch hohe Erzeugungskonzentration in Nord-West-Deutschland aus**
 - Hohe resultierende Nord/West→Süd-Lastflüsse erfordern erhebliche Gegenmaßnahmen
- **Sehr hohe Nachfrage in Süd-Europa angenommen**
 - Sehr hoher französischer Import zu erwarten
- Hohe innerdeutsche Transite, insbesondere durch Lastflüsse NL→FR
- **Nahezu vollständiges Ausschöpfen des verfügbaren Potentials an Reservekraftwerken erforderlich**
- **Die Gasknappheit führt zu weiteren Verschärfung der Netzsituation**
- Aber ausreichendes Redispatchpotential aufgrund der angenommenen Verfügbarkeit von RDK 4 und verbesserter Modellierung zur Auswirkung der Gasknappheit zu erwarten

Betrachtung von common-mode und Sammelschienenfehlern

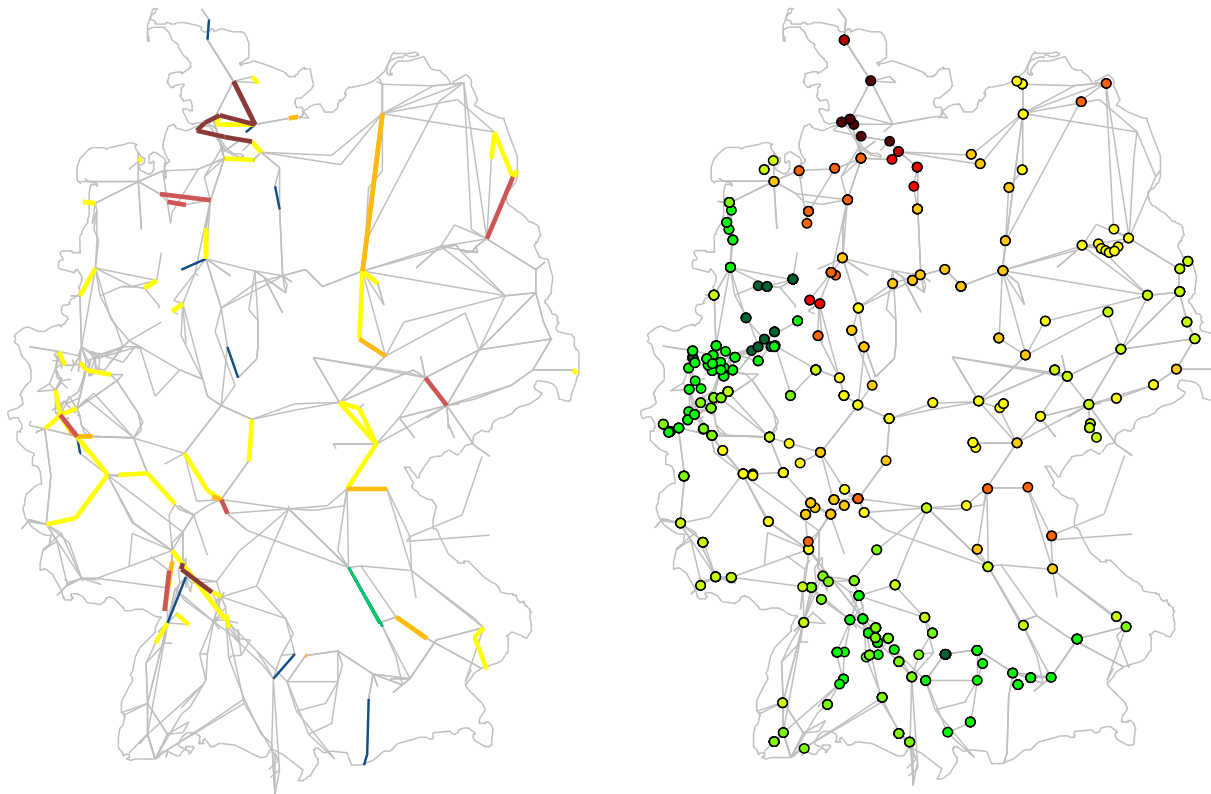
- Betrachtung von common-mode (CM) und Sammelschienenfehlern (exceptional contingency list) ergänzend zur (n-1)-Berechnung
- Jeweils aufbauend auf Situation nach redispatch mit Reservekraftwerken zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen bei (n-1)-Berechnung

Szenario A 1.2:

Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse
Betrachtung von Common-Mode und Sammelschienenfehlern
(exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung

Szenario A1.2: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im Fehlerfall Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW zur Beherrschung von (n-1)-Fällen gemäß Szenario A1.1



realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
Präventiver Redispatch	3,0
Lokale WEA-Absenkung	1,4
Konventioneller Redispatch	1,2
Redispatch mit Reserve-KW	2,5
Summe	10,1

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

→ Erhebliche Überlastungen erfordern weiteren Redispatch zur Beherrschung von Common Mode - und Sammelschienenfehlern

Szenario A1.2: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Redispatch mit Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
	Absenkung Export aus DKW	300	97	-203
B0157	Brokdorf	705	417	-288
	WEA Brunsbüttel	350	70	-280
	WEA Itzehoe	450	0	-450
	WEA Audorf	380	210	-170
	HGÜ Baltic-Cable	600	500	-100
B0707	Niederaußem H	460	310	-150
B1047	Farge	350	270	-80
B0239	Huntorf	321	286	-35
	WEA Neuenhagen	302	52	-250
B0614	Ludwigshafen GT 12	197	170	-27
	Absenkung Export aus DKW	97	50	-47
Summe				-2080

Erhöhung von Einspeiseleistungen

Kraftwerk	von	nach	um
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0	1491	1491
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	1491	1641	150
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	1641	1756	115
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	1756	2006	250
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	2006	2033	27
Neurath F*	772	819	47
Summe			2080

aufgrund Überlastung

u.a. Brunsbüttel (TenneT) - Brunsbüttel (50 Hz)
Brunsbüttel - Hamburg Nord

Ville Ost

Farge - Blockland Rot

Neuenhagen – Vierraden

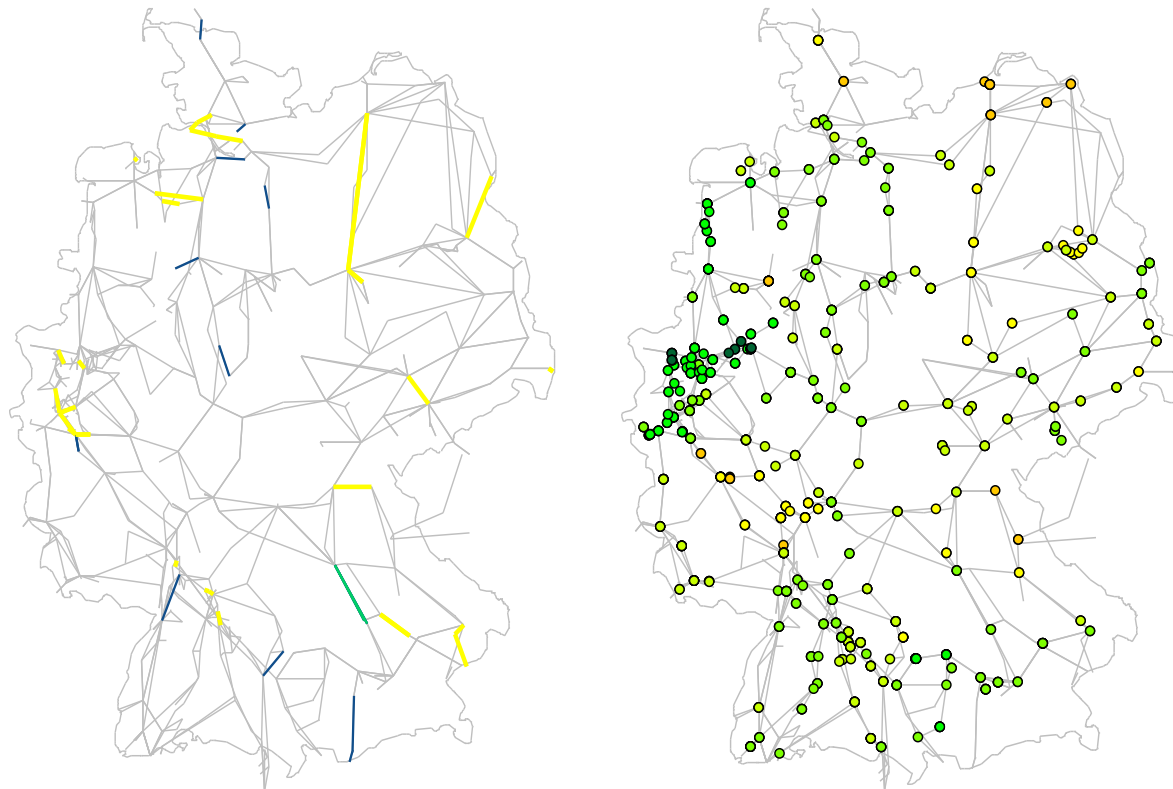
Rheinau Ost

Brunsbüttel - Hamburg Nord

- ➔ Zusätzlicher Redispatchbedarf im Süden in Höhe von 2,0 GW
- ➔ Bedarf übersteigt verfügbare Reservekraftwerke um 2,0 GW
- ➔ Hohe Abhängigkeit von ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch

Szenario A1.2: Winterwerktag 2013/14: 100 % WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im Fehlerfall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch



realisierter Redispatch	GW
SIV	2,0
Präventiver Redispatch	3,0
Lokale WEA-Absenkung	1,4
Konventioneller Redispatch	1,3
Redispatch mit Reserve-KW	2,5
Weiterer Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	2,0
Summe	12,2

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

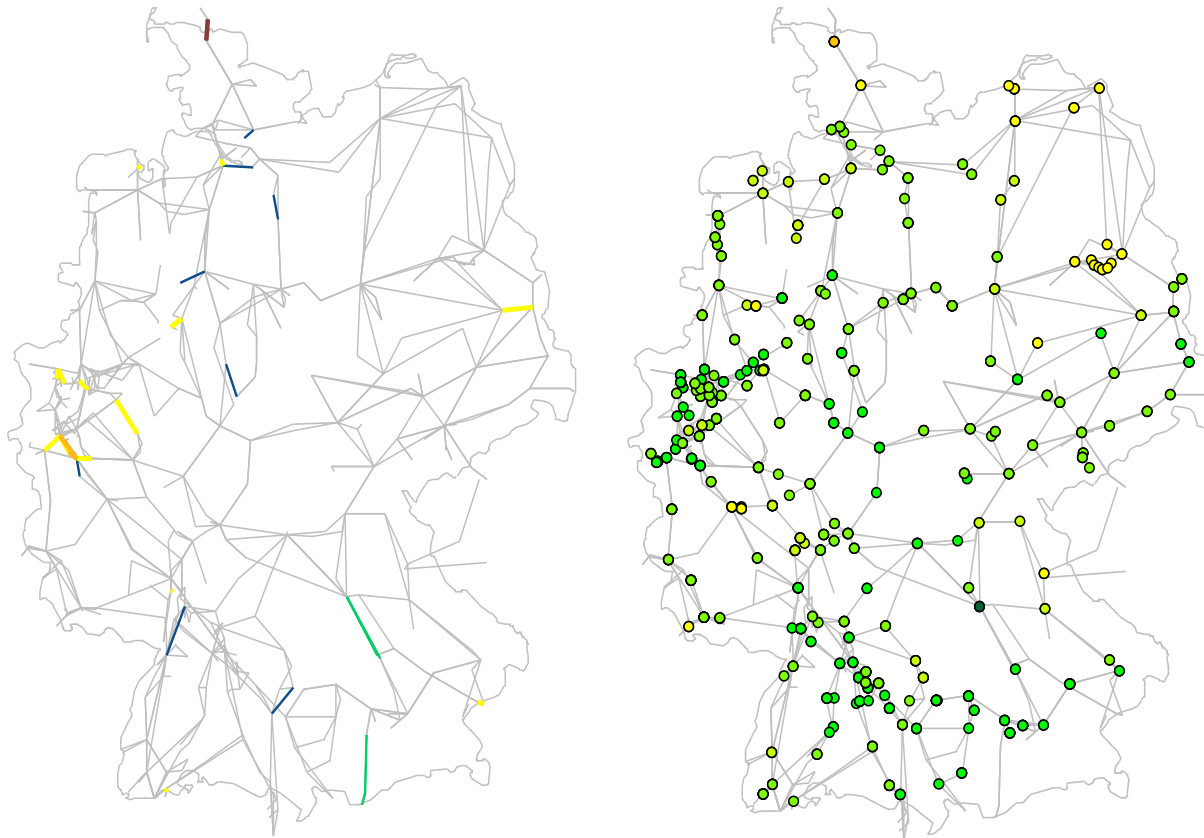
- Redispatch in Höhe von 12,2 GW zur Beseitigung von systemrelevanten Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 380$ kV erforderlich
- Szenario wäre nur mit erheblichem ungesicherten grenzüberschreitenden Redispatch in Höhe von 2,0 GW beherrschbar

Szenario B 1.2:

Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse
Betrachtung von Common-Mode und Sammelschienenfehlern
(exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung

Szenario B1.2: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im Fehlerfall –
Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW zur
Beherrschung von (n-1)-Fällen gemäß Szenario B1.1



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0,7
Summe	5,0

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

→ Überlastungen erfordern weiteren Redispatch zur Beherrschung von Common Mode -
und Sammelschienenfehlern

Szenario B1.2: Winterwerktag 2013/14: Mit Gasknappheit

Reserve-KW-Redispatch

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNÄ	Kraftwerk	von	nach	um
B0707	Absenkung Import aus DKW	444	344	-100
	Niederaußem H	471	290	-181
B0708	Niederaußem G	553	334	-219
	Reserve-KW AT	897	787	-110
Summe				-610



Erhöhung von Einspeiseleistungen

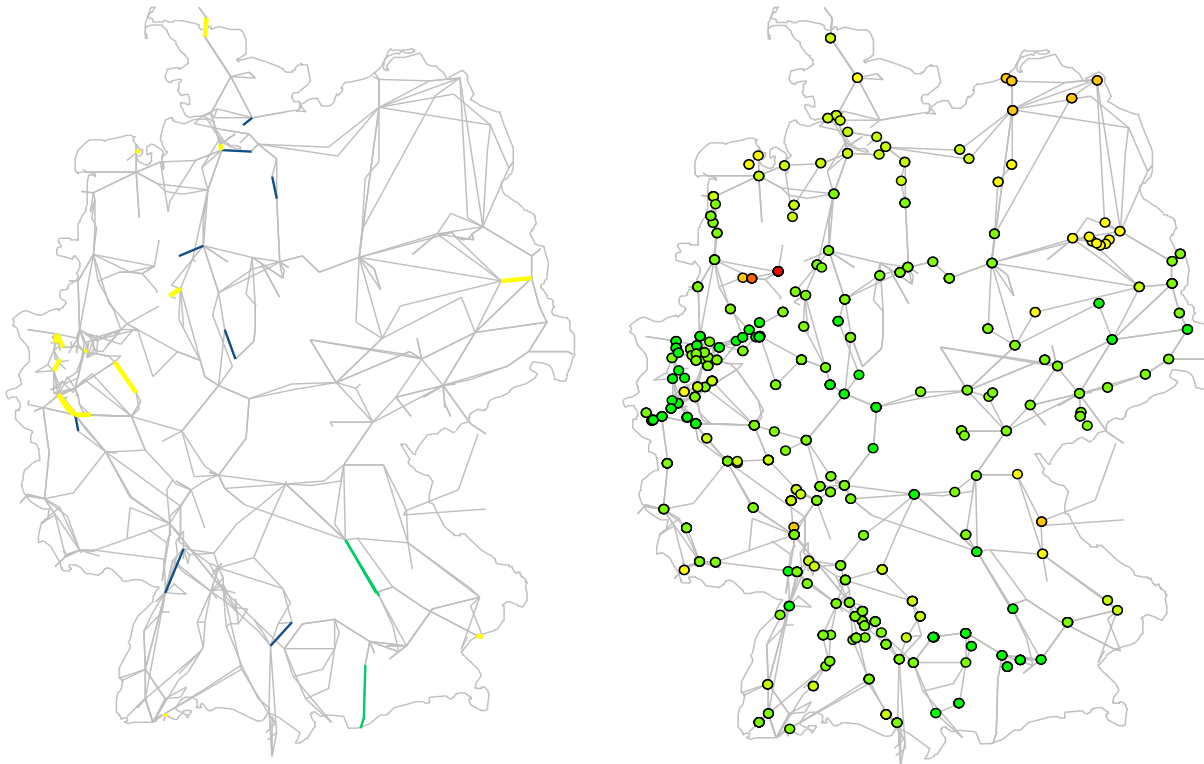
Kraftwerk	von	nach	um
Cross-Boarder-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	731	1341	610
Summe			610

aufgrund Überlastung
Flensburg – Kasso(DKW) Rot Ville Ost
Brauweiler West, Walberberg West Kuppelleitungen AT→D

- ➔ Zusätzlicher Redispatchbedarf im Süden in Höhe von 0,6 GW
- ➔ Hohe Abhängigkeit von ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch

Szenario B1.2: Winterwerktag 2013/14: mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.), weiterer innerdeutscher Redispatch und Redispatch mit Reserve-KW zur Behebung der Leitungsüberlastungen



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0,7
Weiterer Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0,6
Summe	5,6

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

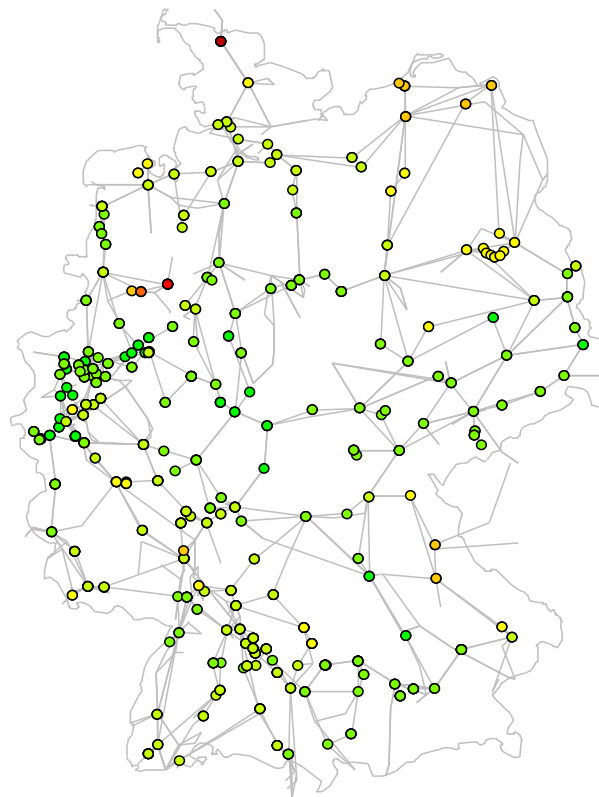
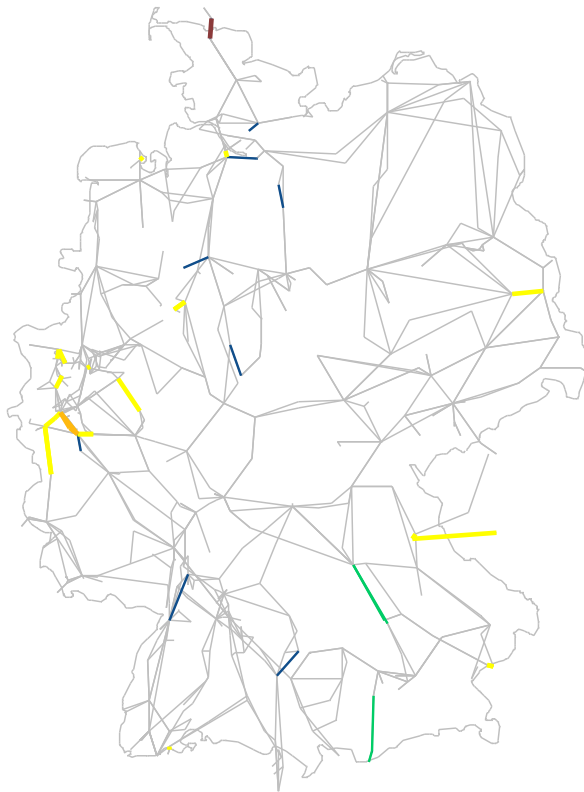
- ➔ Redispatch in Höhe von 5,6 GW zur Beseitigung von systemrelevanten Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 380$ kV erforderlich
- ➔ Szenario wäre nur mit ungesicherten grenzüberschreitenden Redispatch in Höhe von 1,3 GW beherrschbar

Szenario B1.2 – Variante:

Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse
Betrachtung von Common-Mode und Sammelschienenfehlern
(exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung

Szenario B1.2-Variante: Winterwerktag 2013/14: mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im Fehlerfall – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW zur Beherrschung von (n-1)-Fällen gemäß Szenario B1.1



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Redispatch mit RDK 4, Franken 1 und Irsching 3	0,7
Summe	5,0

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

→ Überlastungen erfordern weiteren Redispatch zur Beherrschung von Common Mode - und Sammelschienenfehlern

Szenario B1.2-Variante: Winterwerktag 2013/14: mit Gasknappheit

Reserve-KW-Redispatch

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
	Absenkung Import aus DKW	444	344	-100
B0707	Niederaußem H	499	320	-179
B0708	Niederaußem G	553	334	-219
Summe				-500



Erhöhung von Einspeiseleistungen

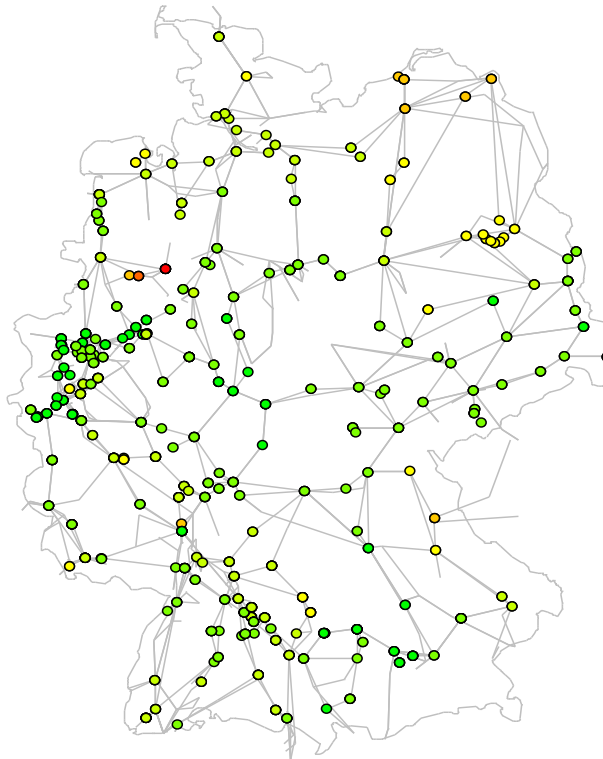
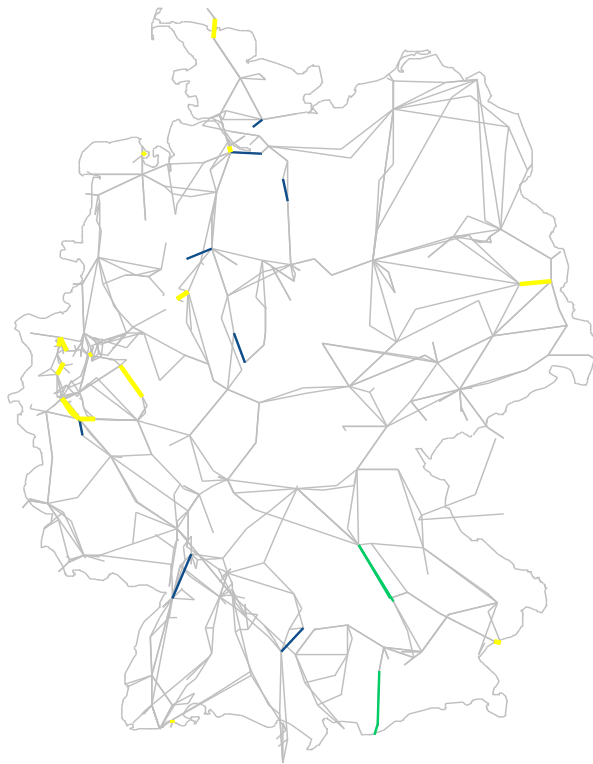
Kraftwerk	von	nach	um
Cross-Boarder-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0	500	500
Summe			500

aufgrund Überlastung
Flensburg – Kasso(DKW) Rot Ville Ost
Brauweiler West, Walberberg West

- ➔ Zusätzlicher Redispatchbedarf im Süden in Höhe von 0,5 GW
- ➔ Hohe Abhängigkeit von ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch

Szenario B1.2-Variante: Winterwerktag 2013/14: mit Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.), weiterer innerdeutscher Redispatch und Redispatch mit Reserve-KW zur Behebung der Leitungsüberlastungen



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	1,9
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Redispatch mit RDK 4, Franken 1 und Irsching 3	0,7
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0,5
Summe	5,5

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
zurückgenommene Freischaltungen	<410
Freischaltungen	<415
	<420

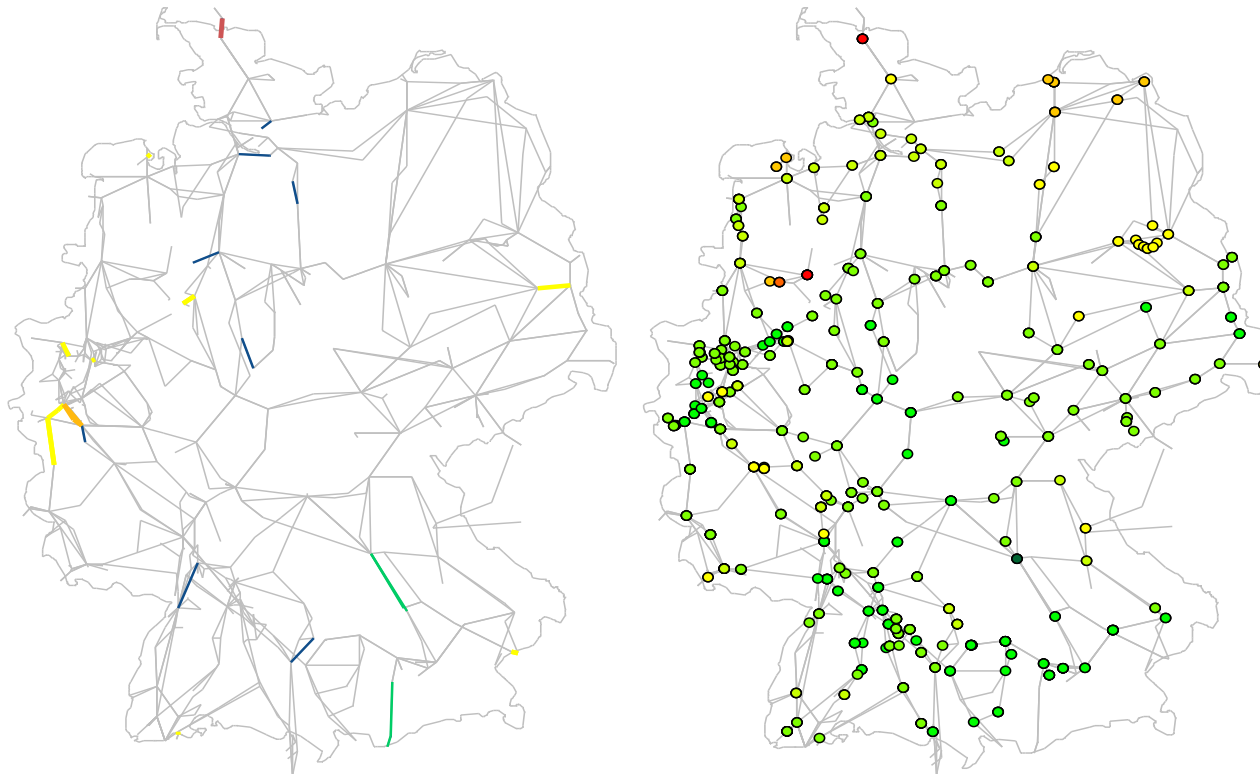
- Redispatch in Höhe von 5,5 GW zur Beseitigung von systemrelevanten Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 380$ kV erforderlich
- Szenario wäre nur mit ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch in Höhe von 0,5 GW beherrschbar

Szenario B2.2

Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse Betrachtung
von Common-Mode und Sammelschienenfeldern
(exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung

Szenario B2.2: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im Fehlerfall – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reservekraftwerken zur Beherrschung von (n-1)-Fällen gemäß Szenario B2.1



realisierter Redispatch	GW
Konventioneller Redispatch	2,3
Redispatch mit Reserve-KW	2,4
Summe	4,7

Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
	<395
	<400
	<405
	<410
	<415
	<420
zurückgenommene Freischaltungen	
Freischaltungen	

→ Überlastungen erfordern weiteren Redispatch zur Beherrschung von Common Mode- und Sammelschienenfehlern

Szenario B2.2: Winterwerktag 2013/14: Ohne Gasknappheit

Reserve-KW-Redispatch zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

- Zielvorgabe:
 - Beseitigung von Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall
 - Minimale Spannungen im (n-1)-Fall von 390 kV

Reduzierung von Einspeiseleistungen

BNA	Kraftwerk	von	nach	um
	Absenkung Import aus DKW	390	350	-40
B0707	Niederaußem H	260	0	-260
B0700	Neurath E	442	400	-42
B0699	Neurath D	507	450	-57
B0709	Niederaußem K	944	670	-274
	Reserve-KW AT	834	809	-25
B0450	Herne 4	407	395	-12
	Summe			-710

Erhöhung von Einspeiseleistungen

Kraftwerk	von	nach	um
Cross-Border-Redispatch mit südl. Nachbar-RZ	0	710	710
Summe			710



aufgrund Überlastung

Flensburg – Kasso(DKW) Rot
Ville Ost

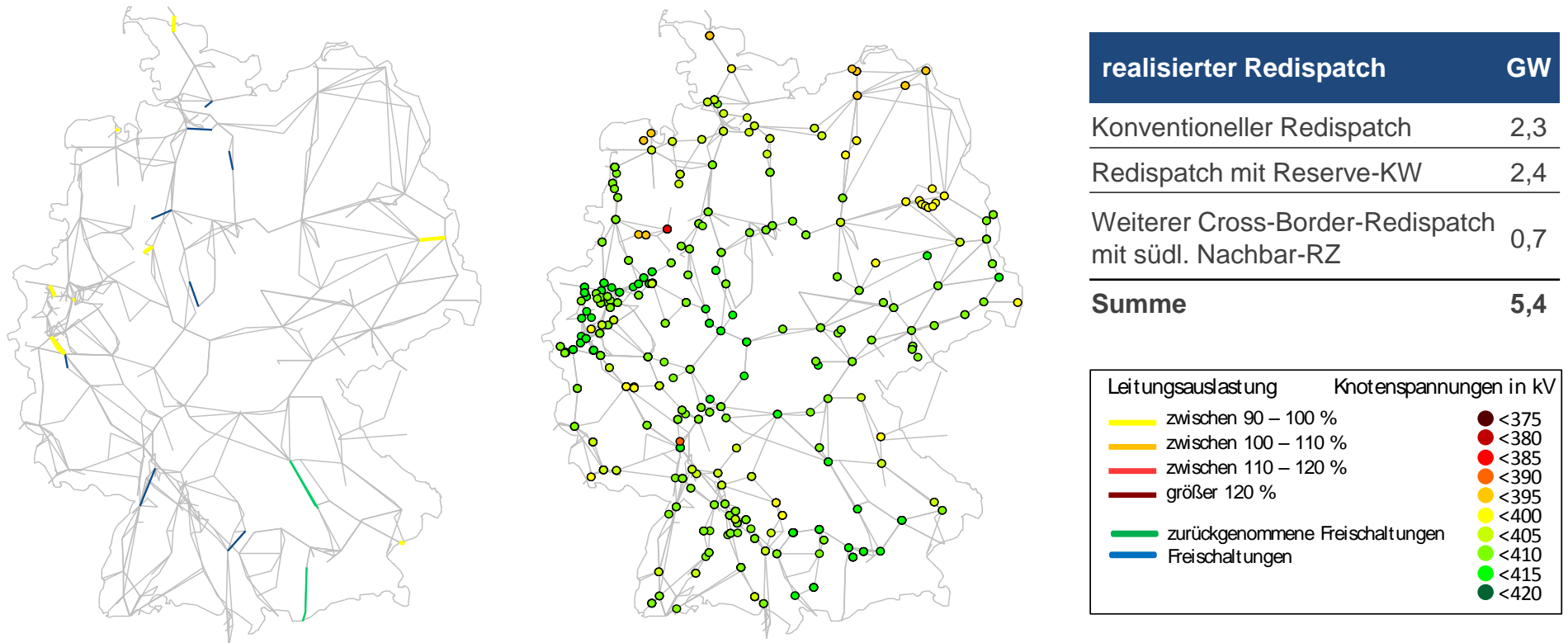
Brauweiler West, Walberberg
West

Kuppelleitungen nach AT

- ➔ Zusätzlicher Redispatchbedarf im Süden in Höhe von 0,7 GW
- ➔ Hohe Abhängigkeit von ungesichertem grenzüberschreitenden Redispatch

Szenario B2.2: Winterwerktag 2013/14: ohne Gasknappheit

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern – Nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach Redispatch mit Reserve-KW (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.), weiterer innerdeutscher Redispatch und Redispatch mit Reserve-KW zur Behebung der Leitungsüberlastungen



- Redispatch in Höhe von 5,4 GW zur Beseitigung von systemrelevanten Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),min} > 380$ kV erforderlich
- Szenario wäre nur mit ungesicherten grenzüberschreitenden Redispatch in Höhe von 0,7 GW beherrschbar

Ergebniszusammenfassung

Ergebnisübersicht

Szenario	Verbleibendes Redispatch-potential in Süd-D	Eingesetzte Reserve-KW	verbleibendes Potential an Reserve-KW
A1.1 – WEA hoch	0 GW	2,5 GW	0 GW
B1.1 – kein WEA, Gasknappheit	0 GW	3,1 GW	-0,7 GW
B2.1 – kein WEA, keine Gasknappheit	0 GW	2,4 GW	0,1 GW

- ➔ Berechnungen zeigen erheblichen Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von mindestens 2,5 GW
- ➔ Erhebliche Gefährdung der Systemsicherheit, da zur Beherrschung von zu erwartenden kritischen Situationen Sicherheitsreserven praktisch vollständig ausgeschöpft werden müssen
- ➔ Auch in Szenario B1.1 kann von ausreichendem Redispatchpotential aufgrund der zu erwartenden Verfügbarkeit von RDK 4 und einer verbesserten Modellierung zur Auswirkung der Gasknappheit ausgegangen werden

Ergebnisübersicht

– Berücksichtigung Exceptional Contingencies

Szenario	Verbleibendes Redispatch-potential in Süd-D	Eingesetzte Reserve-KW	Ungedeckter Bedarf an Reserve-KW
A1.2 – WEA hoch	0 GW	4,5 GW	2 GW
B1.2 – kein WEA, Gasknappheit	0 GW	3,6 GW	1,3 GW*
B2.2 – kein WEA, keine Gasknappheit	0 GW	3,1 GW	0,7 GW*

- ➔ Berechnungen zeigen erheblichen Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 4,5 GW zur Beherrschung von Exceptional Contingencies
- ➔ Ungedeckter Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 2 GW
 - ➔ Beherrschung von Exceptional Contingencies nur mit nicht sicher verfügbarem Redispatch mit dem Ausland möglich

*ca. 100 MW Reserve-KW in AT aufgrund eines Engpasses auf den Kuppelleitungen nicht einsetzbar → 0,1 GW ungedeckter Bedarf

Ergebniszusammenfassung

- Szenarien wurden auf Basis historischer Daten parametrisiert und bilden zu erwartende kritische Situationen realistisch ab, stellen aber nicht notwendigerweise den Worst-Case dar
- Betrachtete Szenarien zeigen eine massive Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, die ohne erhebliche Eingriffe der ÜNB und Einsatz von Reservekraftwerken nicht beherrschbar sind
- Keine ausreichenden Sicherheitsreserven zur Beherrschung weiterer kritischer oder unerwarteter Situationen
- Auffinden optimaler topologischer Gegenmaßnahmen und Redispatch in Berechnung vorausgesetzt, in der Praxis aber nicht sicher gegeben
 - Z.B. aufgrund von Zeitknappheit, Prognoseunsicherheiten, unvollständigen Informationen über das Ausland
- CM- und Sammelschienenfehler sind nicht unwahrscheinlich und erfordern erhebliche ungesicherte grenzüberschreitende Gegenmaßnahmen
 - Auftritt mehrerer CM-Fehler in letzten Jahren
- Risiko weiterer ungeplanter Betriebsmittel- und Kraftwerksnichtverfügbar-keiten mit ggf. erheblichen Auswirkungen auf die Systemsicherheit

Ergebniszusammenfassung

Szenario A – Starkwind

- Fortschreitender WEA-Zubau und Kraftwerksinbetriebnahmen von ungünstig gelegenen Kraftwerken führen zu zunehmenden Nord → Süd-Lastflüssen
- Gegenüber Vorjahr Verschärfung der Situation zu erwarten
- Aus Marktgeschehen resultierende hohe Exporte von D können aufgrund innerdeutscher Übertragungskapazitäten nicht durch vornehmlich im Norden angesiedelte Erzeugungsleistung gedeckt werden
- Erheblicher Bedarf an Reservekraftwerken zur Begrenzung von Nord → Süd-Lastflüssen
- **Voranalyse zeigt, dass in einem Szenario mit maximaler Windeinspeisung die kritischste Netzsituation erwartet werden kann**
 - Aber verbleibende Unsicherheit aufgrund schwer prognostizierbaren europäischen Marktgeschehens

Ergebniszusammenfassung

Szenario B – ohne Wind

- **Betrachtete Szenarien zeichnen sich durch hohe Erzeugungskonzentration in Nord-West-Deutschland aus**
 - Hohe resultierende Nord/West → Süd-Lastflüsse erfordern erhebliche Gegenmaßnahmen
- **Sehr hohe Nachfrage in Süd-Europa angenommen**
 - Sehr hoher französischer Import zu erwarten
 - Hohe innerdeutsche Transite, insbesondere durch Lastflüsse NL→FR
- **Signifikante Verschärfung der Netzsituation durch aus Netzsicht ungünstige Änderungen im Kraftwerkspark. Im Vergleich zum Winter 2012/13 waren dies insbesondere**
 - Inbetriebnahme neuer Kraftwerksblöcke in Nord-D: Westfalen D/E, Walsum10, Lünen
 - Außerbetriebnahme von Kraftwerken in Süd-D: Staudinger 1
- **Nahezu vollständiges Ausschöpfen des verfügbaren Potentials an Reservekraftwerken**
- Gasknappheit führt zu weiteren Verschärfung der Netzsituation
 - **Besicherung der Brennstoffversorgung von RDK 4 ist durchzuführen**
- Importkapazitäten aus Richtung AT grenzwertig ausgeschöpft
 - **Reserve-KW in AT nicht uneingeschränkt einsetzbar**

Fazit

- Alle betrachteten Szenarien erfordern erhebliche Gegenmaßnahmen durch die ÜNB bei geringen verbleibenden betrieblichen Sicherheitsreserven
- **Berechnungen zeigen erheblichen Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 2,5 GW bei Berücksichtigung von (n-1)-Ausfällen bis zu 4,5 GW bei Berücksichtigung von Exceptional Contingencies**
- Der Bedarf übersteigt verfügbare Reservekraftwerke um bis zu 2 GW
- **Reservekraftwerke nur mit langen Vorlaufzeiten einsetzbar. Im Störfall nicht kurzfristig aktivierbar, was zur weiteren Verschärfung der Netzsituation führt**
- **In kritischen Situationen ist wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit zu befürchten**
 - Zunehmende Wahrscheinlichkeit für Notmaßnahmen wie z.B. Lastabschaltungen
 - Zunehmendes Risiko für Großstörungen
- **Weitere Sicherheitsreserven wären erforderlich z.B.**
 - Weiteres gesichertes Redispatchpotential im südlichen Ausland
 - Weitere Begrenzung/Beschaffung von Im-/Exportkapazitäten, insbesondere
 - Richtung AT bei Starkwind/Starklast; Richtung FR/CH bei Schwachwind/Starklast
 - Beschleunigter Netzausbau oder weitere Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland