

Bedarfsanalysen Reservekraftwerke Winter 2014/15 - Ergebnisdokumentation t+1

Untersuchungen zum Winter 2014/15 hinsichtlich Risiken
für die Systemsicherheit und der Notwendigkeit von
Reservekraftwerken

Stand 29.04.2014



Agenda

▪ Aufgabenstellung und Zielsetzung

- Vorgehensweise BA 2014
- Eingangsparameter
- Ergebnisse BA 2014
- Fazit / Ausblick

Aufgabenstellung und Zielsetzung

- **Energiewende führt zu erheblichen Änderungen in der deutschen Erzeugungsstruktur**
 - Fortschreitender Zubau von WEA-Erzeugung vornehmlich in Norddeutschland
 - Zunehmende Stilllegungen von konventionellen Erzeugungsanlagen aufgrund verminderter Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen
 - Beschleunigter Kernenergieausstieg

→ Zunehmend lastferne Erzeugungsstruktur

→ Erhöhte Transportanforderungen an die Übertragungsnetze
- ➔ **Aufgrund nur langfristig möglichem Netzausbau führt dies kurz- bis mittelfristig zu einer Erhöhung der Risiken für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze**
- ➔ **Untersuchungen zum Winter 2014/15 hinsichtlich der Risiken für die Systemsicherheit erforderlich**
 - Systemanalysen nach ResKV zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs
- **Deutsche ÜNB in Zusammenarbeit mit**



und



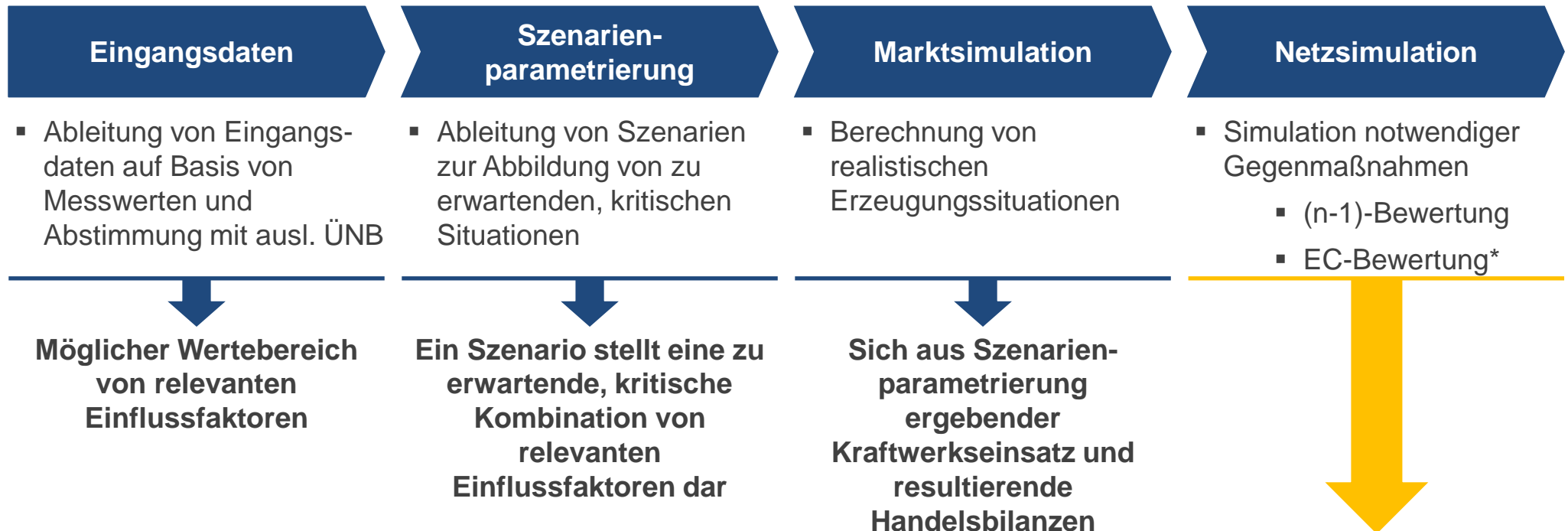
Institut für Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Agenda

-
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - **Vorgehensweise BA 2014**
 - Eingangsparameter
 - Ergebnisse BA 2014
 - Fazit / Ausblick

Untersuchungsmethodik

Überblick Bewertungsprozess



Ergebnis

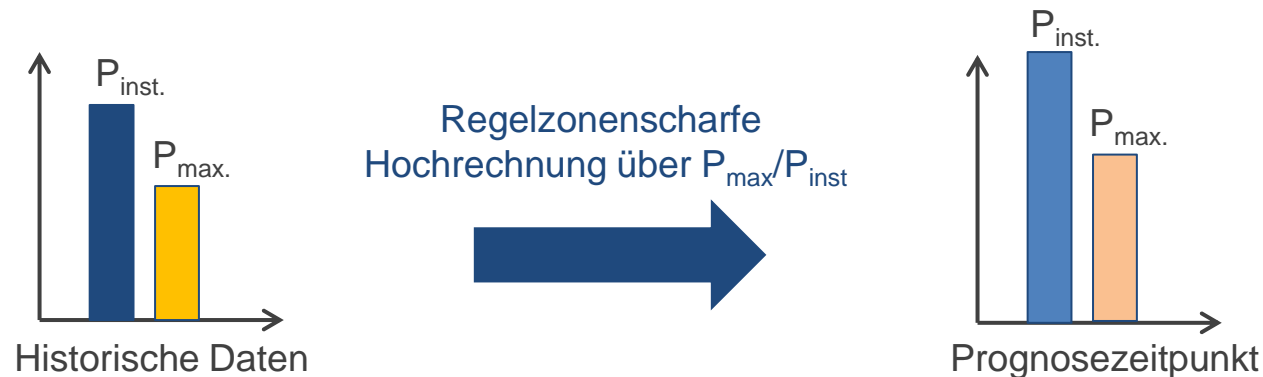
- Bewertung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze
- Verbleibende Sicherheitsreserve zur Beherrschung weiterer unerwarteter Situationen
- Notwendiger Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

Einflussparameter – EE-Erzeugung und KW-Nichtverfügbarkeit

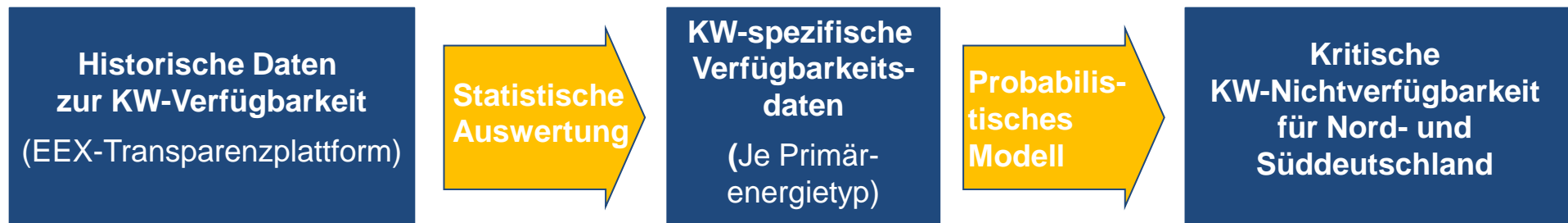
- Bewertung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze für den Kurzfristhorizont $t+1$ erfordert möglichst belastbare und realistische Datenbasis

→ Bewertung weitest möglich auf Basis von Messwerten und historischen Daten

- Für EE-Erzeugung sind Hochrechnungen für Bewertungszeitpunkt erforderlich

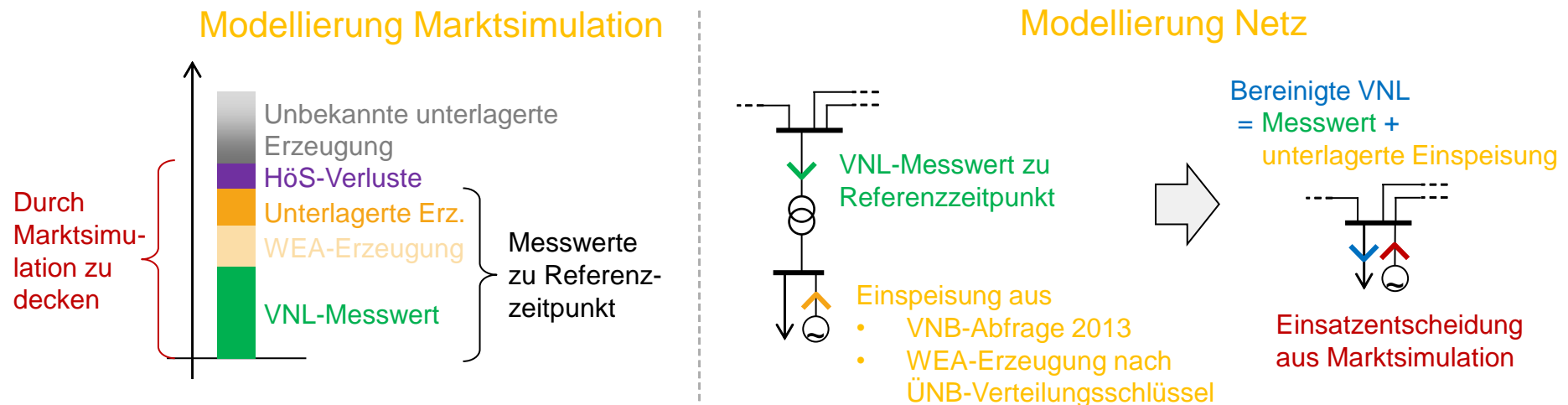


- Kraftwerksnichtverfügbarkeit



- Berücksichtigung möglichst aller potentiell systemrelevanten Kraftwerke in Deutschland
 - Gemäß EnWG §13a,c Kraftwerke > 50 MW potentiell systemrelevant
 - Berücksichtigung von Kraftwerken mit inst. Summenleistung auf einem Betriebsgelände > 50 MW
 - Kraftwerke mit inst. Summenleistung < 50 MW implizit in vertikaler Netzlast enthalten
 - Aber Messwertverfügbarkeit bei ÜNB eingeschränkt

→ Geeignete Modellierung von Last und unterlagelter Erzeugung erforderlich



- Explizite Modellierung von KW nur möglich, bei Kenntnis der Einspeisung zum Referenzzeitpunkt
 - Abfrage von Einspeiseleistungen relevanter unterlagelter KW zu Referenzzeitpunkt* bei VNB bzw. KW-Betreibern durchgeführt
- Prognosemodell für vertikale Blindlast in Abhängigkeit von Wirklast und EE-Erzeugung geeignet berücksichtigt

Befragung aller relevanten europäischen ÜNB zu ihren erwarteten Lasten und NTCs

Marktsimulation unter Berücksichtigung von Rückmeldung europäischer ÜNB

Evaluierung der errechneten europäischen Handelsflüsse durch relevante ausländische ÜNB

Durchführung erneuter Marktsimulationen unter Berücksichtigung der Evaluierung

Untersuchungsmethodik

Szenarienparametrierung



- 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 Süddeutschland kritisch
 - PV mindert Nord-Süd-Lastflüsse → Betrachtung der Winterabendspitze sinnvoll
 - WEA-Erzeugung
 - ➔ Voranalyse mit Variation der WEA-Erzeugung zeigt, dass bei maximaler WEA-Erzeugung ein besonders kritisches Szenario vorliegt
 - Erfahrungen aus Februar 2012 weisen auf Kälteperiode ohne Wind als kritisches Szenario hin

Kürzel	Szenario	Lastannahme	EE-Erzeugung
A	Winterwerktag Abendspitze	Hohe Last	MAX. WEA-Einspeisung
B	Winterwerktag Abendspitze	Hohe Last	KEINE WEA-Einspeisung

Zielfunktion:

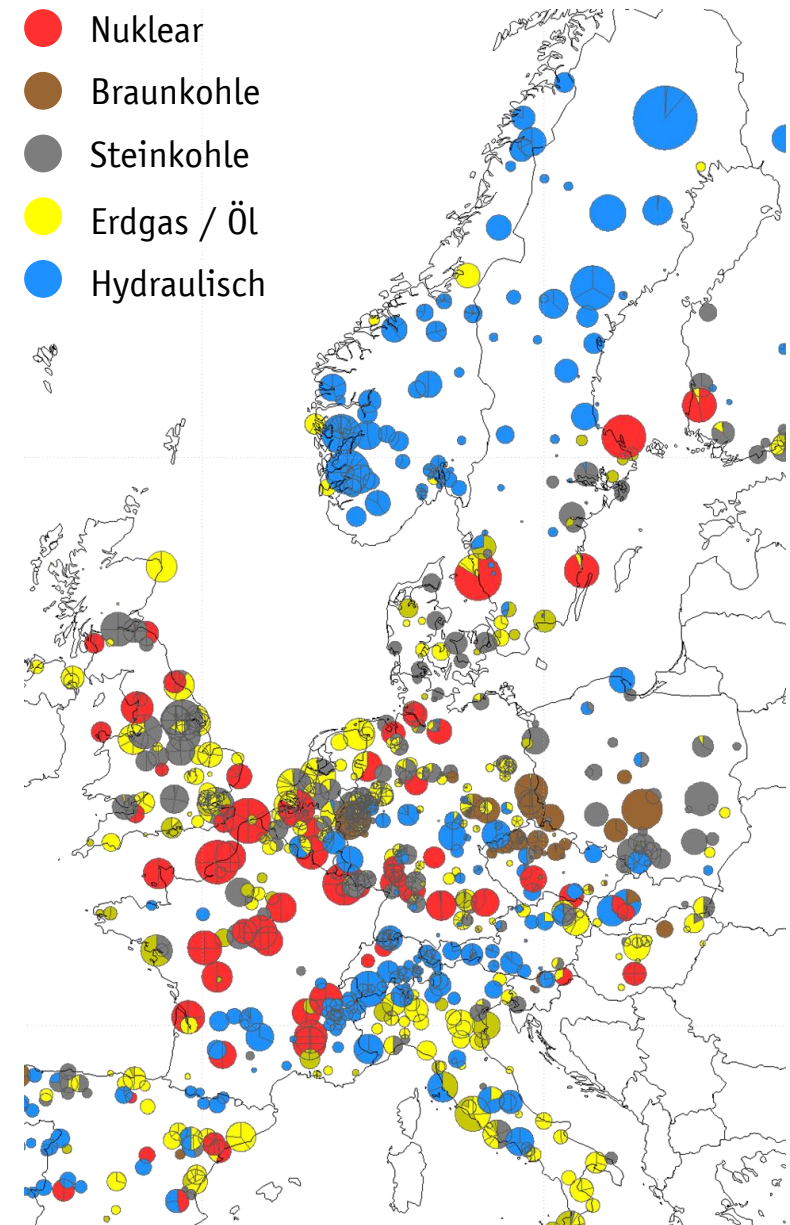
- Optimierung des thermischen und hydraulischen Kraftwerkseinsatzes mit dem Ziel der Minimierung der variablen Erzeugungskosten des europäischen Gesamtsystems

Restriktionen:

- Deckung der Last und des Regelleleistungsbedarfs
- Einhaltung der technischen Betriebsparameter der Kraftwerke
- Einhaltung der maximalen Austauschkapazitäten zwischen benachbarten Marktgebieten

Primäre Eingangsdaten:

- Europäischer hydro-thermischer Kraftwerkspark (blockscharf)
- Brennstoffkosten
- Elektrizitätsnachfrage
- Austauschkapazitäten zwischen benachbarten Marktgebieten als NTC-Werte





Konventioneller Redispatch

- Redispatch mit sonst marktbasiert eingesetzten Kraftwerken



Wenn nicht ausreichend zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen

- PRA zur Begrenzung des Exports aus der 50HzT-Regelzone
- Weiterer Redispatch zur Reduktion von Zweigauslastungen sowie Sicherung der Spannungshaltung

Bedarf an **gesichertem** Redispatchpotential

- Über verfügbares konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf

Gesichertes Redispatchpotential

- Durch als verfügbar angenommene Reservekraftwerke* abgedeckt



Bisher **ungesichertes** Redispatchpotential

- Über als verfügbar angenommene Reservekraftwerke hinausgehender Bedarf

- Methodik basiert auf der Annahme, dass nur innerdeutscher Redispatch verlässlich zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen eingesetzt werden kann
 - Redispatch mit dem Ausland ist immer nur nach Können und Vermögen möglich und steht daher nicht gesichert zur Verfügung**
- ➔ **Notwendigkeit eines gesicherten Redispatchpotentials bedeutet nach heutigem Rechtsrahmen Reservekraftwerksbedarf nach ResKV**

Simulation der Gegenmaßnahmen - Modellierung des PRA

- **Preventive Remedial Actions (PRA): Maßnahmen zur Begrenzung des Exports aus der 50Hertz-Regelzone**
 - In Hochwindszenarien ist eine präventive Reduzierung der Erzeugungsleistung in der 50Hertz-Regelzone erforderlich
→ Vermeidung von Überlastungen auf Kuppelleitungen nach TenneT
- **Reduzierung der Kraftwerkseinspeiseleistung in der 50Hertz-Regelzone**
- **Erzeugungserhöhung in anderen Regelzonen zum Bilanzausgleich**
 - 40 % durch Sicherheitsbedingte Regelzoneninterne Verkäufe (SIV)
 - Bilanzausgleich über Ankauf von Energiemengen an der Börse und anschließendem Weiterverkauf an Kraftwerksbetreiber innerhalb der 50Hertz-Regelzone
→ modelliert durch Merit-Order-Abschätzung von DE, AT und FR
 - 60 % durch präventiven Redispatch
 - Bilanzausgleich über möglichst geeignete Kraftwerke in DE (Sofern verfügbar durch Kraftwerke in Süddeutschland)

Agenda

-
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - Vorgehensweise BA 2014
 - **Eingangsparameter**
 - Ergebnisse BA 2014
 - Fazit / Ausblick
-

Eingangsparameter BA 2014 - Übersicht

- 1 EE-Erzeugung
- 2 Lastannahmen Deutschland
- 3 Modellierung des Kraftwerksparks Deutschland
- 4 Must-Run Erzeugung
- 5 Redispatcheinsetzbarkeit der explizit modellierten thermischen Kraftwerke
- 6 Nichtverfügbare Kraftwerksleistung
- 7 Reservekraftwerke

Eingangsparameter

Hochrechnung auf Basis der EEG-Mifri-Prognose zum 31.12.2014

1

- Schätzung der maximal auftretenden Onshore-WEA-Einspeisung im Winter 2014/15 gemäß folgender Berechnungsformel:

2

3

$$P_{ist,max,31.12.2014} = \frac{P_{ist,max,W2011/12/13}}{P_{inst,W2011/12/13}} \cdot P_{inst,31.12.2014}$$

4

5

6

7

Netzbetreiber	WEA _{ist, max} 2011/12/13*	WEA _{inst} Februar 2011	WEA _{inst} 31.12.2014**	WEA _{ist, max} 31.12.2014
50Hertz	9.552 MW	11.129 MW	14.515 MW	12.458 MW
Amprion	4.189 MW	4.554 MW	6.649 MW	6.116 MW
TenneT	8.949 MW	10.644 MW	13.917 MW	11.701 MW
TransnetBW	239 MW	580 MW	965 MW	398 MW
Summe	22.929 MW			30.673 MW (entspricht 85,1% der inst. Leistung)

* Zeitpunkt größter Faktor $P_{ist} / P_{inst.}$ in DE im Zeitraum 01.01.2011 – 01.10.2013 am 04.02.2011 um 20:15 Uhr

** Wert aus EEG-Mittelfristprognose (Szenario Trend)

Eingangsparameter

Offshorewindparks (OWP)

1

- Berücksichtigung bis zum Stichtag 31.12.2014 in Betrieb genommener OWP in DE

2

- Maximale OWP-Einspeisung wurde nach Auswertung vorliegender Messungen der in Betrieb befindlichen Windparks in Nord- und Ostsee einheitlich zu 96,45% der installierten Leistung angenommen

3

BNA-Nr.	Name des OWP	Ort	Status	P _{OWP, inst} [MW]	P _{OWP, ist 2014} (96,45% von P _{inst}) [MW]	Stromnetz-betreiber
---------	--------------	-----	--------	-----------------------------	---	---------------------

4

5

6

7

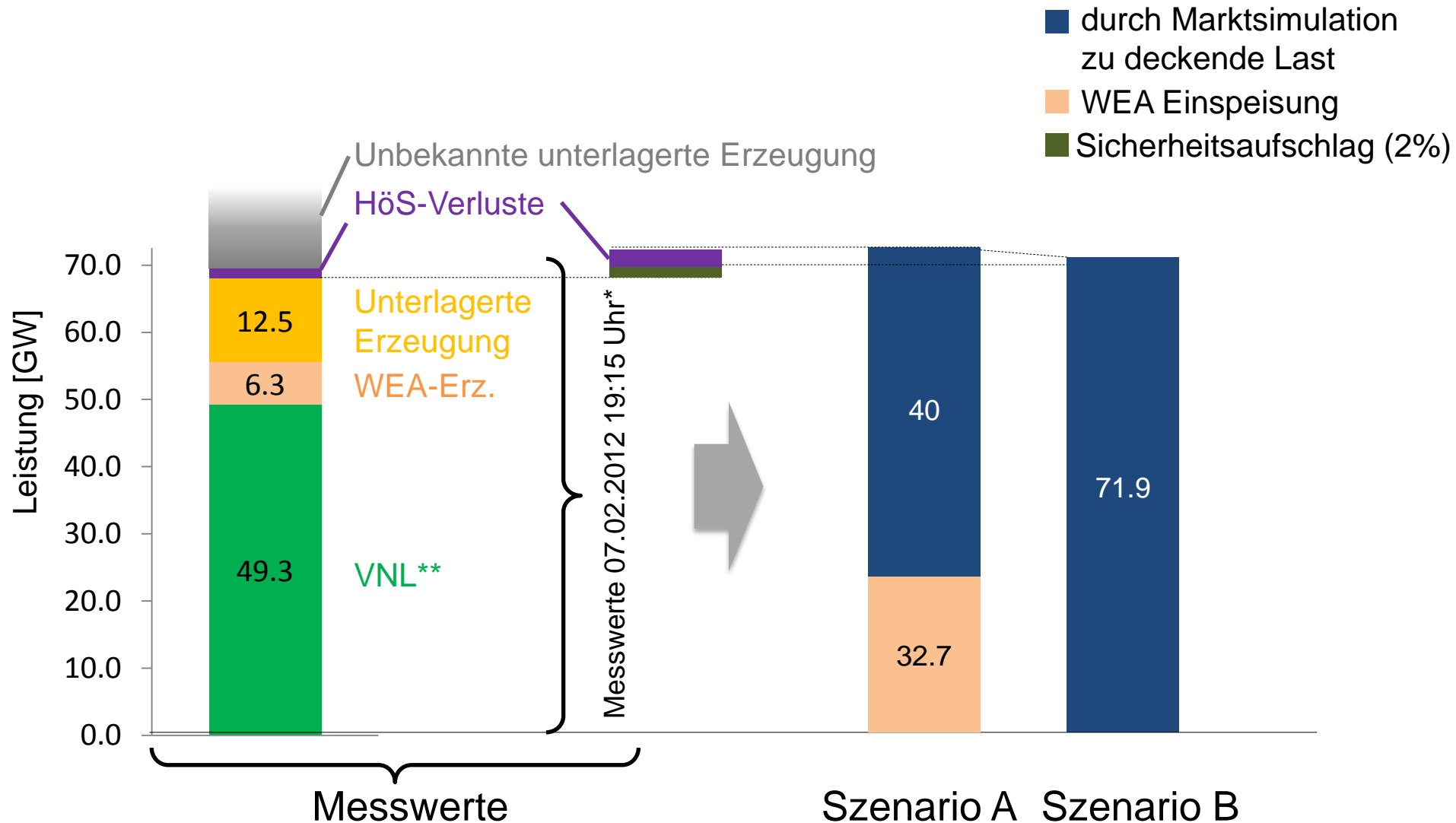
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Summe: **2013,2**

Eingangsparameter

Lastannahmen Deutschland

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7



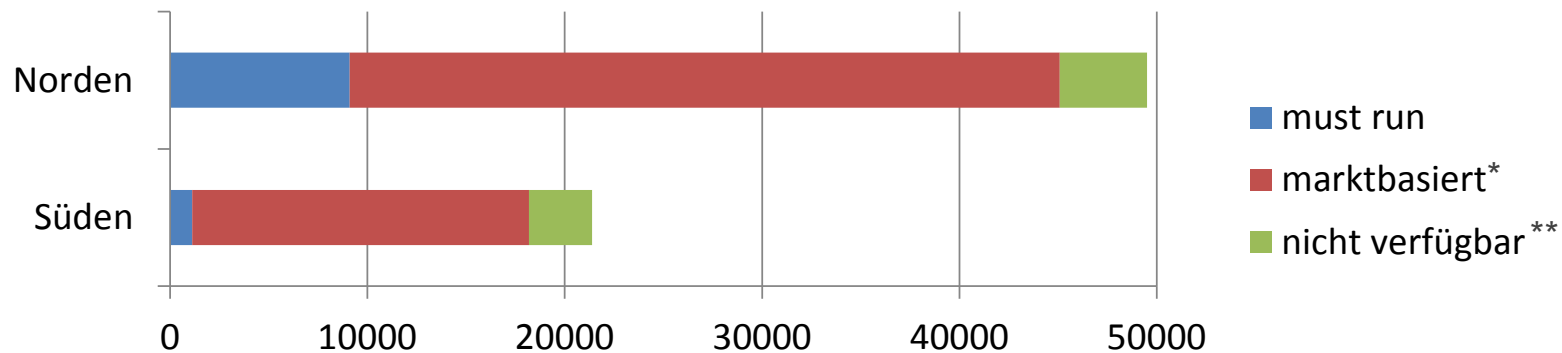
Eingangsparameter

Modellierung des Kraftwerksparks Deutschland

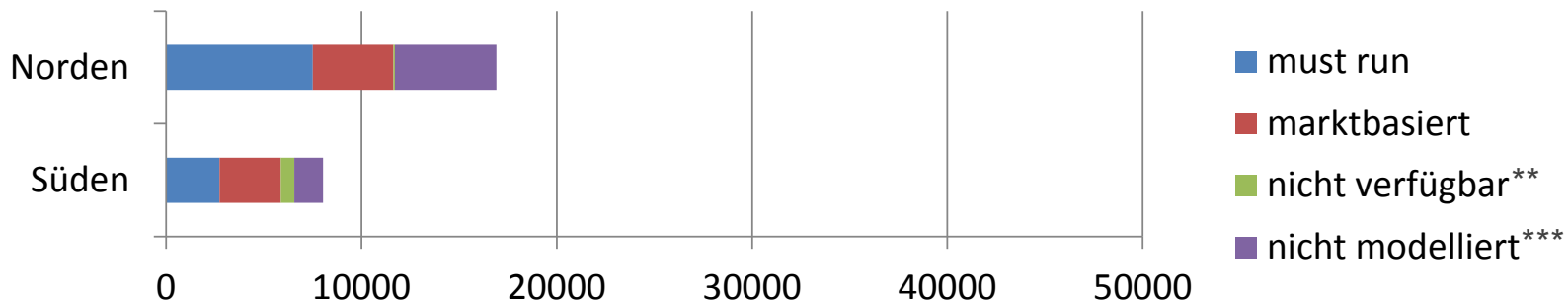
- * inkl. Kühltai, Kops-, Lüneersee- & Rodundwerk I (AT)
- ** Un-/Geplante Nichtverfügbarkeit in betrachteten Szenarien
- *** unterlagerte KW ohne Einspeiseinformation zum Referenzzeitpunkt oder mit inst. Summenleistung auf einem Betriebsgelände < 50 MW

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7

- **Gesamtheit der deutschen Kraftwerke**
 - Aufteilung nach Spannungsebene (HöS/unterlagert)
 - KW die im 380-/220-kV-Netz angeschlossen sind



- KW die im unterlagerten Netz angeschlossen sind



Eingangsparameter

Eingangsparameter - Modellierung von Must-Run-Erzeugung

- 1
- 2
- 3
- 4**
 - **Kraftwerkseinspeisungen teilweise außerhalb des Strommarktes bestimmt**
 - Im Wesentlichen sind Randbedingungen aufgrund von Wärmeauskopplung zu berücksichtigen
 - **Detaillierte Modellierung von Must-Run-Erzeugung erforderlich**
- 5
- 6
- 7
 - **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 Historie und Betriebserfahrungen der ÜNB**

Eingangsparameter

Eingangsparameter - Redispatcheinsetzbarkeit der explizit modellierten thermischen Kraftwerke

1

- Entsprechend Betriebspraxis wird die Annahme getroffen, dass nicht alle KW im unterlagerten Netz zum Redispatch eingesetzt werden können

2

3

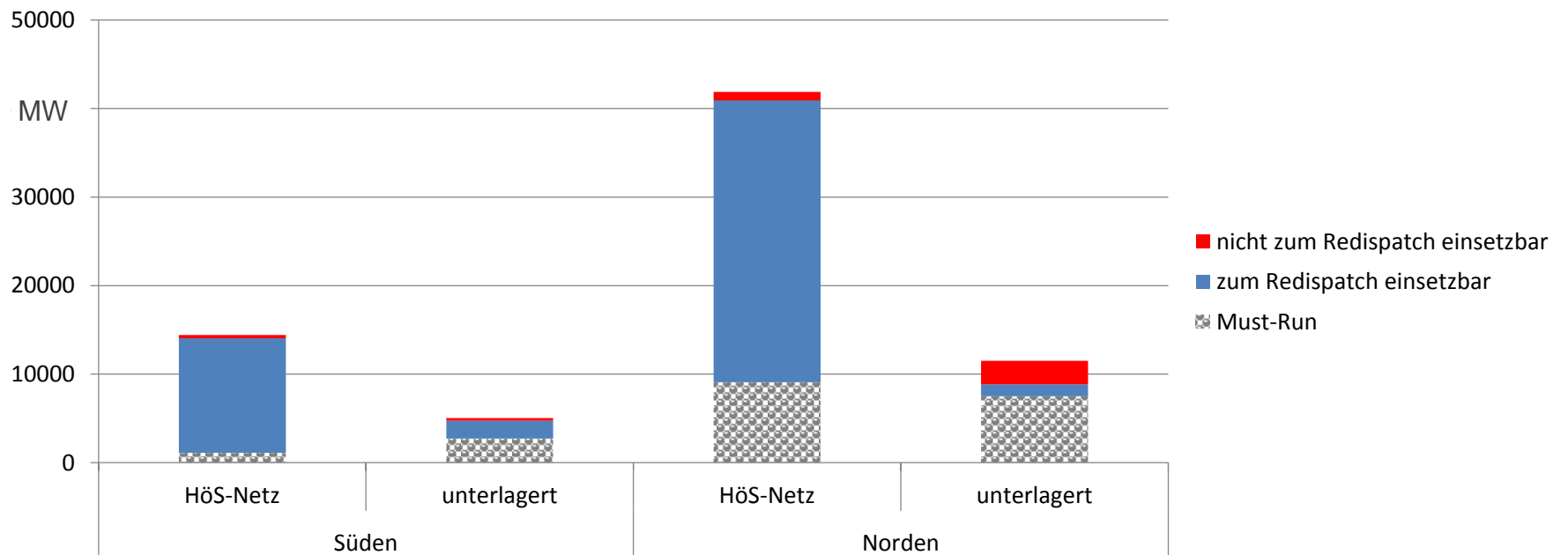
4

5

6

7

- Im unterlagerten Netz können im Winter 2014/15 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



→ Im Süden nahezu alle modellierten Kraftwerke prozessual redispatchfähig

Eingangsparameter

Nichtverfügbare Kraftwerksleistung

- 1 ▪ Kraftwerksverfügbarkeit hat signifikanten Einfluss auf verfügbares konventionelles Redispatchpotential
- 2 ▪ Methodik erfordert die Betrachtung einzelner potentiell kritischer Szenarien
- 3 ▪ Annahme: Hohe Nichtverfügbarkeit in Süddeutschland und geringe Nichtverfügbarkeit in Norddeutschland führen zu hohen Nord→Süd-Lastflüssen und sind somit potentiell kritisch hinsichtlich des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotential
- 4 ▪ Statistische Auswertungen der geplanten und 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
- 6 ▪ **Ableitung eines probabilistischen Modells zur Prognose von regionalen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten**
 - Süddeutschland: Betrachtung des 95-%-Quantils der Kraftwerksnichtverfügbarkeit → 3,9 GW (Kraftwerksnichtverfügbarkeit würde in 430 h/a über diesem Wert liegen)
 - Norddeutschland: Betrachtung des 5-%-Quantils der Kraftwerksnichtverfügbarkeit → 4,5 GW (Kraftwerksnichtverfügbarkeit würde in 430 h/a unter diesem Wert liegen)
- 7

Eingangsparameter

Reservekraftwerke

- 1 In Simulationen werden Reservekraftwerke bei nicht ausreichendem konventionellen Redispatchpotential aus sonst marktbasiert eingesetzten Kraftwerken zur Beseitigung von Grenzwertverletzungen eingesetzt
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7 Berechnungen basieren zunächst auf Reservekraftwerken des Winters 2013/14 zuzüglich zwischenzeitlich zur Stilllegung angezeigter Kraftwerke in Süddeutschland

Reservekraftwerk	Leistung	Anmerkung
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen		
Summe	3167 MW	

Wesentliche Unterschiede gegenüber dem Vorjahr

- 1 Konventioneller Kraftwerkspark
- 2 Modellierung/Redispatchfähigkeit unterlagerter Kraftwerke
- 3 EE-Einspeisung
- 4 Netzverstärkungen und Freileitungsmonitoring

Wesentliche Unterschiede gegenüber dem Vorjahr

Änderungen im thermischen Kraftwerkspark

1

2

3

4

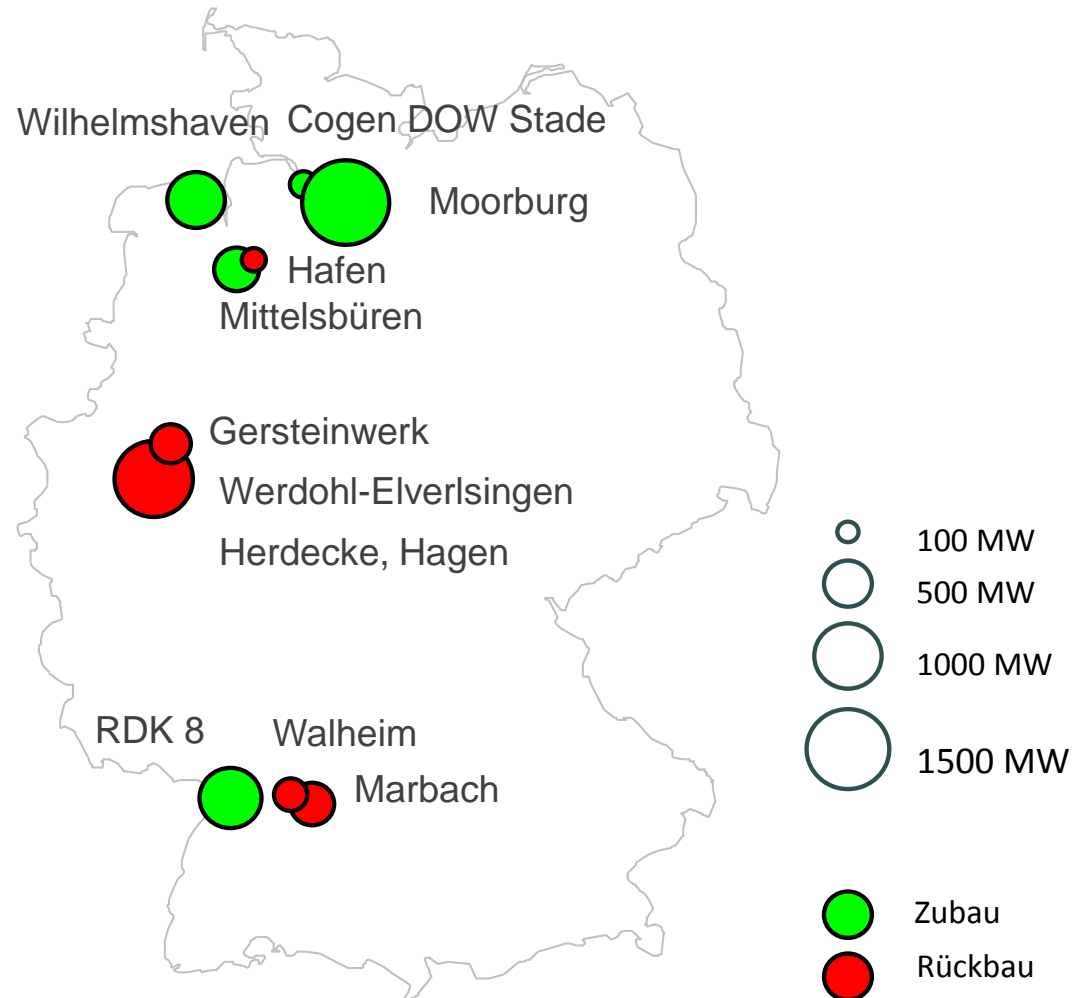
Wesentliche Zu- und Rückbauten von Kraftwerken gegenüber Winter 2013/14

Inbetriebnahme neuer KW

- Süden:
 - RDK8
- Norden:
 - Wilhelmshaven
 - Moorbург A+B
 - GuD Mittelsbüren

Stilllegung von KW

- Norden
 - Werdohl-Elverslingen
 - Herdecke, Hagen
 - Gersteinwerk G2
- Süden
 - Marbach
 - Walheim



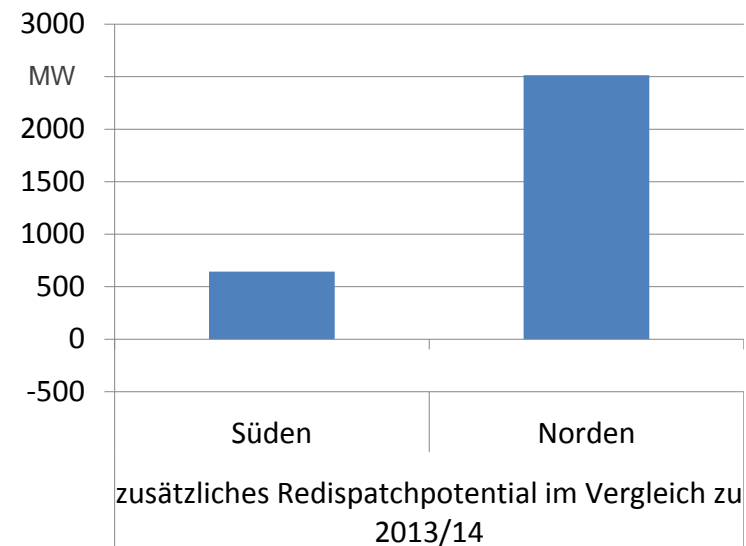
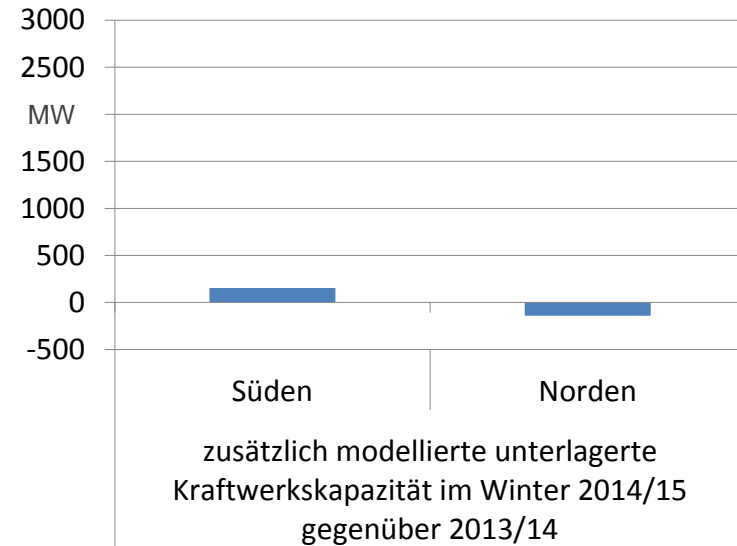
→ Wesentliche Veränderungen im dt. Kraftwerkspark gegenüber Winter 2013/14

Wesentliche Unterschiede gegenüber dem Vorjahr

Modellierungstiefe und Redispatchfähigkeit unterlagerter Kraftwerke

- 1
- 2
- 3
- 4

- Durch zusätzliche Informationen konnte im Winter 2014/2015 für den Süden trotz Außerbetriebnahme von Marbach II+III GT und Walheim I+II mehr unterlagerte Kraftwerkskapazität modelliert werden
- Für weniger relevante unterlagerte Kraftwerke im Norden leicht geringere Kraftwerkskapazität gegenüber 2013/14 modelliert
 - Außerbetriebnahmen im unterlagerten Netz
 - Weniger Informationen über Einspeiseleistung zum Referenzzeitpunkt
- Gegenüber letztem Jahr deutliche Erhöhung der Redispatchfähigkeit unterlagerter Kraftwerke aufgrund Verbesserung notwendiger Prozesse für den Abruf und Austausch von Betriebs- und Planungsdaten
 - nahezu alle Kraftwerke in Süddeutschland redispatchfähig



Wesentliche Unterschiede gegenüber dem Vorjahr

EE-Einspeisung und Netzverstärkungen

1

▪ WEA-Einspeisung:

2

- 4,6 GW höhere WEA-Einspeisung aufgrund von Onshore- und Offshore-WEA-Zubau gegenüber Winter 2013/14

3

- Davon 0,7 GW höhere WEA-Einspeisung in Süddeutschland, trägt zur Erzeugungsleistung in Süddeutschland im Szenario A bei

4

▪ Netzverstärkungen und Freileitungsmonitoring

- Auszug realisierte Ausbauten bis Winter 2014/15
 - Freileitungsmonitoring auf Altheim-Sittling (TenneT Süd) (350 MW höheres konventionelles Redispatchpotential durch KW Ingolstadt)
 - Verstärkung der Leitung Bärwalde – Schmölln (50Hertz)

Agenda

-
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - Vorgehensweise BA 2014
 - Eingangsparameter
 - **Ergebnisse BA 2014**
 - Fazit / Ausblick

Szenarienübersicht

- Annahmen für europäisches Ausland wurden mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt

Eingangsdaten				Ergebnis Marktsimulation
Szenario	Bereinigte VNL*	Wind	PV	Export von D
A1 – max. WEA (Szenario Starklast, Abendspitze)	72,7 GW	32,7 GW	0	10,1 GW
B1 – keine WEA, keine Gasknappheit	71,9 GW	0 GW	0	- 1 GW

- Parametrierung der Szenarien auf Basis von Messwerten
- Szenarien stellen zu erwartende kritische Situationen dar
- Entsprechen nicht notwendigerweise den schlimmsten aller denkbaren Situationen
- Bewertungsstufen**
 - Ermittlung notwendiger Gegenmaßnahmen zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit

A1.1
B1.1
 - Gegenmaßnahmen zur zusätzlichen Beherrschung der Exceptional Contingencies

A1.2
B1.2

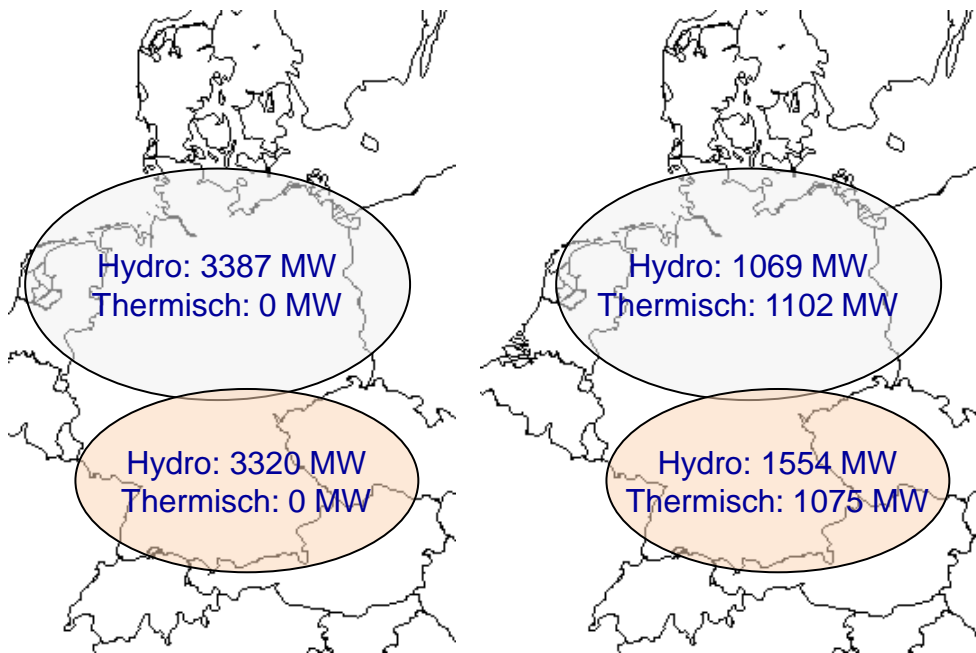
Szenarienübersicht

Vorhaltung von Regelreserve

Regelleistungsvorhaltung nach Marktsimulation

A1: Starkwind

B1: Kein Wind



Regionale Regelleistungsvorhaltung anhand historischer Daten

		Dez 12	Jan 13	Feb 13	Nov 13	Dez 13
MRL	Nord neg.	70,9%	72,6%	72,0%	73,2%	72,7%
	nord pos.	54,8%	61,1%	62,0%	63,3%	63,3%
	süd neg.	29,1%	27,4%	28,0%	26,8%	27,3%
	süd pos.	45,2%	38,9%	38,0%	36,7%	36,7%
SRL	nord neg.	39,9%	39,0%	43,3%	43,1%	43,0%
	nord pos.	42,7%	45,6%	40,7%	39,5%	38,7%
	süd neg.	60,1%	61,0%	56,7%	56,9%	57,0%
	süd pos.	57,3%	54,4%	59,3%	60,5%	61,3%

- Regelleistungsvorhaltung schränkt verfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland ein
 - insbesondere im Szenario B1 auch Einschränkung der Redispatchfähigkeit thermischer Kraftwerke

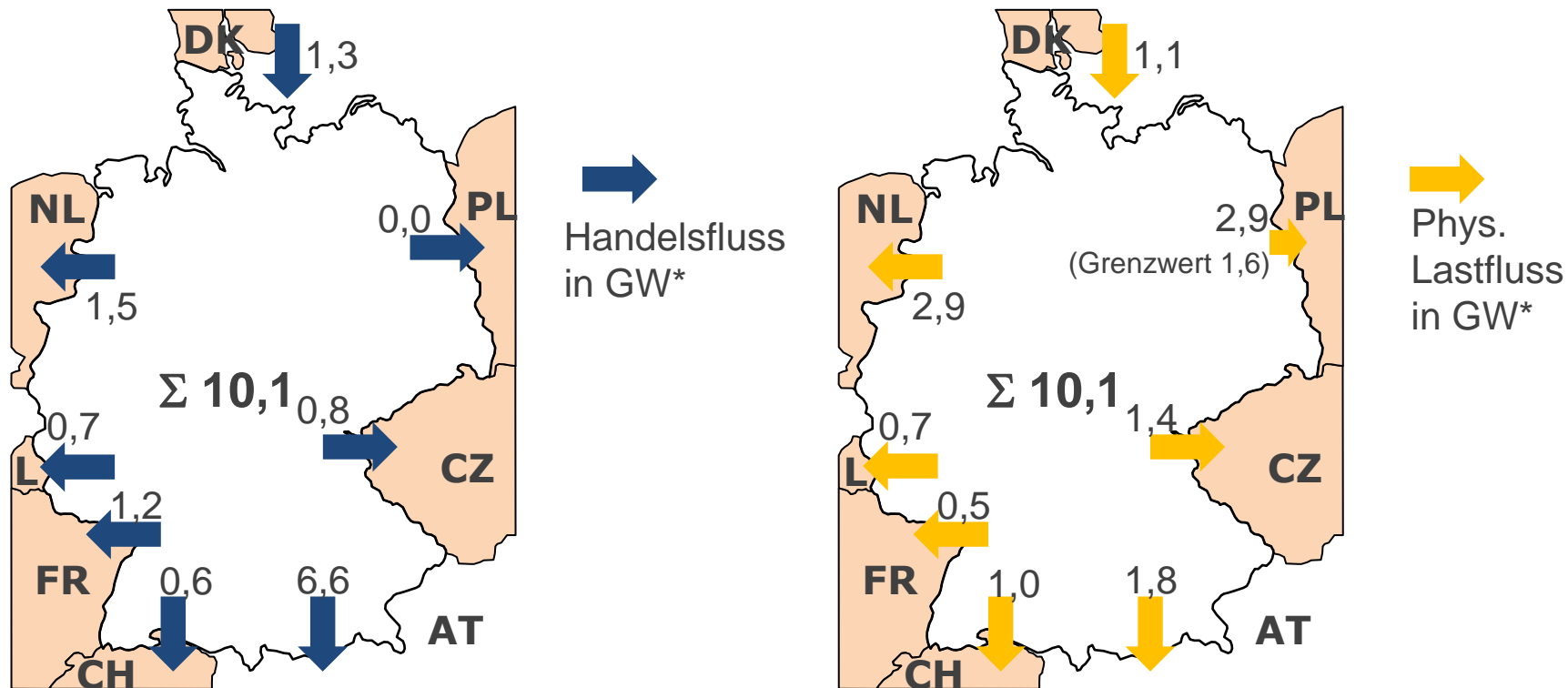
Szenario A1.1

WINTERWERKTAG 2014/15: MAXIMALE WINDENERGIEEINSPEISUNG



Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Marktergebnis und physikalische Flüsse

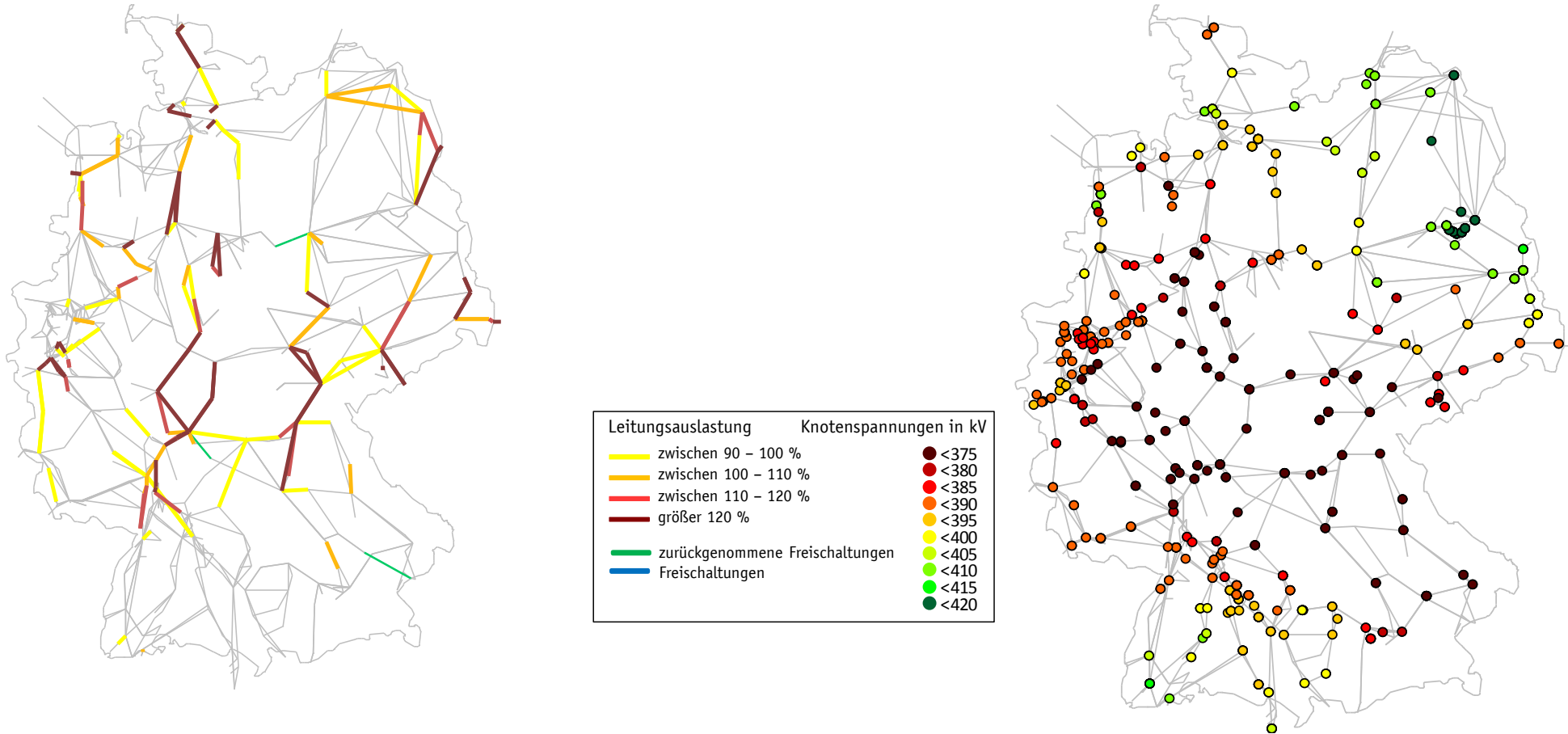


- ➔ Marktergebnis führt zu hohen Exporten von Deutschland
- ➔ Grenzüberschreitende Lastflüsse übersteigen teilweise zulässige Grenzwerte und erfordern Gegenmaßnahmen

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

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

Vor Gegenmaßnahmen



→ Sehr hohe Netzauslastung und sehr geringe Spannungen erfordern umfangreiche Gegenmaßnahmen

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Windabsenkung 50Hertz

- 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

WEA-Absenkung in 50Hertz	um [MW]
Bertikow	-185
Bentwisch	-79
Förderstedt	-175
Magdeburg	-83
Ragow	-304
Siedenbrünzow	-194
Vieselbach	-116
Wustermark	-350
Summe	-1486

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
4014	Rheinhafen-Dampfkraftwerk - RDK 7	170	490	320
2258	Nord 2 - 2	70	225	155
2044	Zolling - Zolling Block 5	100	268	168
2015a	Gemeinschaftskraftwerk Irsching - 5	0	843	843
Summe				1486

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Windabsenkung TenneT Nord

- 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

WEA-Absenkung in TTG	um [MW]
Flensburg	-396
Audorf	-210
Brunsbüttel	-90
Wechold	-28
Diele	-215
Niederlangen	-52
Voslapp	-140
Summe	-1131

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2015a	Gemeinschaftskraftwerk Irsching – 5	843	846	3
2026	Franken 1 - 2	0	440	440
2078c	Süd GT 62 - 2	68	115	47
2078b	Süd GT 60 - 2	68	115	47
2025	Franken 1 - 1	0	286	286
2075b	Süd GT3 - 1	68	98	30
2075c	Süd GT2 - 1	68	98	30
2102a	Kraftwerk Hausham - GT 1	0	23	23
2102b	Kraftwerk Hausham - GT 2	0	23	23
2102c	Kraftwerk Hausham - GT 3	0	23	23
2102d	Kraftwerk Hausham - GT 4	0	23	23
2119	Zolling - GT1 & GT2	0	46	46
4046	Heizkraftwerk Heilbronn - HLB 6	0	109	109
Summe				1131

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

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

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
Summe				-4241
8045	Schkopau - B	450	350	-100
8046	Schwarze Pumpe - A	767	565	-202
8047	Schwarze Pumpe - B	767	565	-202
8031	Jänschwalde - B	490	350	-140
8032	Jänschwalde - C	490	350	-140
8033	Jänschwalde - D	490	350	-140
8034	Jänschwalde - E	490	0	-490
8035	Jänschwalde - F	490	0	-490
8049	Braunkohlekraftwerk Lippendorf S	875	775	-100
8048	Lippendorf - R	890	0	-890
8037	Boxberg - N	489	0	-489
8039	Boxberg - Q	858	0	-858

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
Summe:				4241
davon SIV-Maßnahmen (40% des PRA):				1696
2024	Farge	0	161	161
Frankreich	Blenod4	0	256	256
Frankreich	Blenod3	0	256	256
4032	GKM - Block 6	0	215	215
4009	Heizkraftwerk Heilbronn - HLB 7	180	685	505
4029	GKM - Block 8	150	274	124
2027	Heyden - 4	0	180	180
davon präventiver Redispatch (60% des PRA)				2545
detaillierte Auflistung s.n. Folie				

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

- Präventiver Redispatch in Süddeutschland:

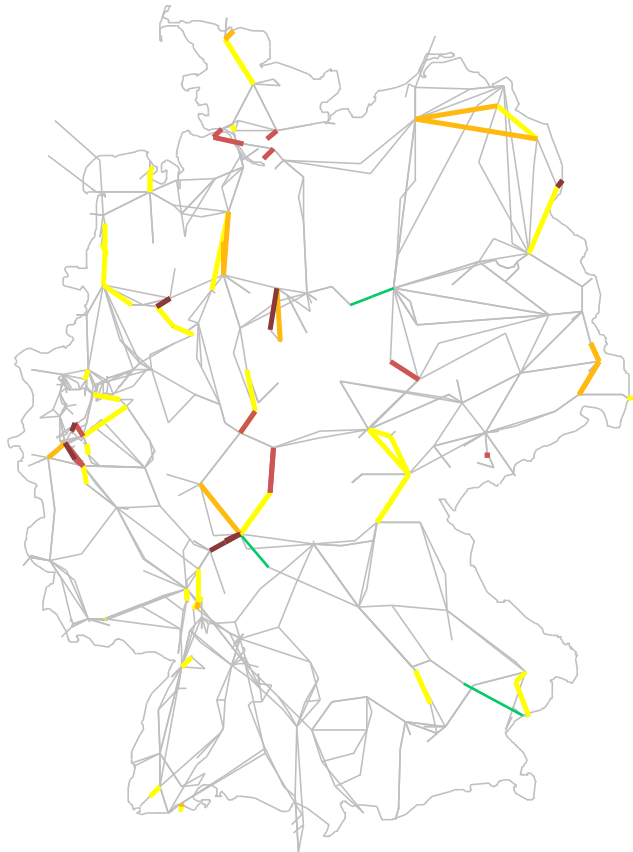
ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
4046	Heizkraftwerk Heilbronn - HLB 6	109	110	1
4004	Rheinhafen-Dampfkraftwerk - RDK 4D	0	353	353
4002	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT E (solo)	0	65	65
4043	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT B	0	57	57
4089	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT18	0	23	23
4082	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT16	0	23	23
4088	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT17	0	23	23
4049	Kraftwerk Walheim - WAL GT D	0	136	136
4042	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT C	0	81	81
4001	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT A (Solo)	0	50	50
7824	Römerbrücke - HKW Römerbrücke	61	73	12
4026	GKM - Block 7	0	358	358
7162	Modellkraftwerk - MKV	0	179	179
7040	Kraftwerk Bexbach - BEX	0	721	721
7016	GTKW Darmstadt	0	95	95
2029	Ingolstadt - 4	0	184	184
2028	Ingolstadt - 3	0	184	184
Summe				2545

➔ Nahezu kein weiteres konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland verfügbar

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

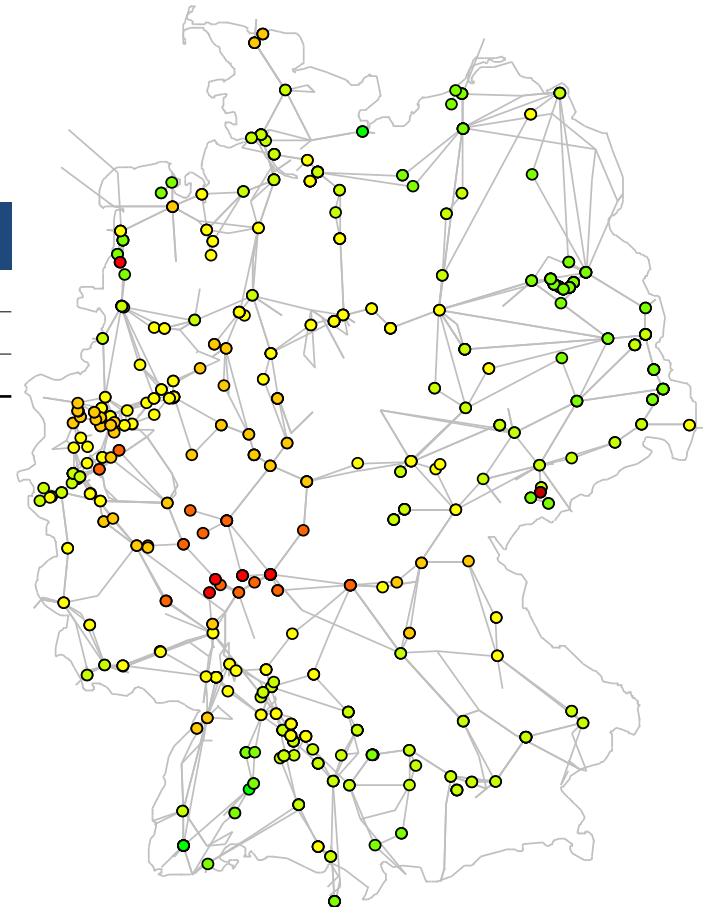
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach PRA und Windabsenkung



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
Summe	6,8

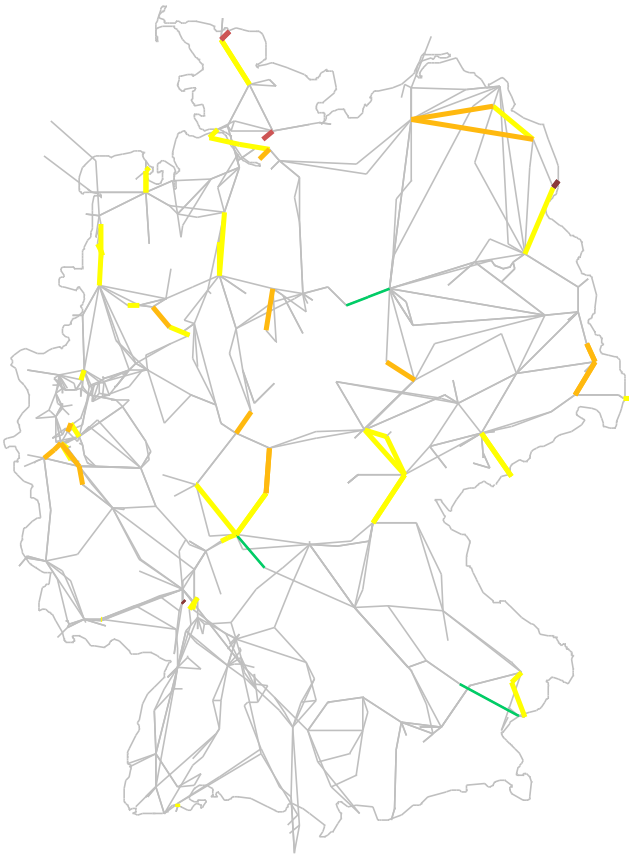
Leitungsauslastung	Knotenspannungen in kV
zwischen 90 – 100 %	<375
zwischen 100 – 110 %	<380
zwischen 110 – 120 %	<385
größer 120 %	<390
zurückgenommene Freischaltungen	<395
Freischaltungen	<400
	<405
	<410
	<415
	<420



- Sehr hohe Netzauslastung erfordert weitere umfangreiche Gegenmaßnahmen
- Konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland bereits nahezu ausgeschöpft

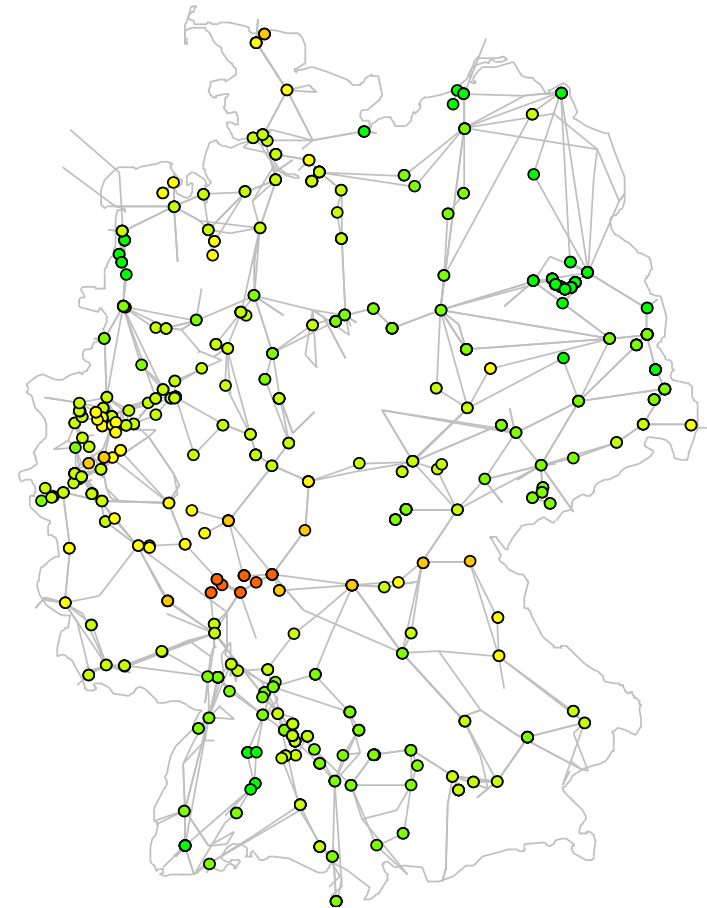
Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall
Nach PRA, WEA-Absenkung und topologischen Gegenmaßnahmen



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
Summe	6,8

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 durchgeführt
- Sehr hohe Netzauslastung erfordert weitere umfangreiche Gegenmaßnahmen
- Konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland bereits nahezu ausgeschöpft

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Konventioneller innerdeutscher Redispatch

- Redispatch mit süddeutschen Kraftwerken zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Siedenbrünzow	455	266	-189
WEA	Lehrte	415	220	-195
2033	Gemeinschafts-KW Kiel	250	160	-90
WEA	Flensburg	497	347	-150
Summe				-624

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2029	Ingolstadt - 4	184	279	95
2028	Ingolstadt - 3	184	278	94
2029	Ingolstadt - 4	279	326	47
2028	Ingolstadt - 3	278	326	48
4996	GKM - Block 4	0	100	100
7251	Ibbenbüren – B	0	190	190
4996	GKM - Block 4	100	150	50
Summe				624

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

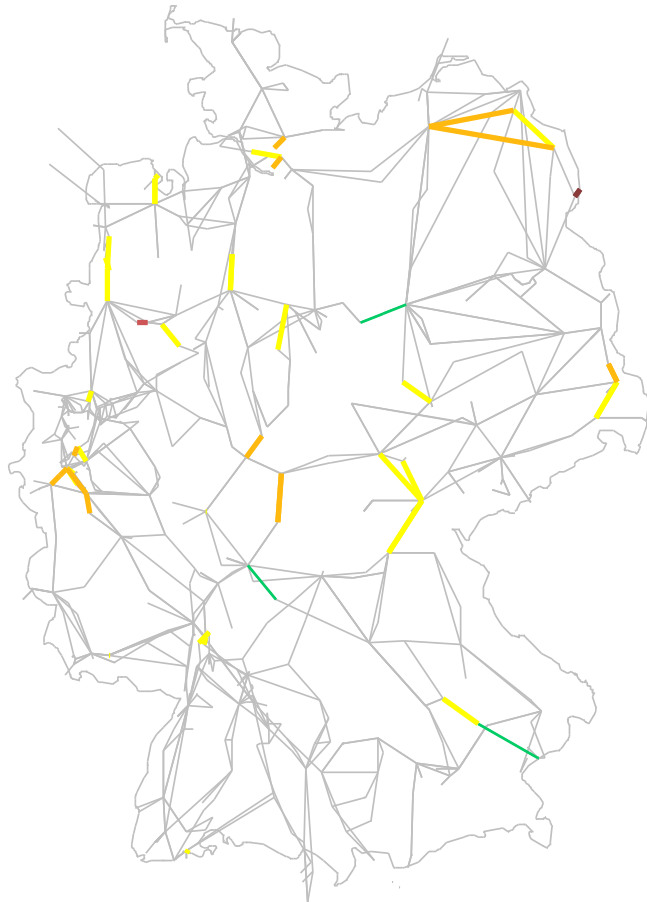
→ Konventioneller Redispatch in Höhe von 0,6 GW durchgeführt

- Davon 0,4 GW mit Kraftwerken in Süddeutschland

→ Verfügbares konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland damit vollständig ausgeschöpft

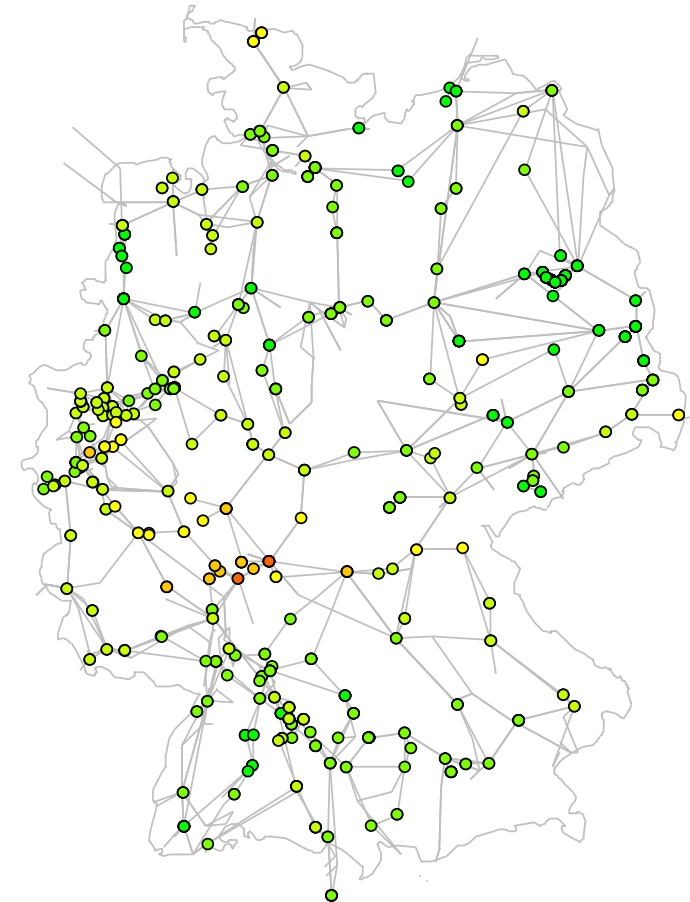
Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach PRA, WEA-Absenkung, topologischen Gegenmaßnahmen und konv. Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
konv. Redispatch	0,6
Summe	7,4

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



- ➔ Konventionelles Redispatchpotential nicht ausreichend um Leitungsüberlastungen zu beseitigen
- ➔ Weiterer Bedarf an gesichertem Redispatch

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Itzehoe	520	470	-50
2033	Gemeinschafts-KW Kiel	160	0	-160
WEA	Pasewalk	364	349	-15
7182	Frimmersdorf – Q	278	272	-6
7417	Niederaußem - F	299	292	-7
8046-47	Schwarze Pumpe – A & B	1130	767	-363
8043	KNG Kraftwerk Rostock – Rostock	508	204	-304
WEA	Vierraden	411	150	-261
WEA	Neuenhagen	591	56	-535
WEA	Bertikow	160	105	-55

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2041	Staudinger – 4	0	210	210
2041	Staudinger – 4	210	225	15
2041	Staudinger – 4	225	231	6
2041	Staudinger – 4	231	238	7
2031	Irsching - 3	0	363	363
2041	Staudinger - 4	238	339	101
2031	Irsching - 3	363	365	2
7814	Kraftwerk Mainz - KW2	0	324	324
4997	GKM - Block 3	0	170	170
4052	Kraftwerk Walheim - WAL 2	0	148	148
4048	Kraftwerk Walheim - WAL 1	0	96	96
4012	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - MAR III DT	0	262	262
4050	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach II GT	0	52	52

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

weiterer gesicherter Redispatch s. n. Folie

weiterer gesicherter Redispatch s. n. Folie

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
8049	Braunkohlekraftwerk Lippendorf - LIP S	775	747	-28
8044	Schkopau - A	270	0	-270
WEA	Wustermark	831	746	-85
WEA	Ragow	458	428	-30
WEA	Hagenwerda	182	0	-182
WEA	Vierraden	150	70	-80
WEA	Siedenbrünzow	266	35	-231
WEA	Bertikow	105	18	-87
WEA	Güstrow	171	31	-140
WEA	Pasewalk	349	147	-202
Summe				-3091

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
AT	Gesichertes Redispatchpotential AT	0	892	892
4050	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach II GT	52	77	25
4051	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach III GT (solo)	0	85	85
2041	Staudinger - 4	339	622	283
2031	Irsching - 3	365	415	50
Summe				3091

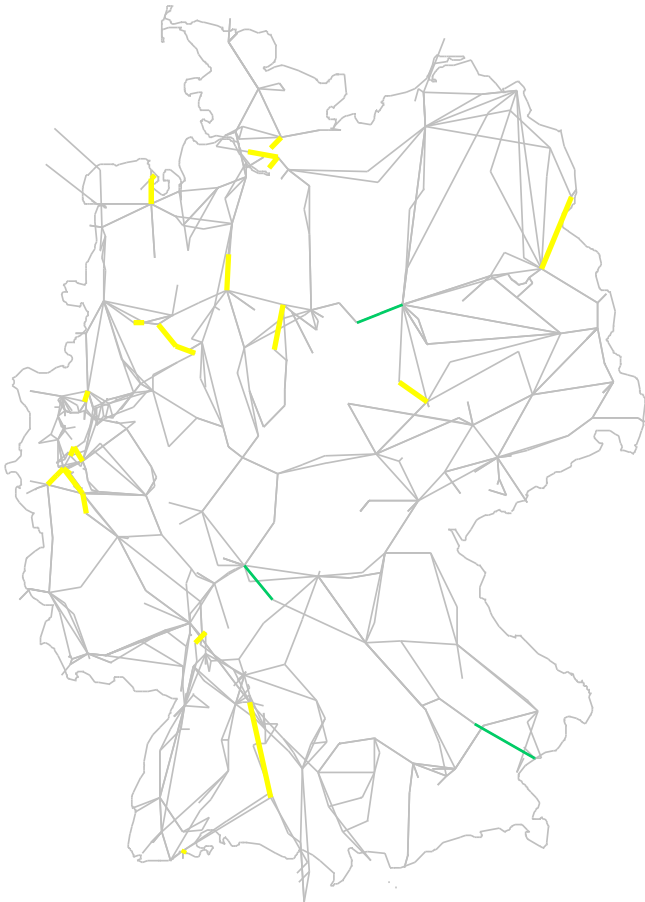
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

➔ Insgesamt Bedarf an gesichertem Redispatchpotential in Höhe von **ca. 3,1 GW** erforderlich

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

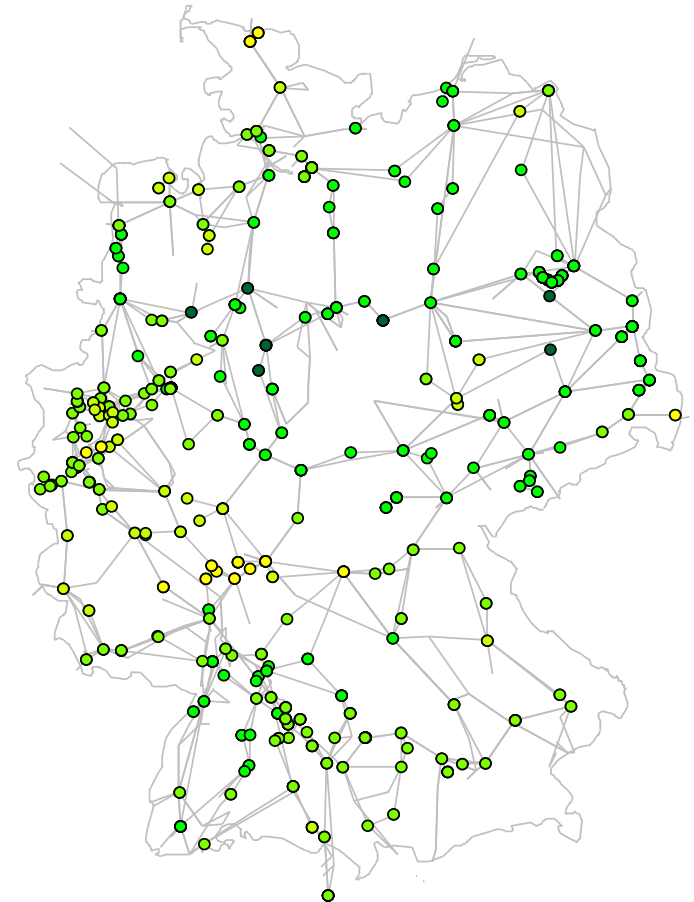
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach PRA, Windabsenkung, topologischen Gegenmaßnahmen, konv. Redispatch und gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
konv. Redispatch	0,6
gesicherter Redispatch	3,1
Summe	10,5

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	

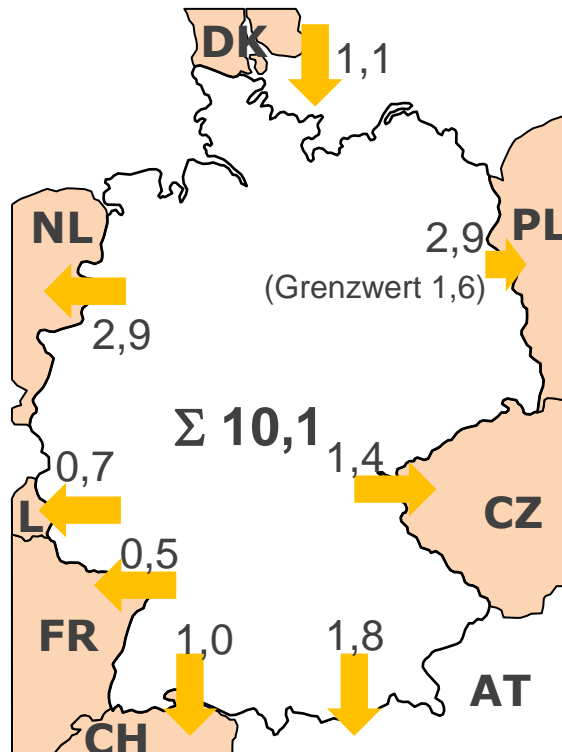


- Redispatch in Höhe von insgesamt 10,5 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 390$ kV und Flussbegrenzung DE → PL erforderlich
→ Bedarf an gesichertem Redispatchpotential: **ca. 3,1 GW**

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

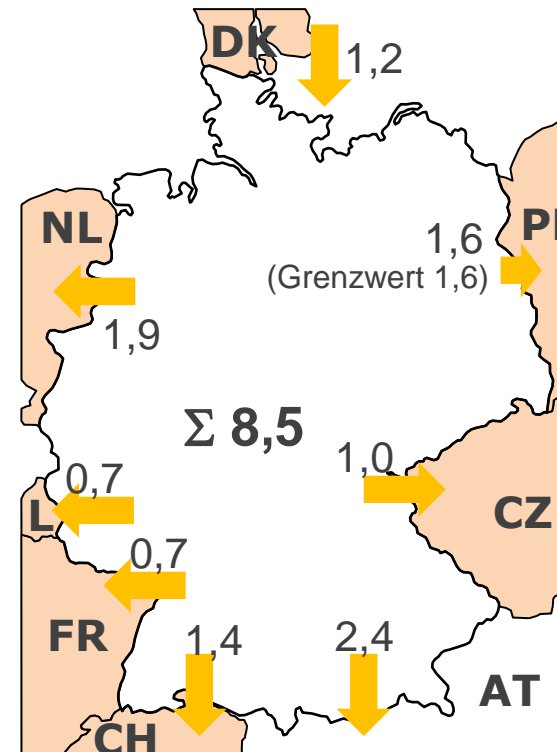
Physikalische Flüsse nach Einsatz von gesichertem Redispatch

vor Anwendung von Gegenmaßnahmen



Phys.
Lastfluss
in GW*

nach Einsatz von gesichertem Redispatch



Phys.
Lastfluss
in GW*

→ Maximal erlaubter Lastfluss DE→PL von 1,6 GW eingehalten

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Einordnung gegenüber Ergebnisse Winter 2013/14

	Bedarf an gesichertem Redispatchpotential
Winter 2013/14	2,5 GW
Winter 2014/15	3,1 GW

- **Verbesserung der Netzsituation durch Änderungen in der Erzeugungsleistung. Im Vergleich zum Winter 2013/14 waren dies insbesondere:**
 - Erhöhte Erzeugungsleistung in Süddeutschland durch Inbetriebnahme von RDK8
 - Zubau von WEA-Leistung führt auch zu Verringerung des Leistungsdefizits in Süddeutschland
 - Verbesserung der Redispatchfähigkeit unterlagerter Kraftwerke in Süddeutschland
 - **Stillgelegte Kraftwerke in Süddeutschland wurden als potentiell gesichertes Redispatchpotential berücksichtigt**
 - **Zuwachs von WEA-Erzeugung in Höhe von 4,6 GW führt zur Erhöhung des Exportes von DE**
 - **Berücksichtigung des maximal zulässigen Leistungsflusses DE→PL erfordert weiteres gesichertes Redispatchpotential mit AT**
- ➔ **Unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher KW Stilllegungen bleibt Bedarf an gesichertem Redispatchpotential insgesamt unverändert**

Szenario A1.1: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Zusammenfassung

▪ Marktsituation:

- Voranalyse zeigt, dass Szenario mit maximaler Windeinspeisung als besonders kritisches Szenario zu betrachten ist
- Geringe Erzeugungskosten in Deutschland führen zu extremem Erzeugungsungleichgewicht in Europa
 - Sehr hohe Exporte aus Deutschland, insbesondere aus TTG Nord und 50Hertz
 - Sehr hohe Importe von Italien und Österreich (keine NTC Beschränkung)

▪ Netzsituation:

- Sehr kritische Netzsituation aufgrund erheblicher Nord→Süd-Lastflüsse
- Erhebliche netz- und marktbasierende Eingriffe erforderlich, da Übertragungskapazitäten für dieses Erzeugungsungleichgewicht nicht ausreichend
- Da marktbasierende Kraftwerksleistung in Süddeutschland zur Beherrschung der Situation nicht ausreicht, ist Einsatz von gesichertem Redispatchpotential notwendig
- Berücksichtigung des maximal zulässigen Leistungsflusses DE→PL erfordert weiteres, gesichertes Redispatchpotential vornehmlich in AT

Fazit:

- **Die Analysen zeigen ein kritisches, aber nicht unwahrscheinliches Szenario**
- **Unter Annahme heutiger Marktbedingungen zeigen Berechnungen erheblichen Bedarf an gesichertem Redispatchpotential in Höhe von mindestens 3,1 GW**
- **Maßnahmen zur Exportbeschränkung von Deutschland würden Bedarf signifikant senken**
- **Sehr angespannte Netzsituation bei aufgezehrten betrieblichen Reserven stellt wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit dar**

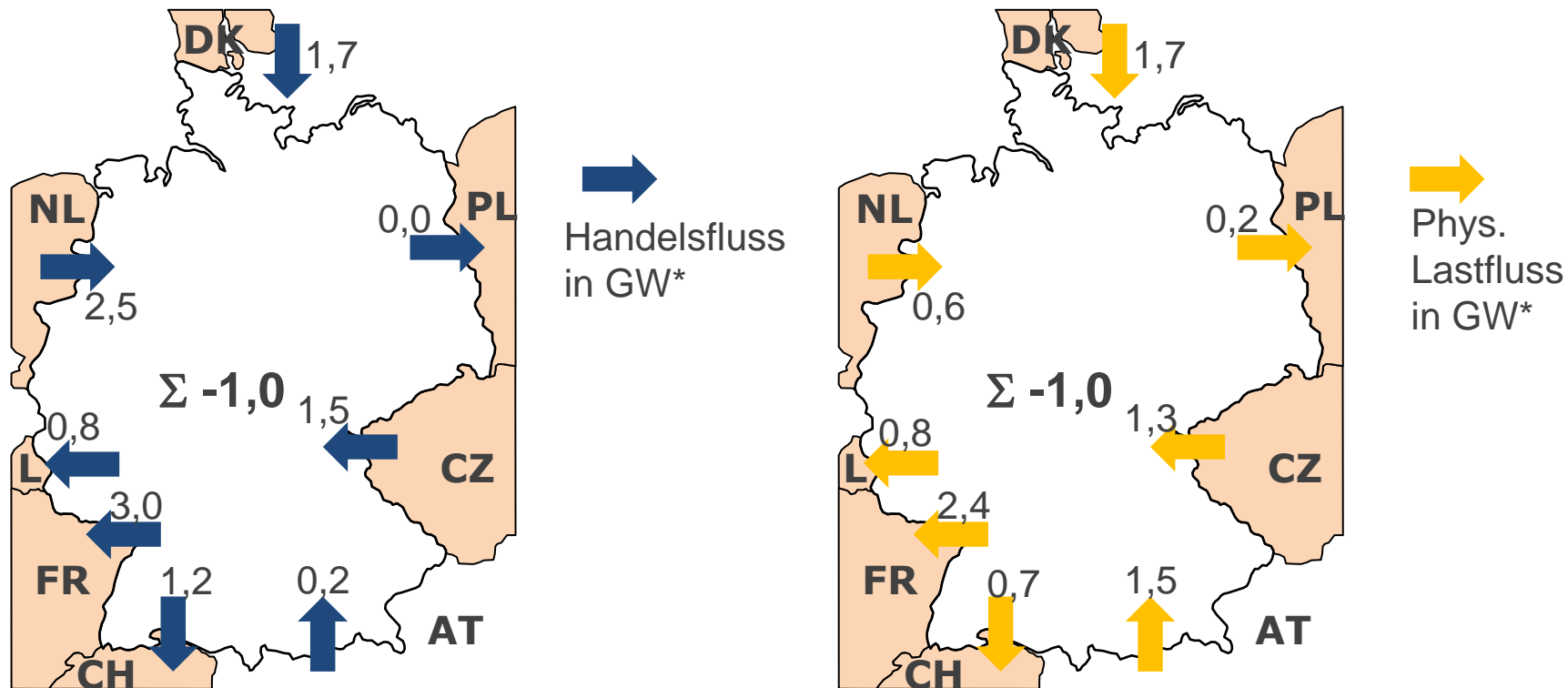
Szenario B1.1

**WINTERWERKTAG 2014/15: KEINE
WINDENERGIEEINSPEISUNG**



Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Marktergebnis und physikalische Flüsse

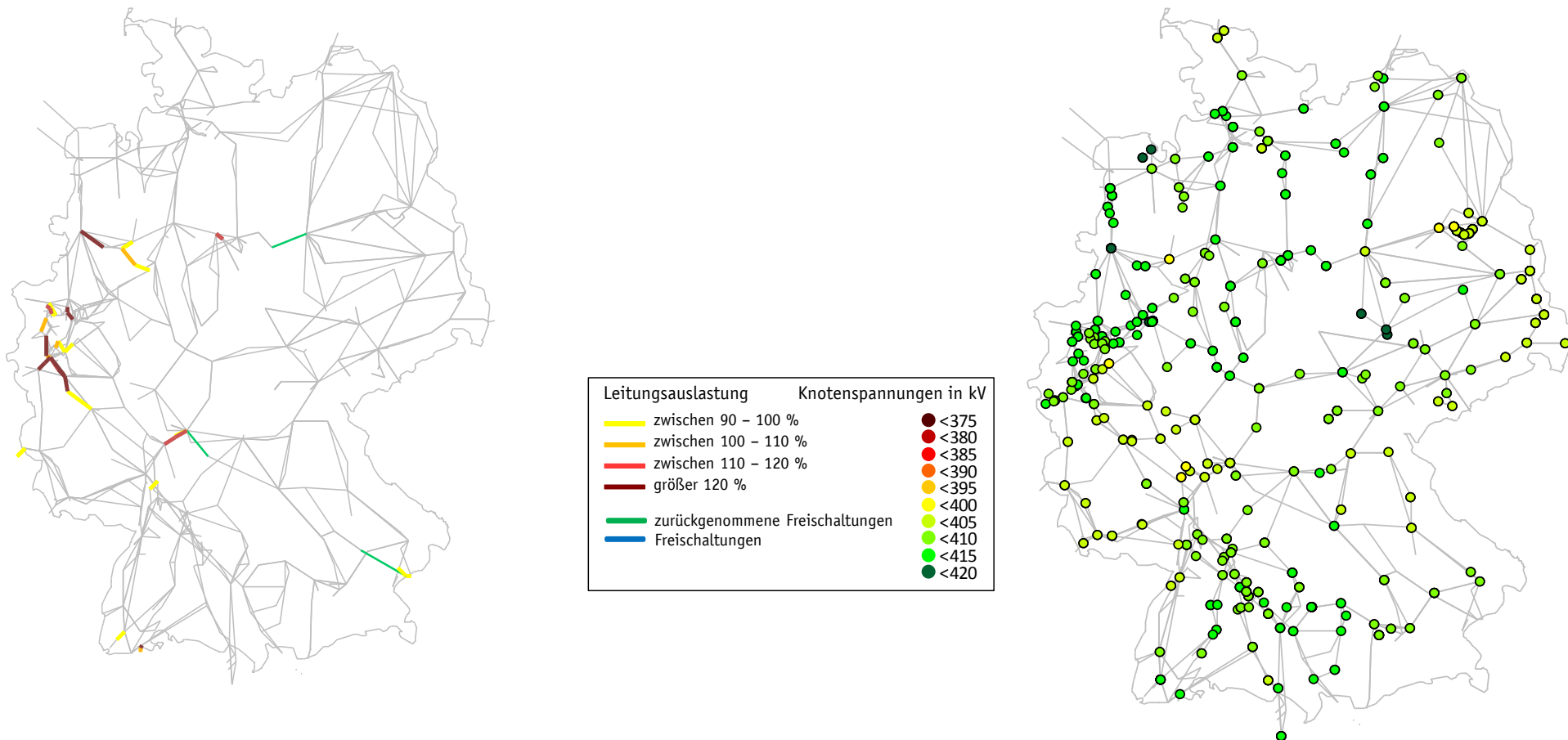


➔ Aus europäischem Stromhandel ergibt sich zusätzlicher Nord→Süd-Transit durch Deutschland aufgrund:

- Hoher Erzeugungsüberschuss in NRW und NL
- Sehr hohe Nachfrage aus Frankreich

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

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



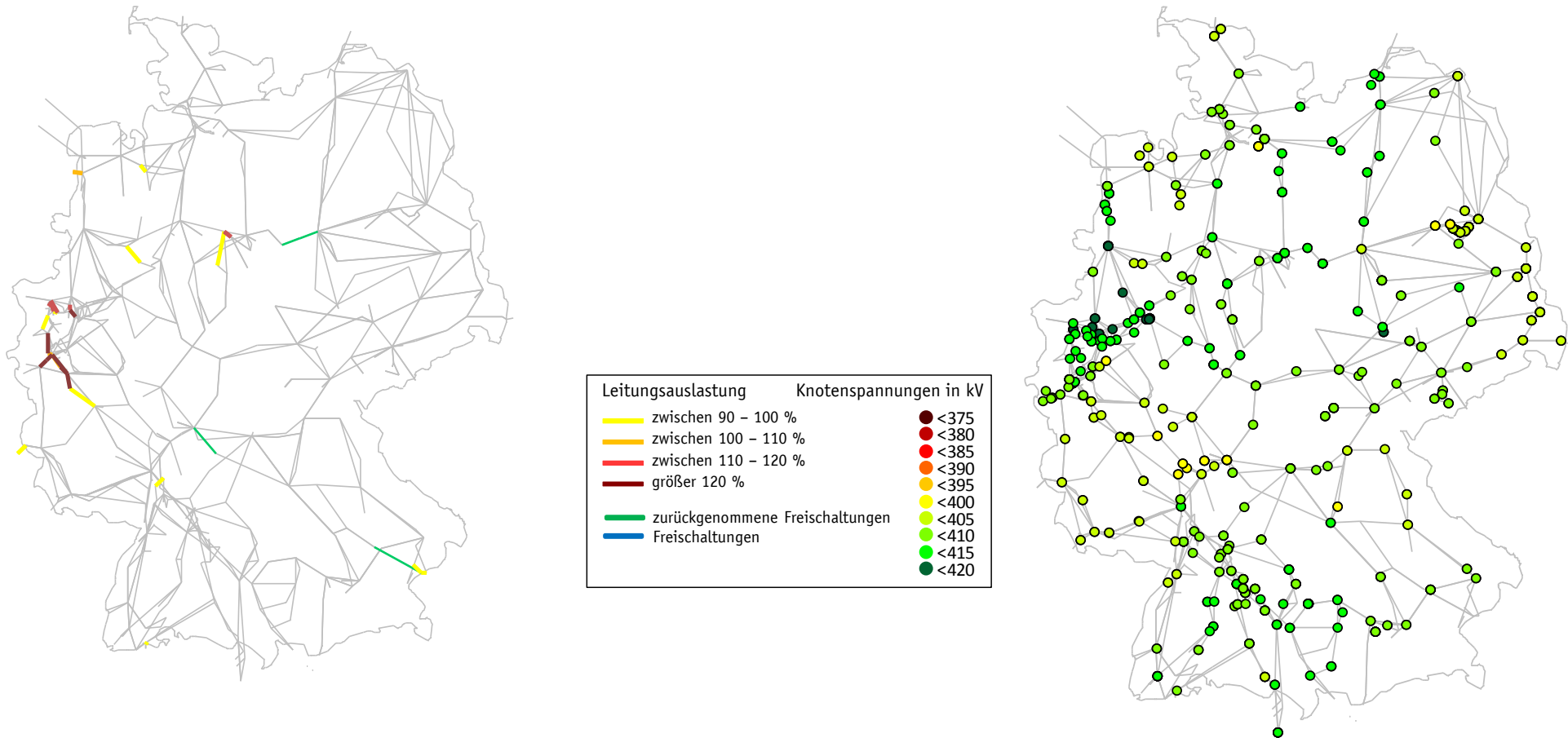
→ Hohe Nord/West→Süd-Lastflüsse führen zu Netzüberlastungen

→ Umfangreiche Gegenmaßnahmen erforderlich

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

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

Nach topologischen Gegenmaßnahmen



→ Sehr hohe Netzauslastung erfordert weitere umfangreiche Gegenmaßnahmen

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Konventioneller innerdeutscher Redispatch

- Redispatch mit sonst marktbasierend eingesetzten Kraftwerken zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
7410	BoA 2 - Neurath F	1050	473	-577
7411	BoA 3 - Neurath G	1050	473	-577
7496	Scholven E	345	150	-195
7495	Scholven D	345	184	-161
2034	Mehrum	690	590	-100
Summe				-1610

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2026	Franken 1 - 2	0	440	440
2025	Franken 1 - 1	0	137	137
2025	Franken 1 - 1	137	286	149
2029	Ingolstadt - 4	0	386	386
2028	Ingolstadt - 3	0	42	42
2028	Ingolstadt - 3	42	386	344
7824	Römerbrücke - HKW Römerbrücke	61	73	12
2052	Huntorf	0	100	100
Summe Süddeutschland				1510
Summe Norddeutschland				100

**Schwärzung
aufgrund von
Betriebs- und
Geschäfts-
geheimnissen**

→ Konventioneller Redispatch in Höhe von 1,6 GW durchgeführt

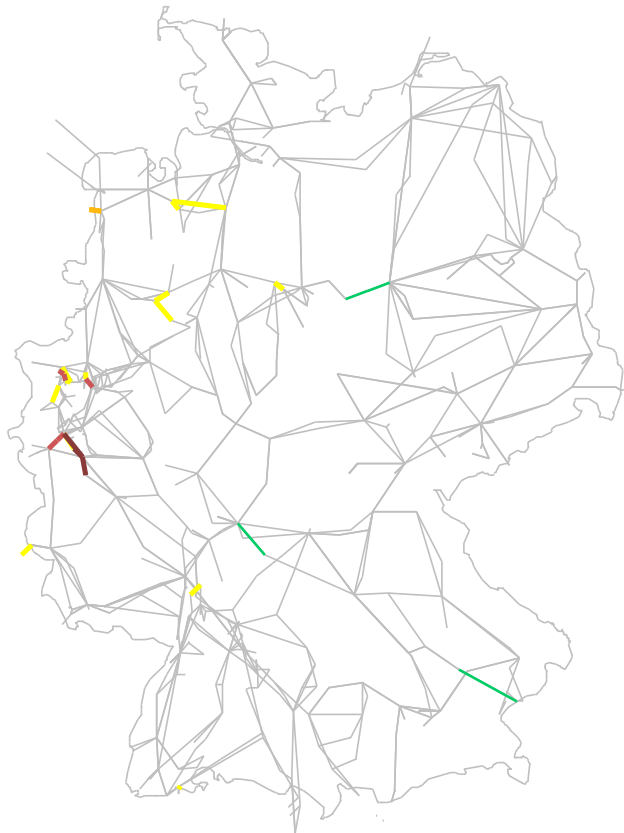
- Davon 1,5 GW mit Kraftwerken in Süddeutschland

→ Redispatchpotential konventioneller Kraftwerke in Süddeutschland ausgeschöpft

→ Regelleistung in Süddeutschland in Höhe von 1,0 GW thermisch vorgehalten

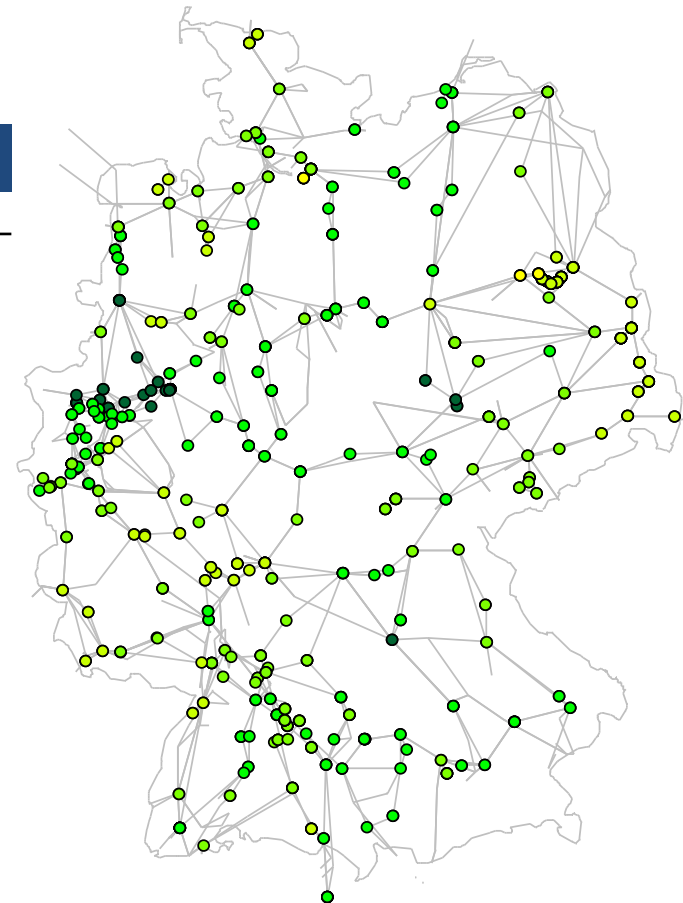
Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

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



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,6
Summe	1,6

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 Freisaltungen	
Freisaltungen	



- Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen
- Kein konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland mehr verfügbar
- Insbesondere Überlastungen von Nord/West→Süd-Leitungen erfordern weiteres gesichertes Redispatchpotential aus Reservekraftwerken

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	Von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
7409	Neurath E	599	490	-109
7410	BoA 2 - Neurath F	473	0	-473
7411	BoA 3 - Neurath G	473	0	-473
	Knapsack II	430	0	-430
0548	Knapsack GT12	266	133	-133
0548	Knapsack DT10	267	0	-267
	Niederaussem K	941	911	-30
7494	Scholven C	345	280	-65
7495	Scholven D	184	0	-184
7583	GK West 2	318	238	-80
Summe				-2244

Erhöhung von Einspeiseleistungen

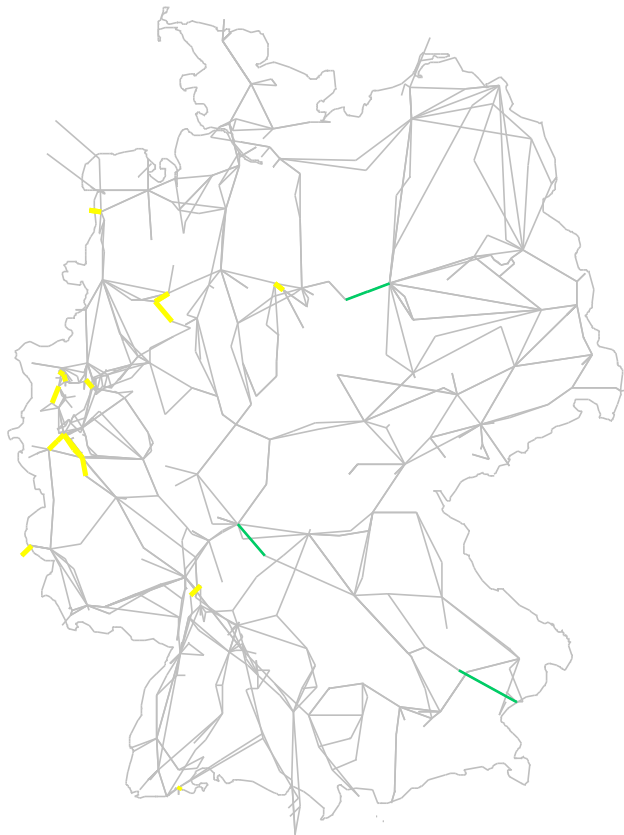
ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
	Staudinger 4	0	109	109
	Staudinger 4	109	582	473
	Staudinger 4	582	621	39
	Irsching 3	0	415	415
	KW Mainz 2	0	19	19
	KW Mainz 2	19	324	305
	GKM 3	0	170	170
	Walheim 1	0	96	96
	Walheim 2	0	148	148
	Marbach 2 GT	0	77	77
	Marbach 3 GT	0	34	34
	Marbach 3 GT	34	64	30
	Marbach 3 GT	64	85	21
	Marbach 3 DT	0	262	262
	Gesichertes Redispatchpotential in AT	0	45	45
Summe				2244

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

→ Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 2,2 GW durchgeführt

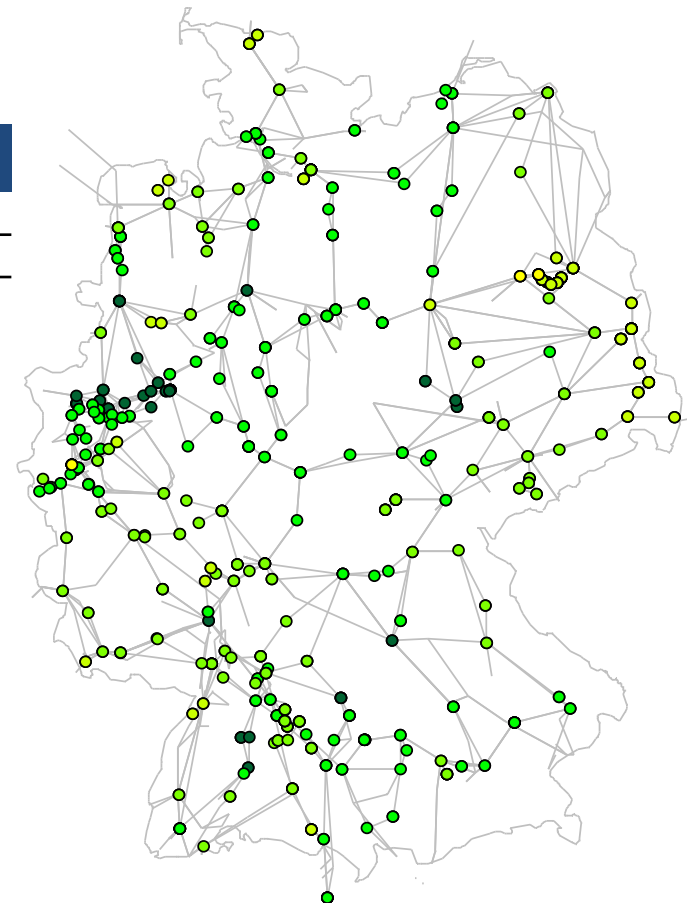
Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach konv. Redispatch und nach gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,6
gesicherter Redispatch	2,2
Summe	3,8

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



- Redispatch in Höhe von 3,8 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen und $U_{(n-1),\min} > 390$ kV erforderlich
→ Szenario erfordert Einsatz von gesichertem Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von **ca. 2,2 GW**

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Einordnung gegenüber Ergebnisse Winter 2013/14

	Bedarf an gesichertem Redispatchpotential
Winter 2013/14 (ohne Gasknappheit)	2,4 GW
Winter 2014/15	2,2 GW

- **Verbesserung der Netzsituation durch Änderungen in der Erzeugungsleistung. Im Vergleich zum Winter 2013/14 waren dies insbesondere:**
 - Erhöhte Erzeugungsleistung in Süddeutschland durch Inbetriebnahme von RDK8
 - Durch Inbetriebnahme neuer Kraftwerke in Norddeutschland (Moorburg und Wilhelmshaven) wird Erzeugungsleistung in NRW ersetzt
→ Verringerung der Lastflüsse NRW → Süddeutschland
 - Verbesserung der Redispatchfähigkeit unterlagerter Kraftwerke in Süddeutschland
- **Stillgelegte Kraftwerke in Süddeutschland werden als gesichertes Redispatchpotential berücksichtigt**
- **Höhere Regelleistungsvorhaltung in Süddeutschland aufgrund verbesserter Berücksichtigung**
→ **Tendenziell leichte Verbesserung der Netzsituation**

Szenario B1.1: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Zusammenfassung

▪ Marktsituation:

- Hoher Erzeugungsüberschuss in NRW und NL
- Sehr hohe Nachfrage aus Frankreich

▪ Netzsituation:

- Kritische Lastflüsse von NRW nach Süddeutschland
- Hohe Transite von NL nach FR durch BE führen zu starken Überlastungen
- Enge Abstimmung und Koordination mit BE und NL erforderlich
- Erhebliche netz- und marktbasierte Eingriffe erforderlich, da Übertragungsfähigkeiten für diese ungleichmäßige Erzeugungsverteilung nicht ausreichend
- Da Redispatchpotential aus sonst marktbasiert eingesetzter Kraftwerksleistung in Süddeutschland zur Beherrschung der Situation nicht ausreicht, ist Einsatz von Reservekraftwerken zwingend erforderlich

▪ Fazit:

- **Die Analysen zeigen ein kritisches, aber nicht unwahrscheinliches Szenario**
- **Zur Gewährleistung der Netzsicherheit sind etwa 2,2 GW gesichertes Redispatchpotential aus Reservekraftwerken erforderlich**
- **Markt sehr angespannt: Mit einer Verfügbarkeit von freien Kraftwerksreserven im Ausland für ungesicherten Redispatch ist nicht zu rechnen**
- **Sehr angespannte Netzsituation bei aufgezeigten betrieblichen Reserven stellt wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit dar**

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 A1.2: Maximale Windenergieeinspeisung

Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse

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



Szenario A1.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.)

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

- Auftreten zusätzlicher Überlastungen aufgrund Mehrfachfehlern gemäß EC**-Liste
- Beseitigung der aus EC**-Ausfällen resultierenden Leitungsüberlastungen erfordern weiteren gesicherten Redispatch
 - Als verfügbar unterstelltes gesichertes Redispatchpotential bereits nahezu ausgeschöpft

Szenario A1.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf zur Behebung von Leitungsüberlastungen
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Neuenhagen	56	11	-45
WEA	Stendal West	683	173	-510
WEA	Wustemark	746	376	-370
WEA	Bentwitsch	315	215	-100
WEA	Putlitz	219	169	-50
WEA	Flensburg	347	307	-40
7410	BoA 2 - Neurath F	1050	645	-405
7410	BoA 2 - Neurath F	645	525	-120
7420	Niederaußem - K	941	531	-410
7415	Niederaußem - D	297	237	-60
Summe				-2110

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
	gesichertes Redispatchpotential in AT	892	968	76
WEA	Rücknahme der WEA- Absenkung in Vierraden	70	360	290
	Bisher ungesicherter Redispatch*	0	709	709
	Bisher ungesicherter Redispatch*	709	749	40
	Bisher ungesicherter Redispatch*	749	1154	405
	Bisher ungesicherter Redispatch*	1154	1684	530
	Bisher ungesicherter Redispatch*	1684	1744	60
Summe Rücknahme WEA-Absenkung				290
Summe gesichertes Redispatchpotential				76
Summe bisher ungesicherter Redispatch				1744

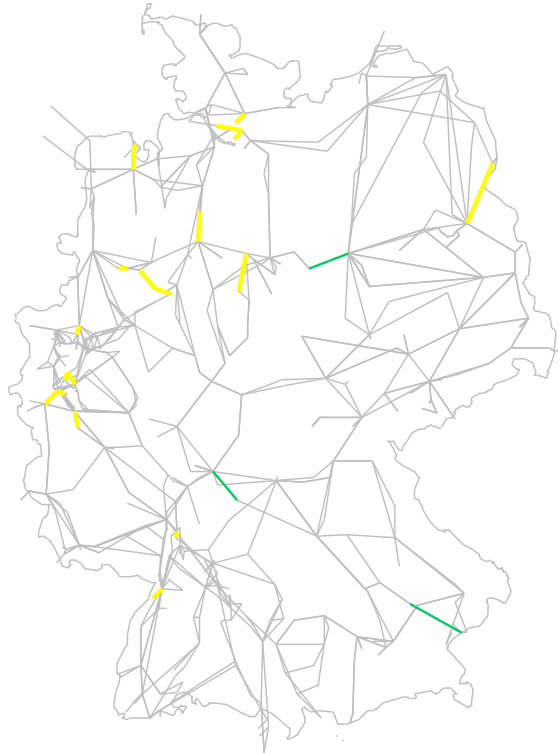
**Schwärzung
aufgrund von
Betriebs- und
Geschäfts-
geheimnissen**

➔ Zur Beherrschung der EC**-Ausfälle ist zusätzliches bisher ungesichertes Redispatchpotential in Höhe von ca. 1,7 GW erforderlich

* Vereinfachte Modellierung über Redispatch mit Italien
29.04.2014

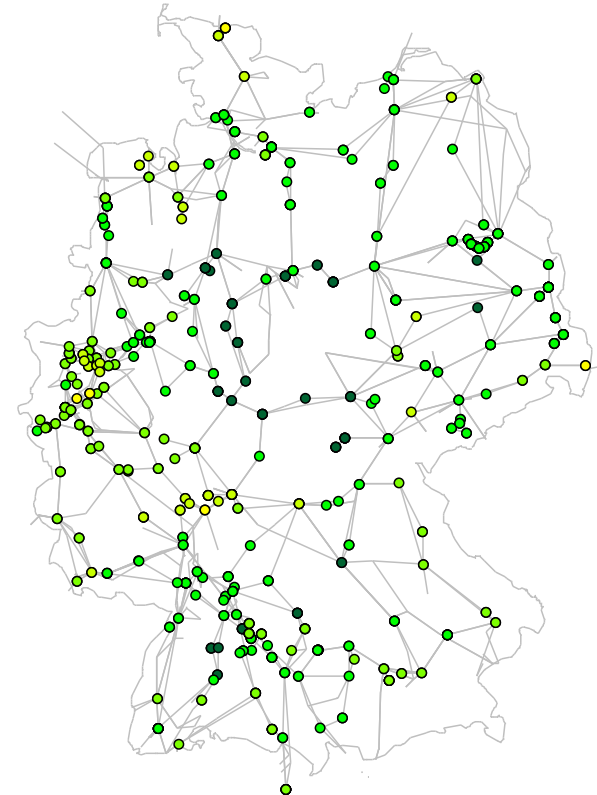
Szenario A1.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.) und weiterem bisher ungesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,3
konv. Redispatch	0,6
gesicherter Redispatch	3,2
Bisher ungesicherter Redispatch	1,7
Summe	12

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 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 380$ kV und Flussbegrenzung DE → PL erforderlich
- ➔ Bedarf an bisher ungesichertem Redispatchpotential: **ca. 1,7 GW**

Szenario B1.2: Keine Windenergieeinspeisung

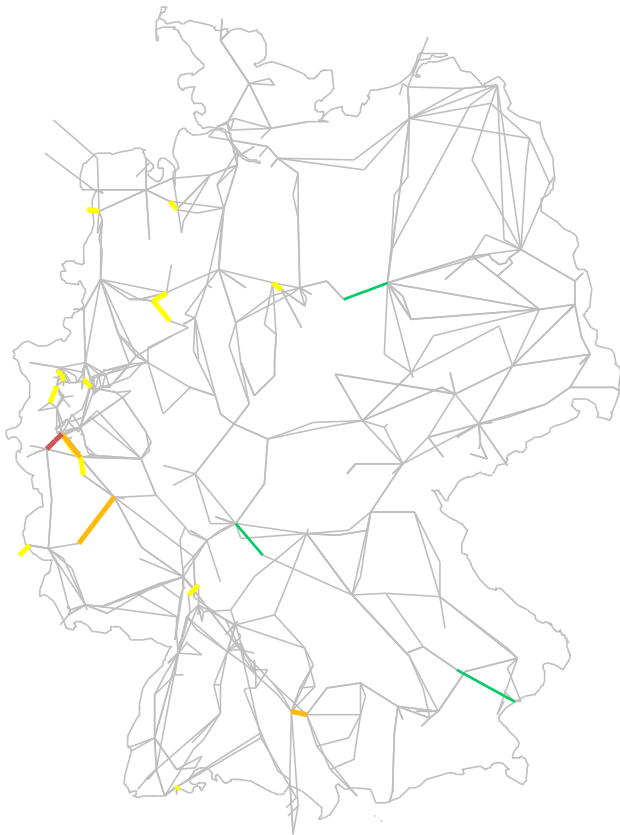
Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse

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



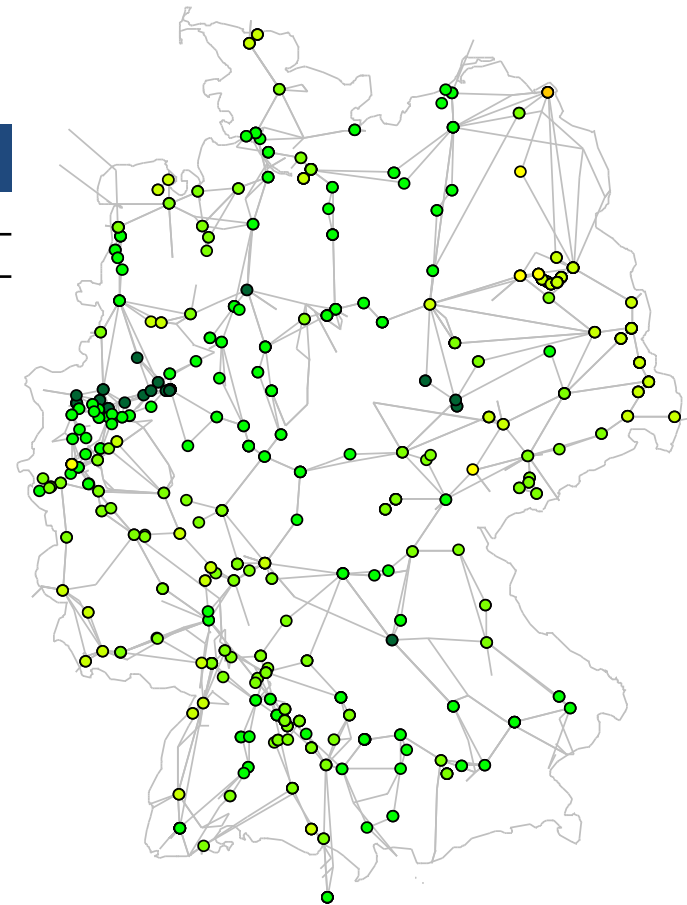
Szenario B1.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.)



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,6
gesicherter Redispatch	2,2
Summe	3,8

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



- ➔ Auftreten zusätzlicher Überlastungen aufgrund Mehrfachfehlern gemäß EC**-Liste
- ➔ Beseitigung der aus EC**-Ausfällen resultierenden Leitungsüberlastungen erfordern weiteren gesicherten Redispatch

Szenario B1.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
7420	Niederaussem K	911	410	-501
7419	Niederaussem H	618	598	-20
7408	Neurath D	601	591	-10
Summe				-531



Erhöhung von Einspeiseleistungen

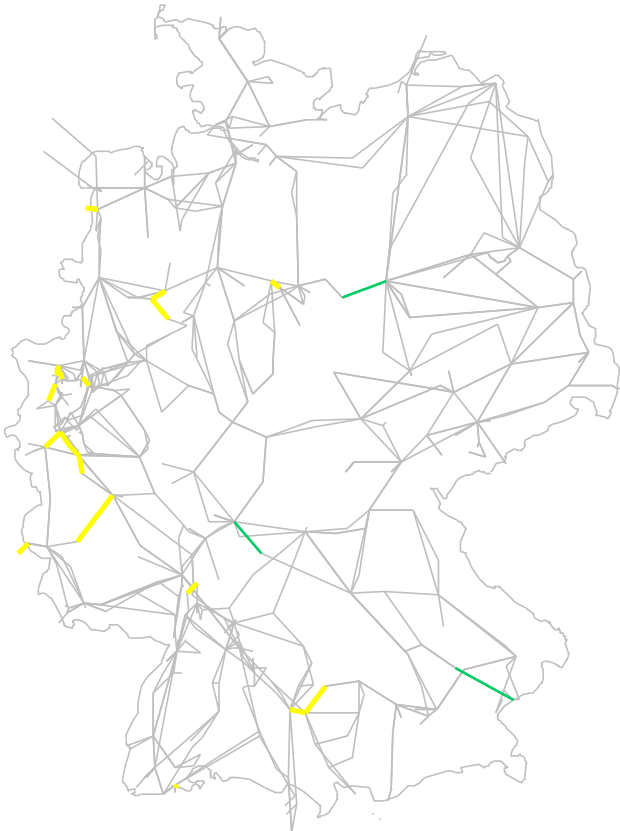
ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
	gesichertes Redispatchpotential in AT	45	576	531
Summe				531

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

➔ Zur Beherrschung der EC*-Ausfälle ist zusätzliches gesichertes Redispatchpotential in Höhe von ca. 530 MW erforderlich

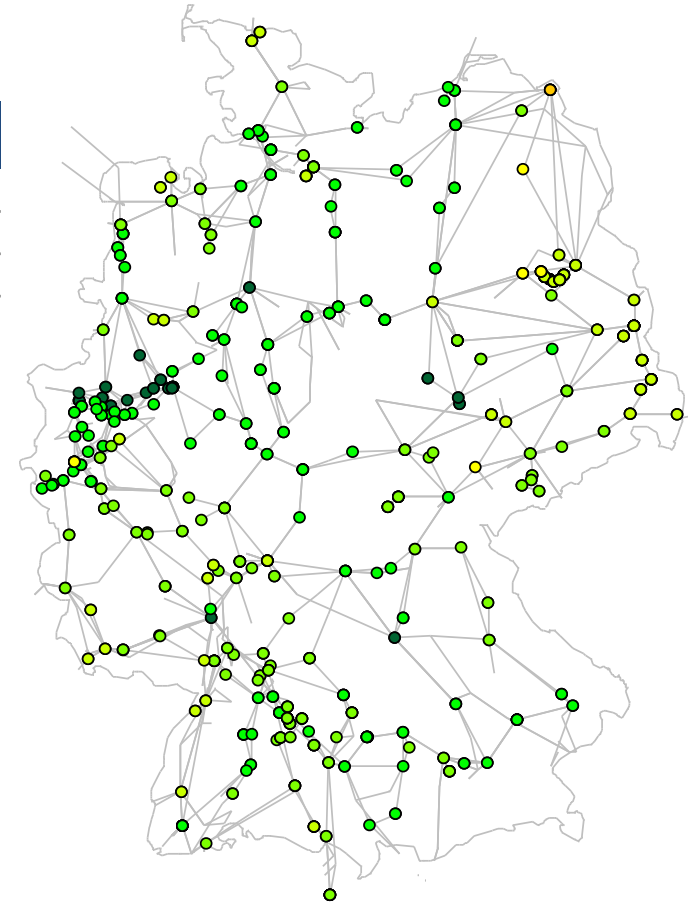
Szenario B1.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,6
gesicherter Redispatch	2,2
Weiterer gesicherter RD	0,5
Summe	4,4

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	



- ➔ Redispatch in Höhe von 4,4 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 380 \text{ kV}$
- ➔ Gesicherter Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 2,8 GW zur Beherrschung von Common-Mode und SS-Fehlern gemäß Exceptional Contingencies-List erforderlich

Sensitivitätsuntersuchung

Zusätzliche Nichtverfügbarkeit von KKW Grafenrheinfeld im Winter 2014/15

Szenario A2.1

WINTERWERKTAG 2014/15: MAXIMALE WINDENERGIEEINSPEISUNG

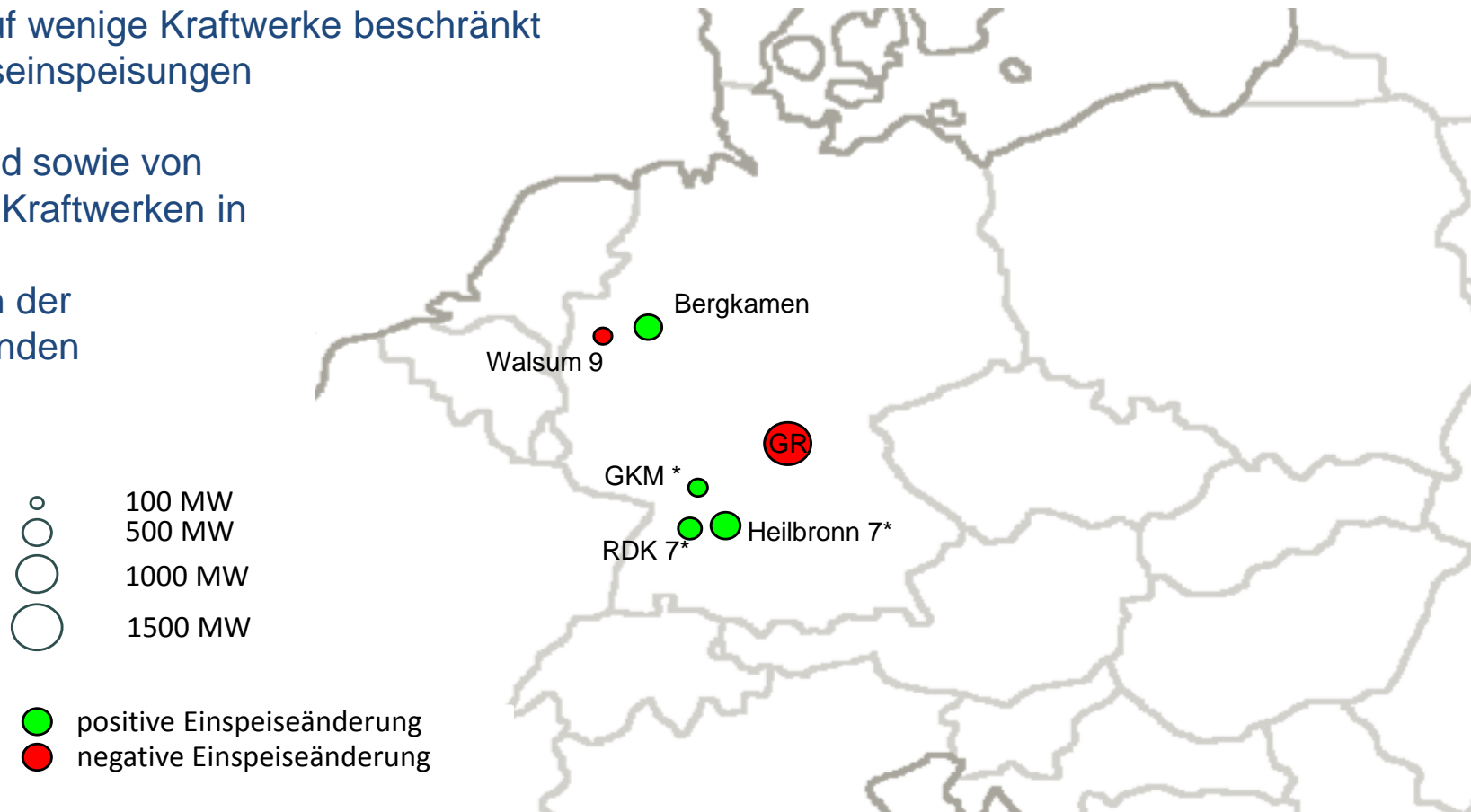
- Zusätzliche Nichtverfügbarkeit von KKW Grafenrheinfeld (KKG)



Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Änderungen Kraftwerkseinsatz gemäß Marktsimulation

- Änderungen im Marktsimulationsergebnis durch Wegfall von Grafenrheinfeld auf wenige Kraftwerke beschränkt
- Höhere Kraftwerkseinspeisungen insbesondere in Westdeutschland sowie von redispatchfähigen Kraftwerken in Süddeutschland
- Keine Änderungen der grenzüberschreitenden Handelsflüsse



Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Windabsenkung 50Hertz

- 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

WEA-Absenkung in 50Hertz	um [MW]
Bertikow	-185
Bentwisch	-79
Förderstedt	-175
Magdeburg	-83
Ragow	-304
Siedenbrünzow	-194
Vieselbach	-116
Wustermark	-350
Summe	-1486

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
4046	Heizkraftwerk Heilbronn - HLB 6	0	110	110
2258	Nord 2 - 2	70	225	155
2044	Zolling - Zolling Block 5	100	268	168
2015a	Gemeinschaftskraftwerk Irsching - 5	0	846	846
2026	Franken 1 - 2	0	207	207
Summe				1486

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Windabsenkung TenneT Nord

- 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

WEA-Absenkung in TTG	um [MW]
Flensburg	-396
Audorf	-210
Brunsbüttel	-90
Wechold	-28
Diele	-215
Niederlangen	-52
Voslapp	-140
Summe	-1131

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2026	Franken 1 - 2	207	440	233
2078c	Süd GT 62 - 2	68	115	47
2078b	Süd GT 60 - 2	68	115	47
2025	Franken 1 - 1	0	286	286
2075b	Süd GT3 - 1	68	98	30
2075c	Süd GT2 - 1	68	98	30
2102a	Kraftwerk Hausham - GT 1	0	23	23
2102b	Kraftwerk Hausham - GT 2	0	23	23
2102c	Kraftwerk Hausham - GT 3	0	23	23
2102d	Kraftwerk Hausham - GT 4	0	23	23
2119	Zolling - GT1 & GT2	0	46	46
4004	Rheinhafen-Dampfkraftwerk - RDK 4D	0	320	320
Summe				1131

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

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

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
Summe				-4201
8045	Schkopau - B	450	350	-100
8046	Schwarze Pumpe - A	767	565	-202
8047	Schwarze Pumpe - B	767	565	-202
8031	Jänschwalde - B	490	350	-140
8032	Jänschwalde - C	490	350	-140
8033	Jänschwalde - D	490	350	-140
8034	Jänschwalde - E	490	0	-490
8035	Jänschwalde - F	490	0	-490
8049	Braunkohlekraftwerk Lippendorf S	875	815	-60
8048	Lippendorf - R	890	0	-890
8037	Boxberg - N	489	0	-489
8039	Boxberg - Q	858	0	-858

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
Summe:				4201
davon SIV-Maßnahmen (40% des PRA):				1680
2024	Farge - Farge	0	161	161
FR	Blenod4	0	256	256
FR	Blenod3	0	256	256
4029	GKM - Block 8	150	366	216
2027	Heyden - 4	0	791	791
davon präventiver Redispatch (60% des PRA)				2521
detaillierte Auflistung s.n. Folie				

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Durchgeführte PRA-Maßnahmen

- Präventiver Redispatch in Süddeutschland:

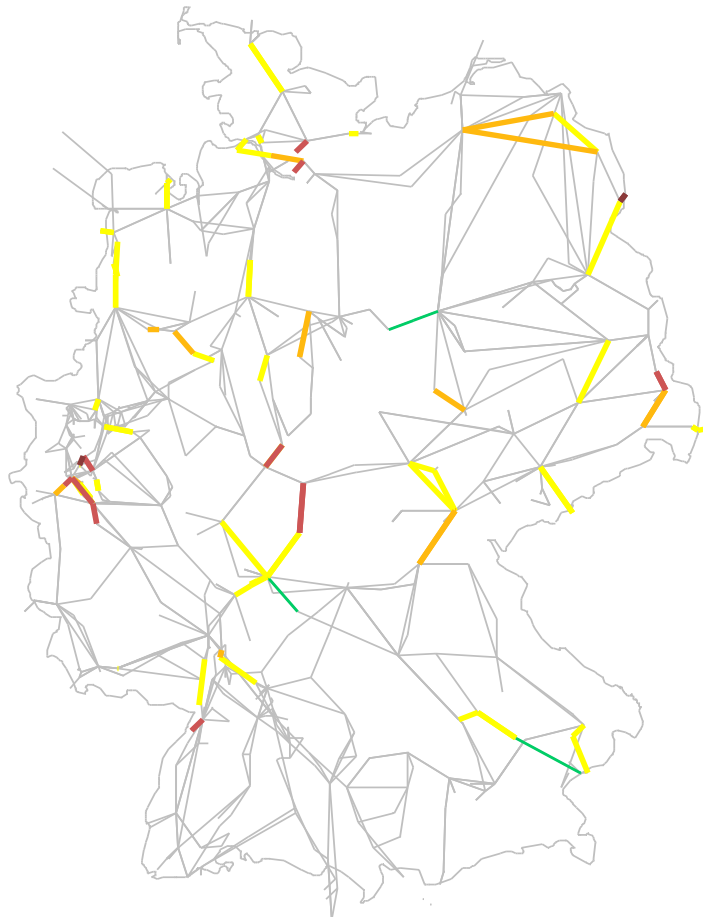
ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
4004	Rheinhafen-Dampfkraftwerk - RDK 4D	320	353	33
4002	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT E (solo)	0	65	65
4043	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT B	0	57	57
4089	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT18	0	23	23
4082	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT16	0	23	23
4088	Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster - MÜN GT17	0	23	23
4049	Kraftwerk Walheim - WAL GT D	0	136	136
4042	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT C	0	81	81
4001	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau - ALT GT A (Solo)	0	50	50
7162	Modellkraftwerk - MKV	0	179	179
7040	Kraftwerk Bexbach - BEX	0	721	721
7016	GTKW Darmstadt	0	95	95
2029	Ingolstadt - 4	0	326	326
2028	Ingolstadt - 3	0	326	326
4026	GKM - Block 7	0	283	283
4996	GKM - Block 4	0	100	100
Summe				2521

➔ Nahezu kein weiteres konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland verfügbar

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

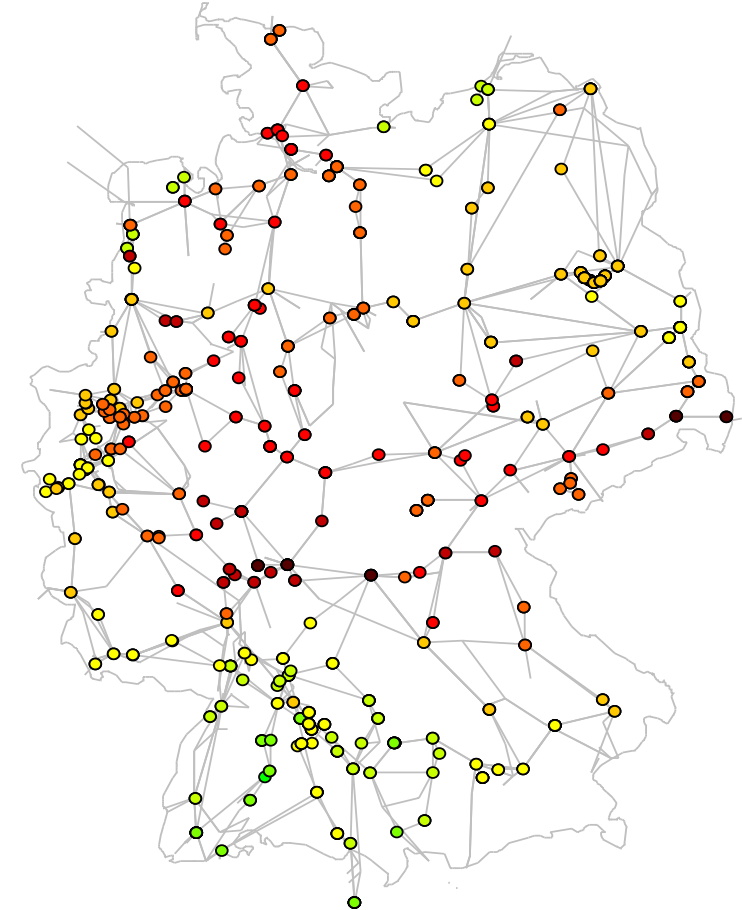
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach PRA, WEA-Absenkung und topologischen Gegenmaßnahmen



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
Summe	6,8

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 durchgeführt
- Sehr hohe Netzauslastung erfordert weitere umfangreiche Gegenmaßnahmen
- Konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland bereits nahezu ausgeschöpft

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Konventioneller innerdeutscher Redispatch

- Konventioneller Redispatch mit süddeutschen Kraftwerken zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Lehrte	415	378	-37
2033	Gemeinschafts-KW Kiel	250	160	-90
WEA	Flensburg	497	397	-100
Summe				-227

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
4026	GKM – Block 7	283	320	37
7251	Ibbenbüren – B	0	190	190
Summe				227

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

- Konventioneller Redispatch in Höhe von 0,2 GW durchgeführt
 - Davon 0,04 GW mit Kraftwerken in Süddeutschland
- Im Vergleich zu Szenario mit Einsatz Grafenrheinfeld 0,4 GW weniger konventioneller Redispatch, da GKM, RDK 7 und Heilbronn 7 bereits in Marktsimulation am Netz
- Verfügbares konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland damit vollständig ausgeschöpft

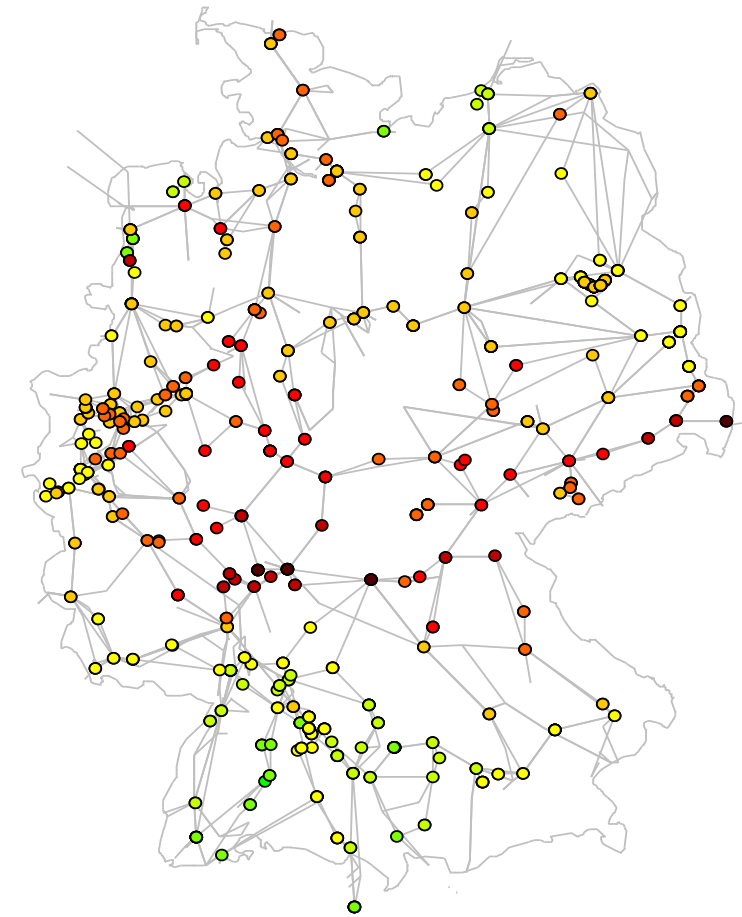
Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall nach PRA, WEA-Absenkung, topologischen Gegenmaßnahmen und konv. Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
konv. Redispatch	0,2
Summe	7,0

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	



- ➔ Konventionelles Redispatchpotential nicht ausreichend um Leitungsüberlastungen zu beseitigen
- ➔ Einsatz von gesichertem Redispatchpotential erforderlich

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

- Gesicherter Redispatch zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Itzehoe	520	470	-50
2033	Gemeinschafts-KW Kiel	160	0	-160
WEA	Pasewalk	364	344	-20
8046-47	Schwarze Pumpe – A & B	1130	767	-363
8043	KNG Kraftwerk Rostock – Rostock	508	204	-304
WEA	Vierraden	411	360	-51
WEA	Neuenhagen	591	56	-535
WEA	Bertikow	160	105	-55

weiterer gesicherter Redispatch siehe nächste Folie

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2041	Staudinger – 4	0	210	210
2041	Staudinger – 4	210	230	20
2031	Irsching - 3	0	363	363
2041	Staudinger - 4	230	622	392
2031	Irsching - 3	363	415	52
7814	Kraftwerk Mainz - KW2	0	324	324
4012	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - MAR III DT	0	177	177

weiterer gesicherter Redispatch siehe nächste Folie

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential

- Gesicherter Redispatch zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
8049	Braunkohlekraftwerk Lippendorf - LIP S	815	747	-68
8044	Schkopau - A	270	0	-270
WEA	Wustermark	831	546	-285
WEA	Ragow	457	257	-200
WEA	Hagenwerda	182	0	-182
WEA	Vierraden	360	70	-290
WEA	Siedenbrünzow	455	35	-420
WEA	Bertikow	105	18	-87
WEA	Güstrow	170	30	-140
WEA	Pasewalk	349	147	-202
WEA	Stendal West	683	383	-300
WEA	Schönewalde	431	431	0
WEA	Perleberg	229	129	-100
WEA	Graustein	161	61	-100
WEA	Bentwisch	315	115	-200
WEA	Eisenhüttenstadt	293	193	-100
WEA	Flensburg	396	246	-150
Summe				-4632

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
AT	Gesicherter Redispatch mit AT	0	968	968
4050	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach II GT		77	77
4051	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar - Marbach III GT (solo)	0	85	85
4997	GKM – Block 3	0	170	170
4052	Kraftwerk Walheim – WAL 2	0	148	148
4048	Kraftwerk Walheim – WAL 1	0	96	96
4014	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar – MAR III DT	177	262	85
IT	Bisher ungesicherter Redispatch mit IT	0	1465	1465
Summe				4632

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

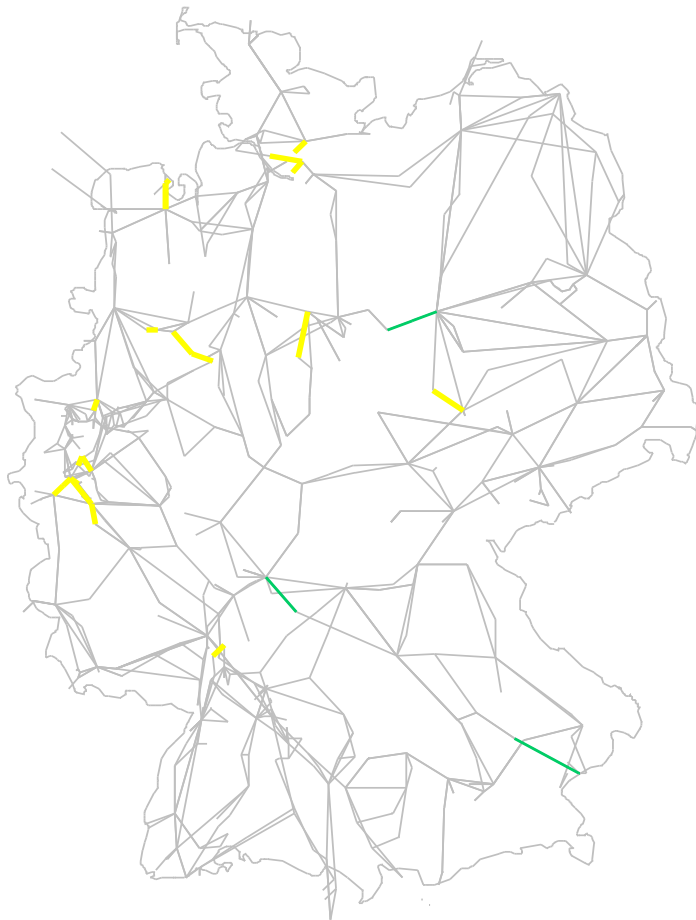
➔ Insgesamt Einsatz von gesichertem Redispatch in Höhe von **ca. 4,6 GW** erforderlich
(Vergleichswert bei Verfügbarkeit von Grafenrheinfeld: 3,1 GW)

➔ Bedarf übersteigt gesichertes Redispatchpotential um 1,5 GW

Szenario A2.1: Winterwerktag 2014/15: Maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

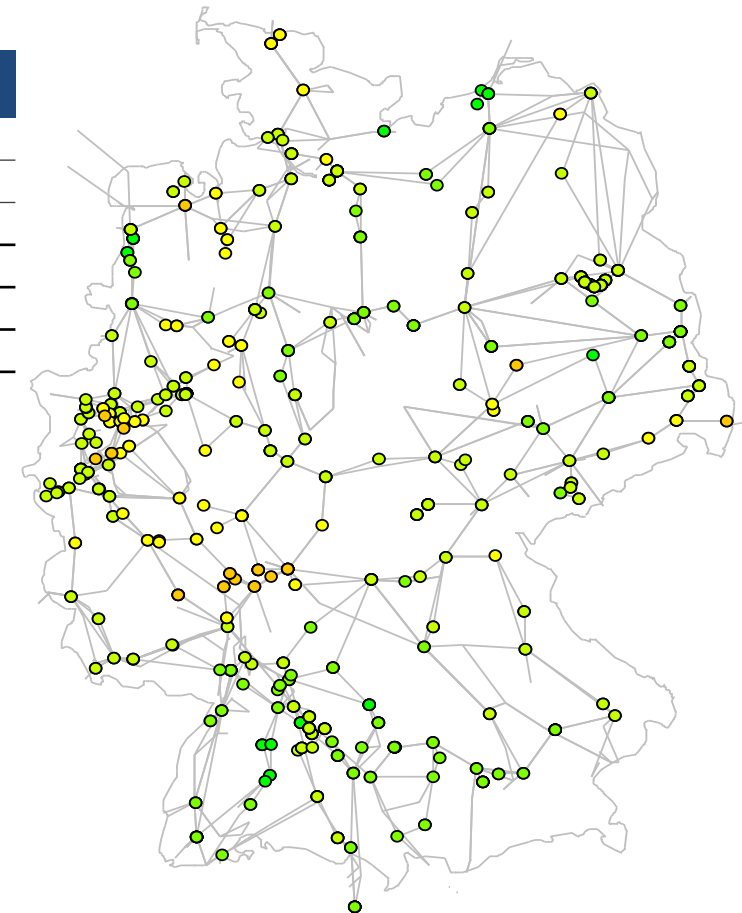
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach PRA, Windabsenkung, topologischen Gegenmaßnahmen, konv. Redispatch und gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,6
konv. Redispatch	0,2
gesicherter Redispatch	3,2
bisher ungesicherter RD	1,5
Summe	11,7

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 insgesamt 11,7 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 390$ kV und Flussbegrenzung DE → PL erforderlich
- Einsatz von gesichertem Redispatch in Höhe von **ca. 4,6 GW** erforderlich
- Bedarf übersteigt gesichertes Redispatchpotential um 1,5 GW

Szenario B2.1

WINTERWERKTAG 2014/15: KEINE WINDENERGIEEINSPEISUNG

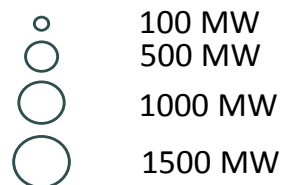
- Zusätzliche Nichtverfügbarkeit von KKW Grafenrheinfeld (KKG)



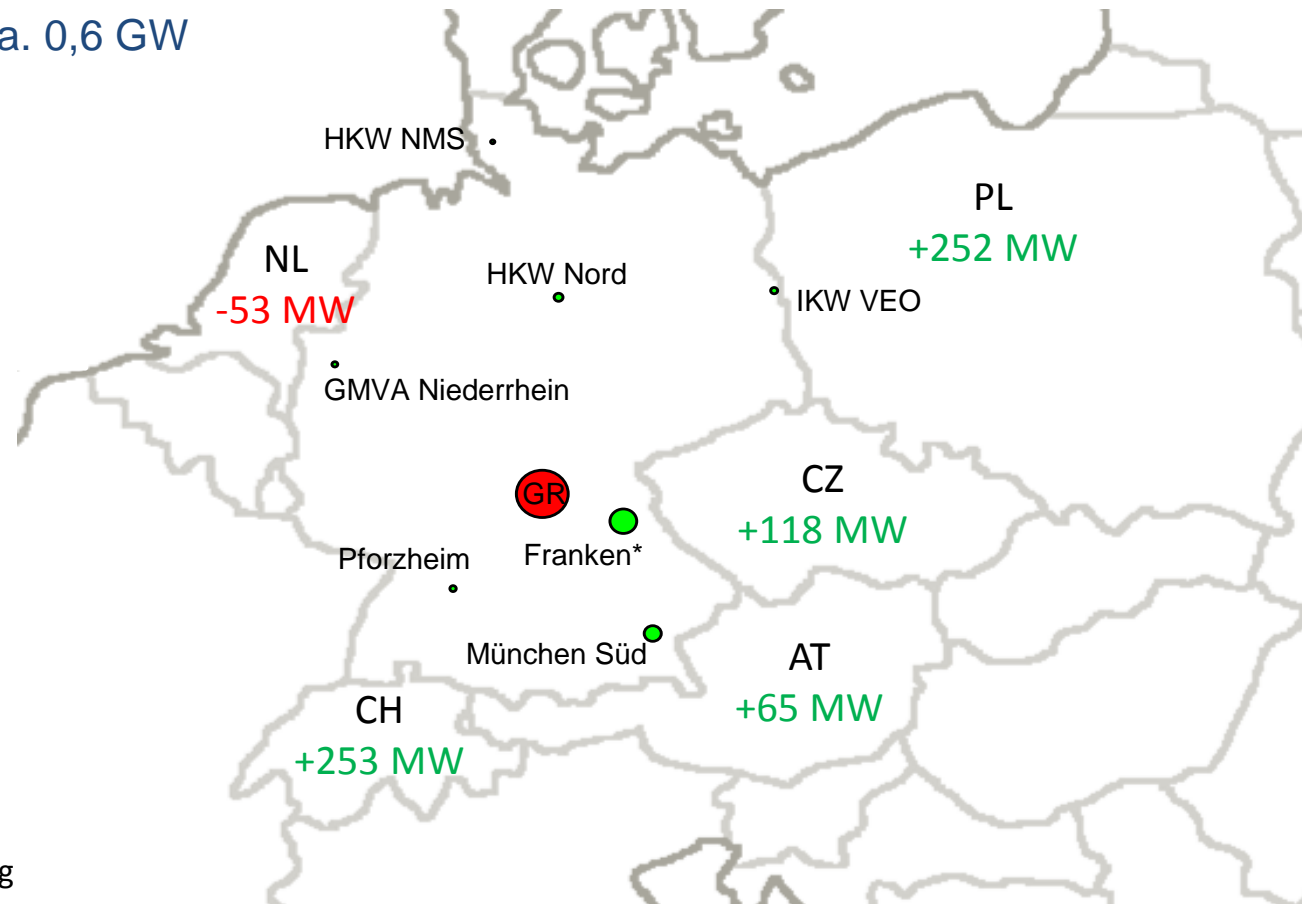
Szenario B2.1: Winterwerktag 2014/15: ohne WEA-Einspeisung ohne KKG

Änderungen Kraftwerkseinsatz gemäß Marktsimulation

- Änderungen im Marktsimulationsergebnis durch Wegfall von Grafenrheinfeld auf wenige Kraftwerke beschränkt
- Erhöhung des Imports von DE um ca. 0,6 GW auf ca. 1,6 GW
- Höhere Kraftwerkseinspeisungen insbesondere in südlichen und östlichen Nachbarländern sowie in Süddeutschland
- Geringe Bilanzänderung in NL aufgrund diskreter Ein-/Ausschaltoptionen



- positive Einspeiseänderung
- negative Einspeiseänderung



Szenario B2.1: Winterwerktag 2014/15: ohne WEA-Einspeisung ohne KKG

Konventioneller innerdeutscher Redispatch

- Konventioneller Redispatch zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
7410	BoA 2 - Neurath F	1050	813	-237
7411	BoA 3 - Neurath G	1050	473	-577
7496	Scholven E	345	150	-195
7495	Scholven D	345	184	-161
2034	Mehrum	690	580	-110
Summe				-1280

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
2026	Franken 1 - 2	340	440	100
2025	Franken 1 - 1	0	137	137
2025	Franken 1 - 1	137	286	149
2029	Ingolstadt - 4	0	386	386
2028	Ingolstadt - 3	0	42	42
2028	Ingolstadt - 3	42	386	344
7824	HKW Römerbrücke	61	73	12
2052	Huntorf	0	110	110
Summe				1280

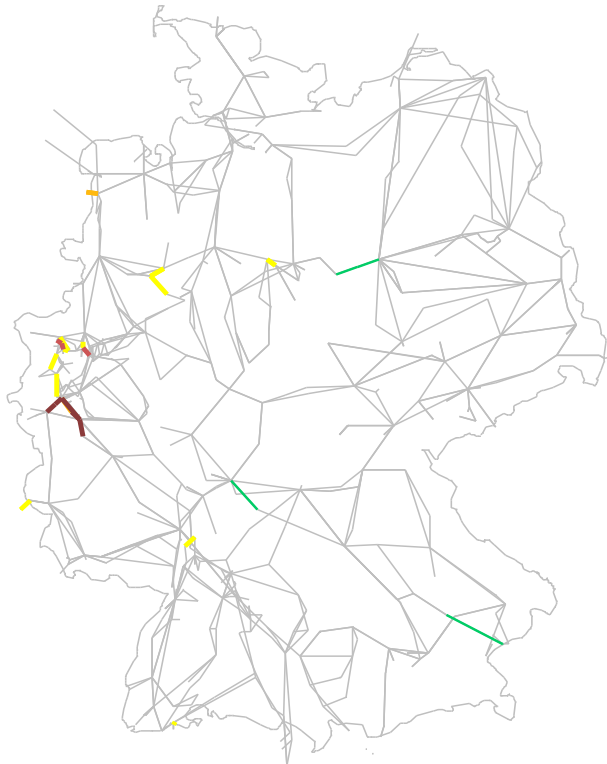
Schwärzung
aufgrund von
Betriebs- und
Geschäfts-
geheimnissen

- Konventioneller Redispatch in Höhe von 1,3 GW durchgeführt
 - Davon 1,2 GW mit Kraftwerken in Süddeutschland
- Im Vergleich zu Szenario mit Einsatz Grafenrheinfeld 0,3 GW weniger konventioneller Redispatch, da KW Franken 1-2 bereits in Marktsimulation mit 0,3 GW am Netz
- Regelleistung in Süddeutschland in Höhe von 1,0 GW thermisch vorgehalten

Szenario B2.1: Winterwerktag 2014/15: ohne WEA-Einspeisung ohne KKG

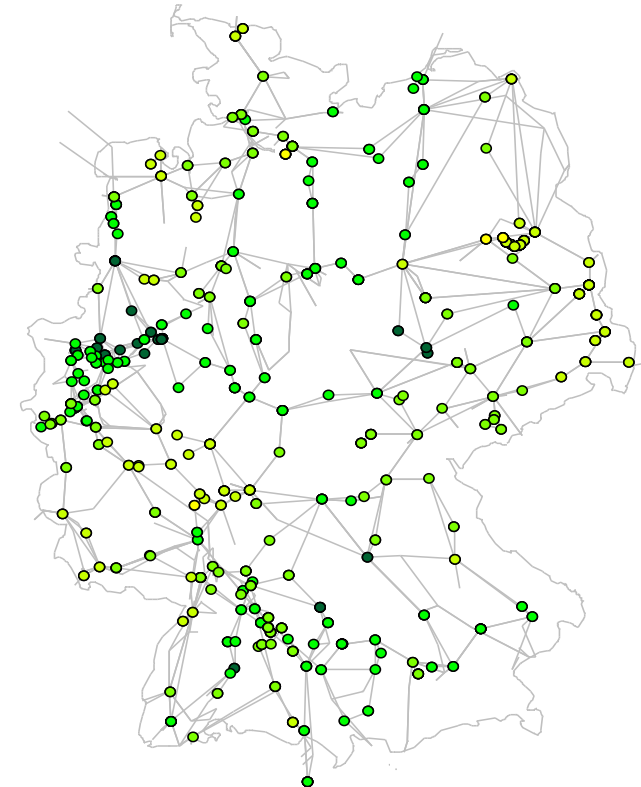
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach topologischen Gegenmaßnahmen und konv. Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,3
Summe	1,3

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	



- ➔ Hohe Überlastungen erfordern umfangreiche weitere Gegenmaßnahmen
- ➔ Kein konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland mehr verfügbar
- ➔ Insbesondere Überlastungen von Nord/West→Süd-Leitungen erfordern gesichertes Redispatchpotential

Szenario B2.1: Winterwerktag 2014/15: ohne WEA-Einspeisung ohne KKG

Bedarf an gesichertem Redispatch

- Gesicherter Redispatch zur Behebung von Netzengpässen

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
	Knapsack 20	430	0	-430
0548	Knapsack GT 12	266	133	-133
0548	Knapsack GT10	267	0	-267
7409	Neurath E	599	425	-174
7420	Niederaussem K	941	891	-50
7410	Neurath F	813	0	-813
7411	Neurath G	473	0	-473
7494	Scholven C	345	280	-65
7495	Scholven D	184	0	-184
7583	GKWest 2	318	238	-80
Summe				-2669

Erhöhung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
	Staudinger 4	0	622	622
	Irsching 3	0	208	208
	Irsching 3	208	382	174
	Irsching 3	382	415	33
	KW Mainz 2	0	324	324
	GKM 3	0	170	170
	Walheim 1+2	0	244	244
	Marbach 2+3 GT	0	92	92
	Marbach 2+3 GT	92	162	70
	Marbach 3 DT	0	262	262
	gesicherter Redispatch mit AT	0	141	141
	gesicherter Redispatch mit AT	141	470	329
Summe				2669

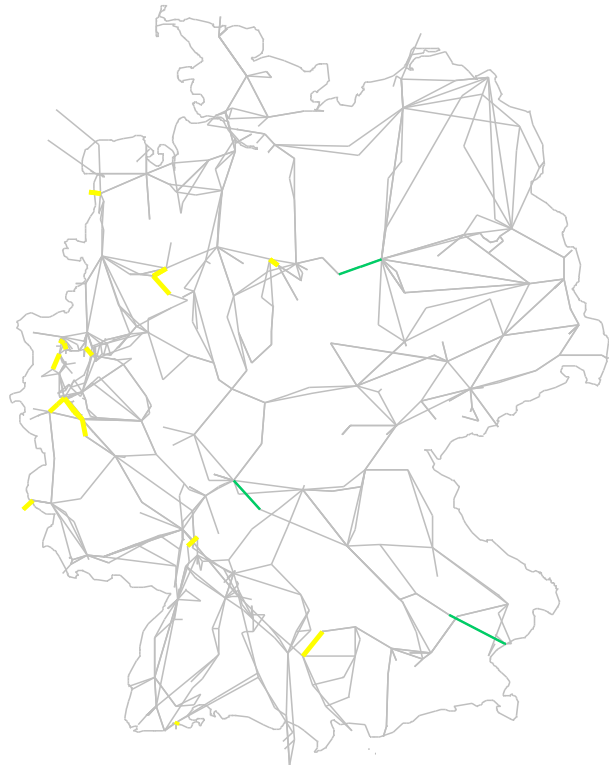
Schwärzung
aufgrund von
Betriebs- und
Geschäfts-
geheimnissen

➔ Insgesamt Einsatz von gesichertem Redispatchpotential in Höhe von **ca. 2,7 GW** erforderlich (Vergleich mit Grafenrheinfeld: 2,2 GW)

Szenario B2.1: Winterwerktag 2014/15: ohne WEA-Einspeisung ohne KKG

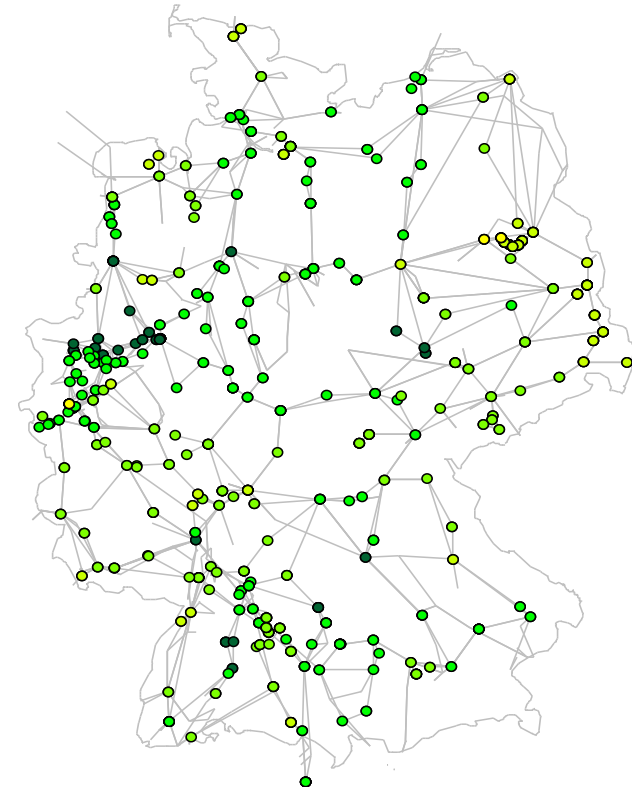
Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen im (n-1)-Fall

Nach topologischen Gegenmaßnahmen, konv. Redispatch und gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,3
gesicherter Redispatch	2,7
Summe	3,9

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 Freisaltungen	
Freisaltungen	



→ Redispatch in Höhe von insgesamt 3,9 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen,

$U_{(n-1),min} > 390 \text{ kV}$

→ Einsatz von gesichertem Redispatchpotential in Höhe von **ca. 2,7 GW** erforderlich

Szenario A2.2

WINTERWERKTAG 2014/15: MAXIMALE WINDENERGIEEINSPEISUNG

- **Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse**
 - Betrachtung von Common-Mode und Sammelschienenfehlern (exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung
- **Zusätzliche Nichtverfügbarkeit von KKW Grafenrheinfeld (KKG)**



Szenario A2.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.)

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

- ➔ Auftreten zusätzlicher Überlastungen aufgrund Mehrfachfehlern gemäß EC**-Liste
- ➔ Beseitigung der aus EC**-Ausfällen resultierenden Leitungsüberlastungen erfordern weiteren gesicherten Redispatch
 - Als verfügbar unterstelltes gesichertes Redispatchpotential bereits nahezu ausgeschöpft

Szenario A2.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf zur Behebung von Leitungsüberlastungen
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Neuenhagen	56	21	-35
7410	BoA 2 - Neurath F	1050	795	-255
7410	BoA 2 - Neurath F	795	525	-270
7420	Niederaußem - K	941	411	-530
7418	Niederaußem - G	592	512	-80
7419	Niederaußem - H	618	320	-298
7415	Niederaußem - D	297	207	-90
7182	Frimmersdorf - Q	278	158	-120
Summe				-1678

Erhöhung von Einspeiseleistungen

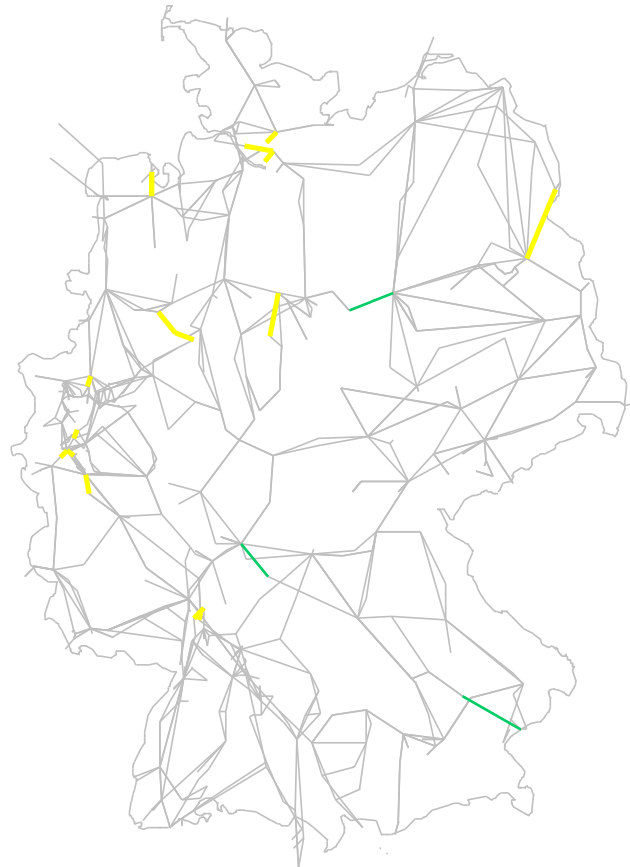
ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
WEA	Rücknahme der WEA- Absenkung in Vierraden	70	360	290
7813	Emsland – C2	0	151	151
	Bisher ungesicherter Redispatch*	1465	2114	649
	Bisher ungesicherter Redispatch*	2114	2582	468
	Bisher ungesicherter Redispatch*	2582	2702	120
Summe Rücknahme WEA-Absenkung				290
Summe Redispatch mit Nordeutschen Kraftwerken				151
Summe bisher ungesicherter Redispatch				1237

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

➔ Zur Beherrschung der EC**-Ausfälle ist zusätzliches bisher ungesichertes Redispatchpotential in Höhe von ca. 1,2 GW erforderlich

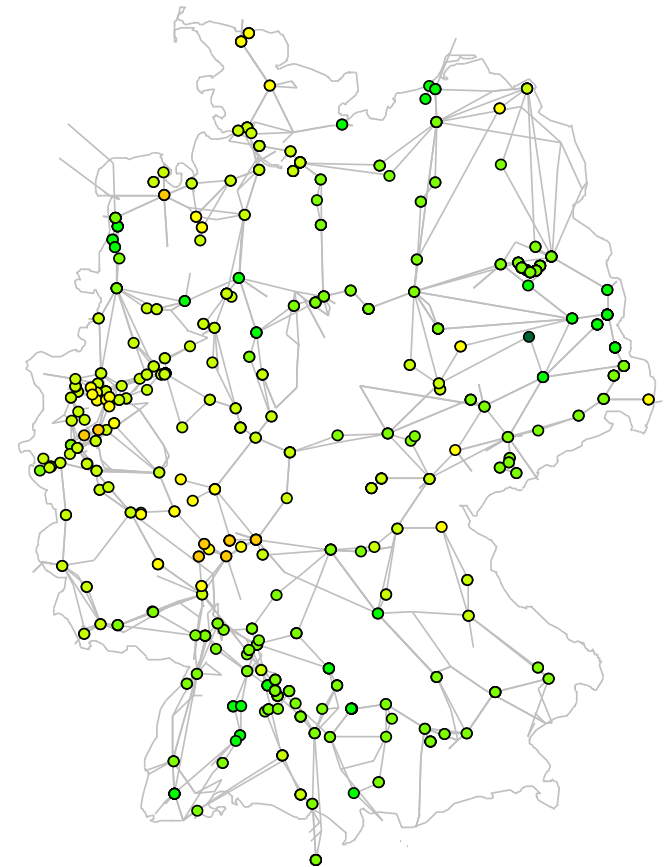
Szenario A2.2: Winterwerktag 2014/15: maximale WEA-Einspeisung ohne KKG

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.) und weiterem bisher ungesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
SIV	1,7
präventiver Redispatch	2,5
WEA-Absenkung	2,3
konv. Redispatch	0,4
gesicherter Redispatch	3,2
bisher ungesicherter RD	2,7
Summe	12,8

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 12,8 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 380$ kV und Flussbegrenzung DE → PL erforderlich
- ➔ Gesicherter Redispatch in Höhe von insgesamt 5,9 GW erforderlich
- ➔ Bedarf an bisher ungesichertem Redispatchpotential: **ca. 2,7 GW**

Szenario B2.2

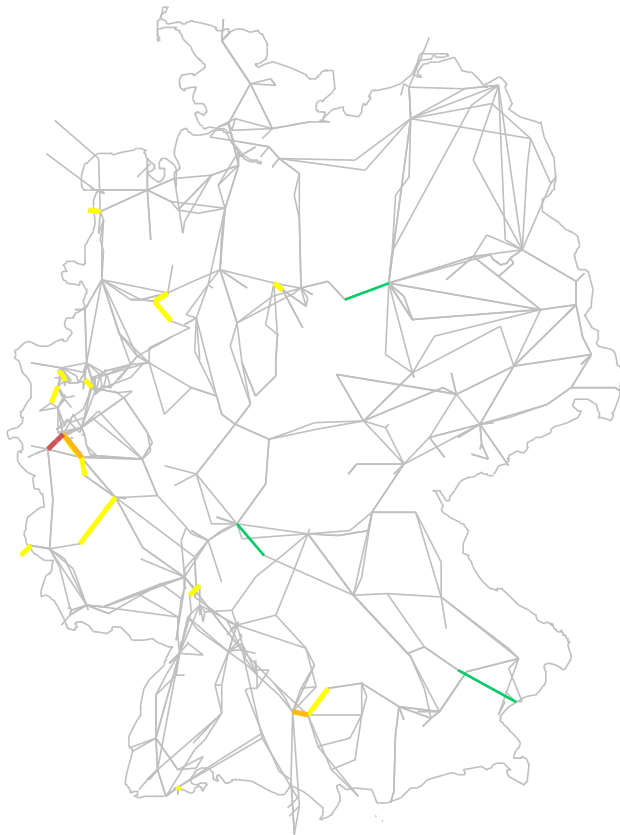
WINTERWERKTAG 2014/15: KEINE WINDENERGIEEINSPEISUNG

- **Bewertung außergewöhnlicher Fehlerereignisse**
 - Betrachtung von Common-Mode und Sammelschienenfehlern (exceptional contingency list) ergänzend zu (n-1)-Berechnung
- **Zusätzliche Nichtverfügbarkeit von KKW Grafenrheinfeld (KKG)**



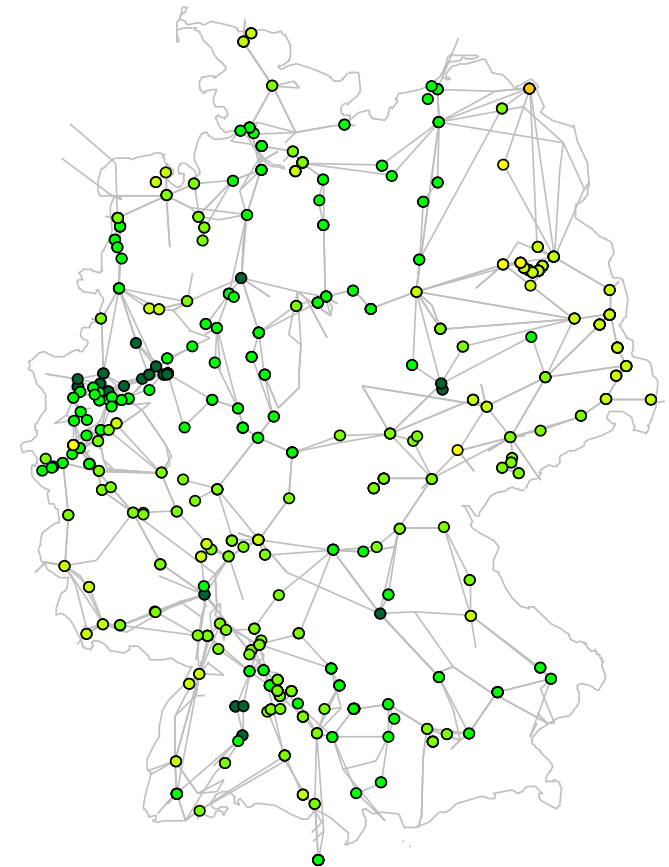
Szenario B2.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung ohne KKG

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch (gemäß Szenario ohne Exc.-Cont.)



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,3
gesicherter Redispatch	2,7
Summe	3,9

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



- Auftreten zusätzlicher Überlastungen aufgrund Mehrfachfehlern gemäß EC**-Liste
- Beseitigung der aus EC**-Ausfällen resultierenden Leitungsüberlastungen erfordern weiteren gesicherten Redispatch

Szenario B2.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung ohne KKG

Bedarf an gesichertem Redispatchpotential zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen

- Über konventionelles Redispatchpotential hinausgehender Redispatchbedarf
 - Modelliert über Redispatch mit für diese Untersuchungen als verfügbar unterstellten Reservekraftwerken

Reduzierung von Einspeiseleistungen

ÜNB-ID	Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
7420	Niederaussem K	891	410	-481
7418	Niederaussem G	592	582	-10
7494	Scholven C	280	260	-20
7409	Neurath E	425	390	-35
Summe				-546

Erhöhung von Einspeiseleistungen

Kraftwerk	von [MW]	nach [MW]	Differenz [MW]
gesicherter Redispatch mit AT	470	968	498
Bisher ungesicherter RD mit IT	0	48	48
Summe			546

**Schwärzung
aufgrund von
Betriebs- und
Geschäfts-
geheimnissen**

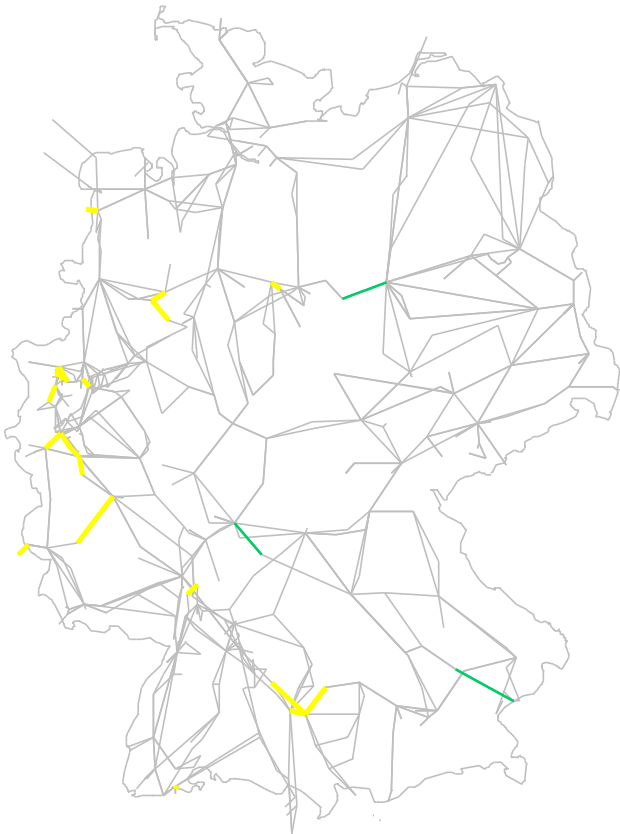
Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

➔ Zur Beherrschung der EC*-Ausfälle ist zusätzliches gesichertes Redispatchpotential in Höhe von ca. 550 MW erforderlich

- Bedarf an gesichertem Redispatchpotential übersteigt das vorhandene Potential um 0,05 GW

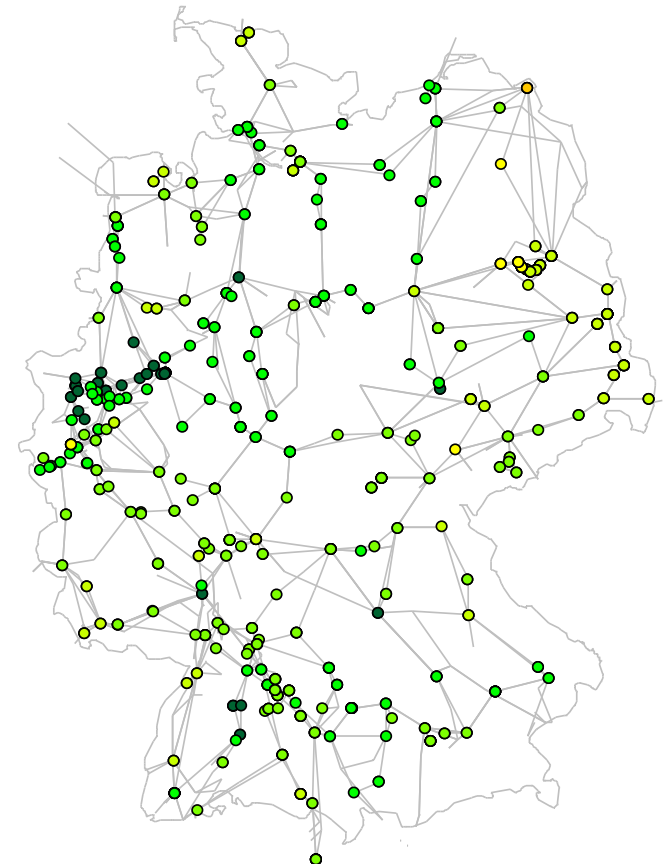
Szenario B2.2: Winterwerktag 2014/15: keine WEA-Einspeisung ohne KKG

Maximale Leitungsauslastungen und minimale Knotenspannungen nach (n-1)-, SS- und Mehrfachfehlern, nach topologischen Gegenmaßnahmen, nach gesichertem Redispatch



realisierter Redispatch	GW*
konv. Redispatch	1,3
gesicherter Redispatch	3,2
bisher ungesicherter RD	0,05
Summe	4,5

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 4,5 GW zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen, $U_{(n-1),min} > 380 \text{ kV}$
- ➔ Gesicherter Redispatch mit Reservekraftwerken in Höhe von 3,2 GW zur Beherrschung von Common-Mode und SS-Fehlern gemäß Exceptional Contingencies-List erforderlich
 - ➔ Bedarf an gesichertem Redispatchpotential übersteigt das vorhandene Potential um 0,05 GW

Agenda

-
- Aufgabenstellung und Zielsetzung
 - Vorgehensweise BA 2014
 - Eingangsparameter
 - Ergebnisse BA 2014
 - **Fazit / Ausblick**

Ergebnisübersicht

Szenario	Verbleibendes konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland	Eingesetzter gesicherter Redispatch	verbleibendes gesichertes Redispatchpotential*
Szenario A1.1 – max. WEA, hohe Last	0 GW	3,1 GW	0,1 GW
Szenario B1.1 – kein WEA, hohe Last	0 GW	2,2 GW	1,0 GW
Szenario A2.1 – max. WEA, hohe Last; ohne KKW Grafenrheinfeld	0 GW	4,6 GW	-1,5 GW
Szenario B2.1 – kein WEA, hohe Last, ohne KKW Grafenrheinfeld	0 GW	2,7 GW	0,5 GW

Ergebnisübersicht – Berücksichtigung Exceptional Contingencies

Szenario	Verbleibendes konventionelles Redispatchpotential in Süddeutschland	Eingesetzter gesicherter Redispatch	verbleibendes gesichertes Redispatchpotential*
Szenario A1.2 – max WEA, hohe Last	0 GW	4,9 GW	-1,7 GW
Szenario B1.2 – kein WEA, hohe Last	0 GW	2,8 GW	0,3 GW
Szenario A2.2 – max. WEA, hohe Last, ohne KKW Grafenrheinfeld	0 GW	5,9 GW	-2,7 GW
Szenario B2.2 – kein WEA, hohe Last, ohne KKW Grafenrheinfeld	0 GW	3,2 GW	0 GW

Sensitivitätsuntersuchung

Nichtverfügbarkeit KKW Grafenrheinfeld (KKG)

- **Stilllegung von KKG für Frühjahr 2015 angezeigt**
 - Bei bis dahin auftretenden Störungen Reparatur ggf. unwirtschaftlich
 - Möglicher Streckbetrieb mit verminderter Leistungseinspeisung im Winter 14/15
- ➔ **Erhöhtes Risiko einer eingeschränkten Verfügbarkeit von KKG bereits im Winter 14/15**
- ➔ **Sensitivitätsuntersuchung zur Auswirkung auf den Reserve-KW-Bedarf**

Szenario A2.1: Winterwerktag mit maximaler Windenergieeinspeisung

- Gemäß Marktsimulation wird KKG durch Kraftwerke in Nord/West- und Süddeutschland ersetzt
 - Keine Änderungen der grenzüberschreitenden Handelsflüsse
- Erhebliche Verschärfung der Netzsituation durch höhere Erzeugungsleistung in Norddeutschland und Verminderung des konventionellen Redispatchpotentials in Süddeutschland
- ➔ **Bedarf an gesichertem Redispatchpotential: 4,6 GW (gegenüber 3,1 GW mit KKG)**
- Bei zusätzlicher Berücksichtigung von EC steigt Bedarf auf 5,9 GW (4,9 GW mit KKG) an

Szenario B2.1: Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung

- Gemäß Marktsimulation wird KKG insbesondere in südlichen und östlichen Nachbarländern und teilweise in Süddeutschland ersetzt
- Verschärfung der Netzsituation durch Erhöhung des Leistungsdefizits in Süddeutschland
- ➔ **Bedarf an gesichertem Redispatchpotential: 2,7 GW (gegenüber 2,2 GW mit KKG)**
- Bei zusätzlicher Berücksichtigung von EC steigt Bedarf auf 3,2 GW (2,8 GW mit KKG) an

➔ **Vorzeitige Stilllegung von KKG führt zu erheblicher Verschärfung der Netzsituation und Steigerung des Bedarfs an gesichertem Redispatchpotential um bis zu 1,5 GW**

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 gesichertem Redispatchpotential 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
 - Common-Mode- und Sammelschienenfehler sind nicht unwahrscheinlich und erfordern erhebliche ungesicherte grenzüberschreitende Gegenmaßnahmen
 - Auftritt mehrerer Common-Mode-Fehler in letzten Jahren
 - Risiko weiterer ungeplanter Betriebsmittel- und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten mit ggf. erheblichen Auswirkungen auf die Systemsicherheit

Fazit

- **Alle betrachteten Szenarien erfordern erhebliche Gegenmaßnahmen durch die ÜNB bei geringen verbleibenden betrieblichen Sicherheitsreserven**
- **Unter Annahme heutiger Marktbedingungen zeigen Berechnungen erheblichen Bedarf an gesichertem Redispatchpotential in Höhe von 3,1 GW* bei Berücksichtigung von (n-1)-Ausfällen und bis zu 4,9 GW* bei Berücksichtigung von Exceptional Contingencies**
 - Der Bedarf übersteigt das in den Analysen unterstellte gesicherte Redispatchpotential um bis zu 1,7 GW
- ➔ **In kritischen Situationen ist wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit zu befürchten**
 - Gesichertes Redispatchpotential nur mit langen Vorlaufzeiten einsetzbar, was zu weiterer Verschärfung der Netzsituation führen kann
 - ➔ Erhöhte Wahrscheinlichkeit für Notmaßnahmen wie z.B. Lastabschaltungen
 - ➔ Erhöhtes Risiko für Großstörungen
- ➔ **Sichere Beherrschung zu erwartender kritischer Situationen erfordert umfangreiche Maßnahmen**
 - Vorhaltung von gesichertem Redispatchpotenzial im In- und Ausland
 - und/oder Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der Grenze DE/AT mit Fokus auf die Vermeidung von volkswirtschaftlich nicht mehr vertretbaren, übermäßigen Redispatch zum „Countertrading“ des Exports
 - Flankierend dazu präventive vorbörsliche Reduzierung der Erzeugung nördlich der „engpassbehafteten“ Regionen als Notfallinstrument in seltenen Fällen

Anhang

Voranalyse zur Bestimmung der kritischen WEA-Erzeugung im Szenario A

Szenarienauswahl

■ Analyse mittels Varianten zu 100%, 93%, 86%*, 79% der max. WEA-Erzeugung

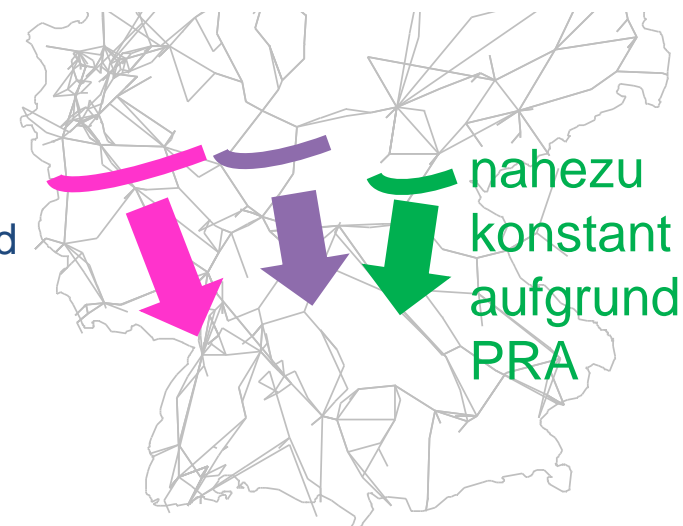
- Durchführung von PRA-Maßnahmen zur Vermeidung von Überlastungen auf 50Hertz-Kuppelleitungen
- lokale WEA-Absenkung zur Vermeidung von Überlastungen der HöS/HS-Transformatoren
- Aktivierung aller redispatchfähigen verfügbaren KW in Süddeutschland

■ Bewertungskriterium: Verbleibender Nord→Süd-Fluss

- Geringe WEA-Einspeisung führt zu höheren Flüssen von NRW→Süddeutschland
- Gleichzeitig Verringerung der Flüsse auf mitteldeutschen Nord→Süd-Leitungen

→ Insgesamt nur sehr geringfügige Unterschiede

→ Verwendung des 100% Szenarios



Lastflüsse auf 380- und 220-kV-Nord-Süd-Leitungen

WEA	→	→	→	Σ
100%	4,62 GW	4,04 GW	3.19 GW	11,85 GW
93%	4,62 GW	4,10 GW	3,18 GW	11,90 GW
86%	4,64 GW	4,07 GW	3,17 GW	11,88 GW
79%	4,68 GW	4,03 GW	3,18 GW	11,89 GW

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

- Nichtverfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland
- **3,9 GW**

Schwärzung aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

→ Nichtverfügbare Kraftwerksleistung in Norddeutschland
→ **4,5 GW**