

# (t+3)-Bedarfsanalysen ResKV – 2013

Ergebnisse

26.09.2013



# INHALTSANGABE

- Executive Summary
- Übersicht Analysen
- Methodik
- Eingangsparameter
- Marktsimulation
- Netzmodell
- Netznutzungsfälle
- Ergebnisse (t+3)-Analysen

# EXECUTIVE SUMMARY

## Eingangsdaten und Randbedingungen

- HöS-Netztopologie für den Winter 2015/16 unter Berücksichtigung von Nachbar-Übertragungsnetzen und unterlagerten 110-kV-Verteilnetzen
  - Fall 1: Netzausbaustand gemäß NEP 2013
  - Fall 2: Verzögerter Netzausbau
- Konvent. Kraftwerkspark gemäß BNetzA-Kraftwerksliste und Abstimmung mit BNetzA vom 08.05., 27.06. und 25.07.2013
- EEG-Leistungen auf Basis des Trendszenarios der Mittelfristprognose der deutschen ÜNB für 2015
- Bis 2015 als stillgelegt angenommene konventionelle Kraftwerke stehen im Regelfall\* als potenzielle Reserve-Kraftwerke zur Verfügung (→ keine Teilnahme am Energiemarkt)
- Einspeisefälle als Jahrgang (8.760 h/a) aus der Marktsimulation (unter Berücksichtigung von Last- und Verlustzeitreihen)
- NTC-Annahmen entsprechen den heutigen Werten, welche auch für 2015 unterstellt wurden (u. a. einheitliches Marktgebiet DE/AT)

\* Ausnahmen: erloschene Betriebsgenehmigung

## Übersicht der analysierten Netznutzungsfälle (NNF)

- Identifizierte NNF gem. Marktmodellergebnis im Basisszenario
  - Stunde 4011
  - Stunde 4258
  - Stunde 7455
- Variation des Netzausbaus
  - Fall 1: Netzausbau gem. EnLAG-Monitoring
  - Fall 2: verzögerter Netzausbau
- Weitere Varianten für die Stunde 7455 des Basisszenarios
  - Einführung NTC AT – DE
  - Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung

## Beurteilungskriterien

- Analyse von systemrelevanten Ausfallsituationen
  - Einfachausfälle von Betriebsmitteln und Kraftwerken
  - Exceptional Contingencies (Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler)
- Schrittweise Ableitung der erforderlichen Maßnahmen zur Engpassbehebung
  - Im Betrachtungszeitraum als realisierbar eingeschätzte netzseitige Abhilfemaßnahmen (z. B. Topologieänderung, Zubeseilung, Q-Kompensation)
  - Redispatch zwischen konventionellen im Markt befindlichen Kraftwerken
  - EEG-Einspeisemanagement im Norden, Redispatch mit am Markt teilnehmenden konventionellen Kraftwerken
  - EEG-Einspeisemanagement im Norden, Einsatz von Reservekraftwerken im Süden
  - EEG-Einspeisemanagement im Norden, Einsatz von freier Kraftwerksleistung im südlichen Ausland
  - Etwaige Verschiebungen im bereits verschobenen Kraftwerkseinsatz aufgrund lokaler Engpässe

## Grenzen der Modellierung und der Untersuchungsmethodik (I)

- Ermittlung der Netznutzungsfälle

Die im Rahmen der (t+3)-Bedarfsanalysen betrachteten Netznutzungsfälle wurden auf Basis einer Jahreslastganglinie von Einspeisungen, Lasten und Austauschbilanzen mit den Nachbarländern als Ergebnis einer Marktsimulation ermittelt. Hierbei wurden potenziell kritische Netznutzungsfälle empirisch anhand von Auffälligkeiten von Stromkreisauslastungen und Knotenspannungen in einer Grundfalllastflussrechnung ((n-0)-Situation) für eine nähere Betrachtung ((n-1)-Ausfallsimulationsrechnungen) ausgewählt. Weder die Marktsimulation noch das empirische Auswahlverfahren stellen sicher, dass tatsächlich die potenziellen worst-case-Situationen im Betrachtungszeitraum erfasst werden. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Netzsituationen auftreten, in denen der in vorliegenden Analysen ermittelte Redispatchbedarf zur Gewährleistung der Systemsicherheit nicht ausreicht.

- Netznutzungsfall „Winterstarklast ohne Wind“

In den (t+1)-Bedarfsanalysen wurde in einem solchen Netznutzungsfall ein sehr hoher Redispatchbedarf identifiziert, der in der Nähe des dimensionierenden Falles liegt. Aus der Marktsimulation und der empirischen Fallauswahl konnte mit der verwendeten Methodik (s.o.) kein analoger Fall für die (t+3)-Analysen abgeleitet werden. Dieser Umstand ist auffällig und entspricht auch nicht den betrieblichen Erfahrungen der Vergangenheit. Dies bedarf daher weiterer Aufmerksamkeit für zukünftige (t+3)-Untersuchungen, weil in einem solchen Fall davon auszugehen ist, dass im Ausland weniger Redispatchpotenzial verfügbar ist. Zudem würde eine NTC-Begrenzung im Fall geringer Exporte oder Leistungsimporten keine Wirkung entfalten.

## Grenzen der Modellierung und der Untersuchungsmethodik (II)

- Überprüfung der Netzsicherheit von Netzen Dritter

Die (t+3)-Bedarfsanalysen umfassen die Ermittlung von Maßnahmen für die Gewährleistung der Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes. Die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf Netze Dritter (benachbarte europäische Übertragungsnetze und unterlagerte deutsche Verteilnetze) und die Einhaltung der Netzsicherheit in diesen Netzen wurden im Rahmen der Bedarfsanalysen nicht untersucht. Ebenso haben bislang keine Abstimmungen mit diesen Netzbetreibern zu den Untersuchungsergebnissen stattgefunden.

- Ausgleich der Netzverluste

Bei der Ermittlung des Redispatchbedarfs wurde der positive Redispatchbedarf (Leistungssteigerungen eines Kraftwerks) anteilig zum negativen Redispatchbedarf (Leistungsreduzierung eines Kraftwerks) angesetzt. Allerdings kommt es im Kontext der Einspeiseverlagerung zu einer signifikanten Reduzierung der Netzverluste gegenüber dem Ausgangszustand (Ergebnis der Marktsimulation). Es bedarf weiterer Analysen, in welchem Umfang diese Netzverlustreduzierungen als weiteres „Einsparpotenzial“ bei der Redispatchbedarfsermittlung Berücksichtigung finden können.

## Grenzen der Modellierung und der Untersuchungsmethodik (III)

- **Exceptional Contingencies (Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler)**  
Die Beurteilung von zusätzlichem Redispatchbedarf zur Beherrschung von Exceptional Contingencies wurde in den (t+3)-Analysen aus zeitlichen Gründen bislang nicht durchgeführt.
- **Stichtag der Eingangsdaten**  
Die Eingangsdaten der (t+3)-Bedarfsanalysen basieren auf der Kenntnislage der ÜNB zum 08.05.2013 und wurden mit der BNetzA abgestimmt. Im Nachgang gewonnene Erkenntnisse zu aktuellen Entwicklungen konnten in der Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Berücksichtigung finden.

## Ergebnisse (I)

- Der dimensionierende NNF 7455 der (t+3)-Bedarfsanalyse ist eine Starkwindsituation mit einem erheblichen Überschuss im Handelssaldo Deutschlands von rd. 8,4 GW.
- Grundlage der Bestimmung des notwendigen Redispatch- und Reservekraftwerks-Bedarfs ist dabei der NNF 7455 mit Betrachtung der **Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung**, da die Stunde 7455 sich in allen Untersuchungen als bedarfs-dimensionierend erwiesen hat und in der Sensitivität die aktuellsten Entwicklungen berücksichtigt worden ist.
- Die Höhe des notwendigen Redispatch- und Reserve-Kraftwerksbedarfs wird maßgeblich durch das Vorhandensein der Südwestkuppelleitung (3. Abschnitt) von Altenfeld (50Hertz) nach Redwitz (TenneT) bestimmt.
- Die erforderlichen Markteingriffe in Süddeutschland und dem benachbarten Ausland zur Beherrschung von Netzengpässen im Fall 2 (verzögerter Netzausbau) betragen rd. **10,1 GW**, davon entfallen auf:
  - Redispatch in Süd-Deutschland: rd. 5,3 GW
  - Einsatz von Reserve-Kraftwerken in Süd-Deutschland: rd. 2,9 GW
  - Redispatch im Ausland (AT): rd. 1,9 GW<sup>1),2)</sup>
- Eine Anrechnung der gesamten Netzverlustreduzierung auf das Redispatchpotential kann aufgrund der angewandten Methodik nicht erfolgen. Ein Anteil von 400 MW verbleibt.
- Zusätzlich besteht das Risiko der Nichtverfügbarkeit eines großen Reserve-Kraftwerkes das bisher im Reservebedarf nicht abgebildet ist.

1) inkl. eines Anteils für den Ausgleich von Netzverlusten i. H. v. 400 MW

2) Wird teilweise durch bereits kontrahierte Kraftwerke gedeckt

## Ergebnisse (II)

- Die für den Zeitraum Winter 2015/16 durchgeführten (t+3)-Bedarfsanalysen zeigen auf, dass über den Redispatch von Marktkraftwerken und den Einsatz aller potenziellen Reservekraftwerke in Süddeutschland hinaus, zusätzlicher Bedarf an Einsatz von Kraftwerksleistung aus dem südlichen Ausland von rd. 1,9 GW zur Gewährleistung der Systemsicherheit besteht.
- Im Rahmen der Bedarfsanalysen wurde dieser Bedarf durch Redispatch mit dem südlichen Ausland (AT) gedeckt. Gegenstand der Bedarfsanalysen war dabei ausschließlich die Bestimmung des netztechnisch notwendigen Bedarfs. Die Fragen der Bedarfsbeschaffung wurden in diesem Kontext nicht behandelt.
- Zur Bedarfsdeckung stehen mehrere Optionen zur Verfügung:
  - Gesicherte Beschaffung im Ausland
  - Neubau von Systemkraftwerken in Süddeutschland
  - Begrenzung des Handels mit Nachbarländern durch Einschränkung der NTC's bzw. Einführung eines NTC's für den Export nach Österreich
  - Eine Kombination der vorgenannten Optionen

## Ergebnisse (III)

- Ermittlung des Gesamtbedarfs an Reservekraftwerksleistung:
  - Einsatz von Reservekraftwerken: 2.900 MW
  - Redispatch mit dem Ausland (AT)\*: 1.900 MW

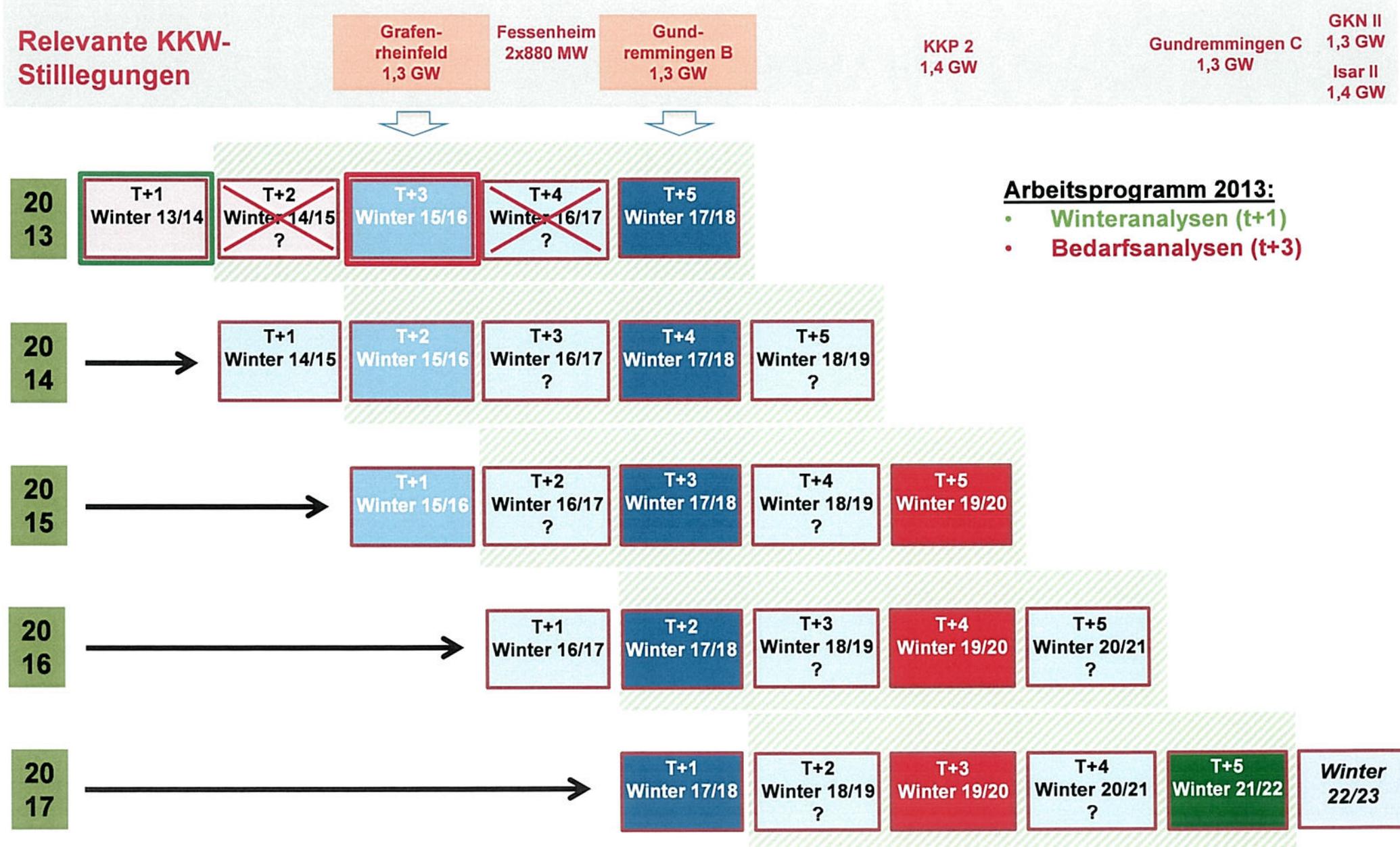
---

  - **Gesamtbedarf: 4.800 MW**

\* inkl. eines Anteils für den Ausgleich von Netzverlusten i. H. v. 400 MW

# ÜBERSICHT ANALYSEN

# Prozess der Bedarfsanalysen



# METHODIK

## Methodik / Beurteilungskriterien (t+3)-Bedarfsanalysen 2013 (I)

### 1. Untersuchungsgegenstand

- Übertragungsnetz DE
  - Inkl. Berücksichtigung ausländischer Nachbar-Übertragungsnetze und unterlagerter 110-kV-Netze (Ist-Netze plus bekannte Entwicklungen)
- Definierte Netztopologien für den Untersuchungszeitraum
  - Ist-Netz Ende 2013 plus identifizierter Netzausbau NEP 2013 für einen
    - Fall 1: konformer Netzausbau zum Onshore- und Offshore-NEP 2013 und
    - Fall 2: Netzausbau unter Berücksichtigung von Projektverzögerungen
- Untersuchungszeitraum
  - t+3a (Winter 2015/16 → Abbildung als Szenario für das Jahr 2015)
- Last- und Einspeisefälle als Jahresgang (8.760 h/a) für v. g. Untersuchungszeitraum
  - Auswahl und Analyse relevanter Netznutzungsfälle (diese für t+3a ggf. auch außerhalb des Winterhalbjahres)

### 2. Systemsicherheitsrelevante Ausfallsituationen

- Ausfall (Einfachausfall bzw. Common-Mode-Ausfall) hoch belasteter Haupttransportachsen bzgl. Leistungsfluss, Spannungshaltung bzw. Stabilität
- Ausfall (Einfachausfall) exponierter Blindleistungsanlagen im Übertragungsnetz bzgl. Spannungshaltung bzw. Stabilität
- Ausfall (Einfachausfall) einzelner Kraftwerke in kritischen Netzregionen bzgl. Leistungsfluss, Spannungshaltung bzw. Stabilität. Ansatz einer Ausfallwahrscheinlichkeit entsprechend einschlägiger Statistiken für die in Betrieb befindlichen KW.
- Ausfall einzelner Sammelschienen in kritischen Netzregionen bzw. in Schwerpunktanlagen bzgl. Leistungsfluss, Spannungshaltung bzw. Stabilität
- Fallweise Kombinationen von Einfachausfällen von Netzbetriebsmitteln bzw. Ausfallkombinationen einzelner Netzbetriebsmittel mit Kraftwerken bzgl. Leistungsfluss, Spannungshaltung bzw. Stabilität

### 3. Schrittweise Analyse der erforderlichen Maßnahmen

1. Ermittlung kritischer, systemsicherheitsrelevanter Netzbetriebsmittel und Kraftwerke
2. Aufzeigen anwendbarer bzw. kurzfristig realisierbarer netzseitiger Abhilfemaßnahmen\*, z.B.
  - Änderungen der Netztopologie
  - Beeinflussung von Wirkleistungsflüssen
  - Anwendung witterungsbedingt zulässiger höherer Stromtragfähigkeiten bei grundsätzlicher Eignung der betreffenden Betriebsmittel und netzbetrieblicher Umsetzbarkeit
3. Aufzeigen ggf. mittelfristig realisierbarer netzseitiger Abhilfemaßnahmen\*, z.B.
  - Zubeseilung/Stromkreisaufgabe bzw. Stromkreisverstärkung (z.B. HTLS, TAL)
  - Zubau von Kompensationsanlagen (Phasenschieber, Drosseln, MSCDN, SVC)
4. Markteingriffe in den Kraftwerkseinsatz
5. Einsatz von KW im Ausland und/oder Einschränkung von Transiten vom/ins Ausland
6. Ermittlung von Reserve-KW

\* Im Betrachtungszeitraum t+3 sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen, über die für diesen Zeitraum bereits im Zuge anderweitiger Untersuchungen (z. B. Netzentwicklungsplan) identifizierten und in Umsetzung befindlichen Projekte hinaus nur sehr bedingt realisierbar.

# EINGANGSPARAMETER

## Grundsätzliches

- Soweit nicht anders vermerkt, liegen den (t+3)-Bedarfsanalysen die Eingangsparameter zum Kraftwerkspark und zum Netzausbauzustand zugrunde, die in den Gesprächen mit BMWi/BNetzA am 08.05.2013 und 27.06.2013 von den ÜNB vorgestellt worden sind.
- Umgang mit Kraftwerken, die im Betrachtungszeitraum als stillgelegt angenommen werden:
  - Grundsätzlich keine Teilnahme am Energiemarkt – kein Einsatz dieser Kraftwerke im Rahmen der Marktsimulation
  - Stehen als potenzielle Reservekraftwerke zur Verfügung, sofern im Einzelfall nicht anders vermerkt

## Kraftwerkspark – Annahmen\* zu Stilllegungen in Süddeutschland bis 2015\*\*

Kraftwerk	Block	P_netto	Bemerkung
Summe		4.944	

\* unverbindl. Aussagen KW-Betreiber; Altersstruktur von Kraftwerken, öffentl. verfügbare Informationen (u. a. BNetzA-Liste)

\*\* umfasst die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz) und (Süd-)Hessen, Kraftwerke > 50MW

## Kraftwerkspark – Annahmen\* zu Stilllegungen außerhalb Süddeutschland bis 2015\*\*

Kraftwerk	Block	P_netto	Bemerkung
<b>Summe</b>		<b>2.875</b>	

\* unverbindl. Aussagen KW-Betreiber; Altersstruktur von Kraftwerken, öffentl. verfügbare Informationen (u. a. BNetzA-Liste)

\*\* umfasst die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz) und (Süd-)Hessen, Kraftwerke > 50MW



## Kraftwerkspark – Annahmen\* zu Inbetriebnahmen außerhalb Süddeutschland bis 2015\*\*

Kraftwerk	Block	P_netto
<b>Summe</b>		<b>7.272</b>

\* Aktuelle Sachlage zu Anschlussbegehren; öffentl. verfügbare Informationen (u. a. BNetzA-Liste)

\*\* umfasst die Bundesländer außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz) und (Süd-)Hessen, Kraftwerke > 50MW

## Änderungen des Kraftwerksparks im benachbarten Ausland

- **Nachbar-TSOs wurden abgefragt, Rückmeldungen erhalten aus**
  - Niederlande
  - Luxemburg
  - Frankreich
- **Kraftwerkspark wurde entsprechend Rückmeldungen aktualisiert**

### Hinweis:

- Durch den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE hatten die ÜNB zunächst die Information erhalten, dass zum 01.01.2016 beide Blöcke des KKW Fessenheim abgeschaltet werden. Diese wurden daher in den ersten Szenarien der Bedarfsanalysen als nicht vorhanden betrachtet.
- Die BNetzA äußerte im Gespräch mit den ÜNB am 25.07.2013, dass seitens der französischen Regulierungsbehörde CRE anderslautende Angaben gemacht würden und bat die ÜNB, um Berücksichtigung des KKW Fessenheim bei den Analysen.
- Auf erneute Rückfrage der ÜNB bei RTE wurde die frühere Aussage zurückgezogen. Eine Anpassung der Modellierung war auf Grund des fortgeschrittenen Untersuchungsstands zunächst nicht mehr möglich, jedoch im Nachgang in der „Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung“ berücksichtigt.

## NTC-Werte 2015 in MW

Festlegung für Bedarfsanalysen (t+3)*		
Land	von D	nach D
SE		
DK-W		
DK-O		
NL		
FR		
CH		
AT**		
CZ		
PL		

\* NTC-Werte aus Sicht von DE, evtl. weitergehende Restriktionen der Nachbar-TSOs können nicht ausgeschlossen werden

\*\* Einheitliches Marktgebiet DE/AT: es wird kein NTC vorgegeben (Ausnahme in separatem NNF 7455 „mit NTC-Limitierung“)

## Netzausbau (t+3) – NEP-Startnetz – Leitungen (I)

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme (realisiert im Fall 1)	Hohes Verzögerungsrisiko (noch nicht realisiert im Fall 2)
50HzT-001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach - Altenfeld - Redwitz (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2)	Vieselbach - Altenfeld	
		Altenfeld - Redwitz	
50HzT-003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow Vierraden – Krajnik	
AMP-001	Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe	Netzverstärkung Wehrendorf - St. Hülfe	
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Netzverstärkung Punkt Ackerstraße - Punkt Mattlerbusch	
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	Netzverstärkung Mittelbexbach - St. Barbara Netzverstärkung Hanekenfähr - Punkt Walstedde	
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Netzverstärkung Punkt Walstedde - Uentrop	
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hagedorn - Ibbenbüren	
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hambüren	
		Netzverstärkung Punkt Gaste - Lüstringen	
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Netzverstärkung Gütersloh - Punkt Friedrichsdorf - Bielefeld	
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Netzverstärkung Mengede - Punkt Wanne	
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Netzverstärkung Punkt Fellerhöfe - St. Tönis	
		Netzverstärkung St. Tönis - Punkt Hüls-West Netzverstärkung Ufort - Osterath	
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Netzverstärkung Kriftel - Punkt Obererlenbach	

## Netzausbau (t+3) – NEP-Startnetz – Leitungen (II)

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme (realisiert im Fall 1)	Hohes Verzögerungsrisiko (noch nicht realisiert im Fall 2)
TTG-004	Trassenoptimierung und -neubau: Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)	Redwitz - Grafenrheinfeld	
TTG-005	Trassenoptimierung: Neubau 380-kV-Leitung Kassø – Hamburg/Nord – Dollern	Hamburg/Nord - Dollern	
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe - Niederstotzingen und Dellmensingen - Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöfe - Niederstotzingen	
		Dellmensingen - Niederstotzingen	
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach – Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach - Hüffenhardt	
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach-Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach - Neckarwestheim	
		Neckarwestheim - Mühlhausen	
		Neckarwestheim - Mühlhausen - Endersbach	
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herberlingen, Mast 224A)	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal - Punkt Forst	

## Netzausbau (t+3) – NEP-Startnetz – Spannungshaltung

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme (realisiert im Fall 1)	Hohes Verzögerungsrisiko (noch nicht realisiert im Fall 2)
AMP-021	Netzausbau in Wehrendorf zur Blindleistungskompensation	MSCDN-Anlage Wehrendorf	
TTG-012	Spannungshaltung	Kompensationsspule Dipperz	
		Kompensationsspule Grafenrheinfeld	
		Kompensationsspule Bechterdissen	
		Kompensationsspule Grohnde	
		MSCDN-Anlage Raitersaich	
		MSCDN-Anlage Borken	
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250 Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	MSCDN-Anlage Goldshöfe	
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100 Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	Kompensationsspule Höpfingen	
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250 Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	MSCDN-Anlage Engstlatt	

## Netzausbau (t+3) – NEP-Zubaunetz – Leitungen

Projekt- nummer	Projektname	Maßnahmen- nummer	Einzelmaßnahme (realisiert im Fall 1)	Hohes Verzögerungsrisiko (noch nicht realisiert im Fall 2)
P25	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze	M42a	Brunsbüttel – Barlt	
P59	Netzverstärkung Bärwalde – Schmölln	M59	Bärwalde - Schmölln	
P67	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	M67	Abzweig Simbach	

## Netzausbau (t+3) – Nicht-NEP-Maßnahmen

Betriebsmittel	Standort	Hohes Verzögerungsrisiko (noch nicht realisiert im Fall 2)
Spulen	Barlt, Dipperz (eine weitere), Sottrum (2x), Ganderkese, Redwitz, Grafenrheinfeld (eine weitere), Eltmann, Pleinting, Schwandorf	
MSCDN	Redwitz, Sottrum, Stadorf, Bechterdissen, Würgau, Grohnde, Karben, Großkrotzenburg, Pleinting, Schwandorf	

# MARKTSIMULATION

## Eingangsdaten der Marktsimulation

- **Konventionelle Kraftwerke:**

- KW-Liste der BNetzA unter Abstimmung mit den Ferngasnetzbetreibern und Angaben aus der Systemführung
- Erweiterung der blockscharfen Abbildung um relevante Kraftwerke der deutschen Nachbarländer

- **Erneuerbare Energien:**

- Installierte Leistung für 2015 aus dem Trendszenario der Mittelfristprognose<sup>1</sup> der ÜNB
- Regionalisierung entsprechend der Methodik des NEP 2013

- **Wetterjahr 2007** (Verwendung auch im NEP 2012 und 2013)

- **Abgestimmte NTC** mit den deutschen Nachbarländern

- **Last:** genehmigte Zahlen<sup>2</sup> aus dem Szenariorahmen des NEP 2013

⇒ **Zielfunktion:** Minimierung der Erzeugungskosten

### FAZIT:

**Die Ermittlung der Eingangsdaten und die Berechnungsmethodik sind im Wesentlichen identisch mit denen im Netzentwicklungsplan.**

<sup>1</sup> Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken

<sup>2</sup> Nettostrombedarf: 535,4 TWh und Jahreshöchstlast: 84,0 GW (inkl. Verluste im Verteilnetz)

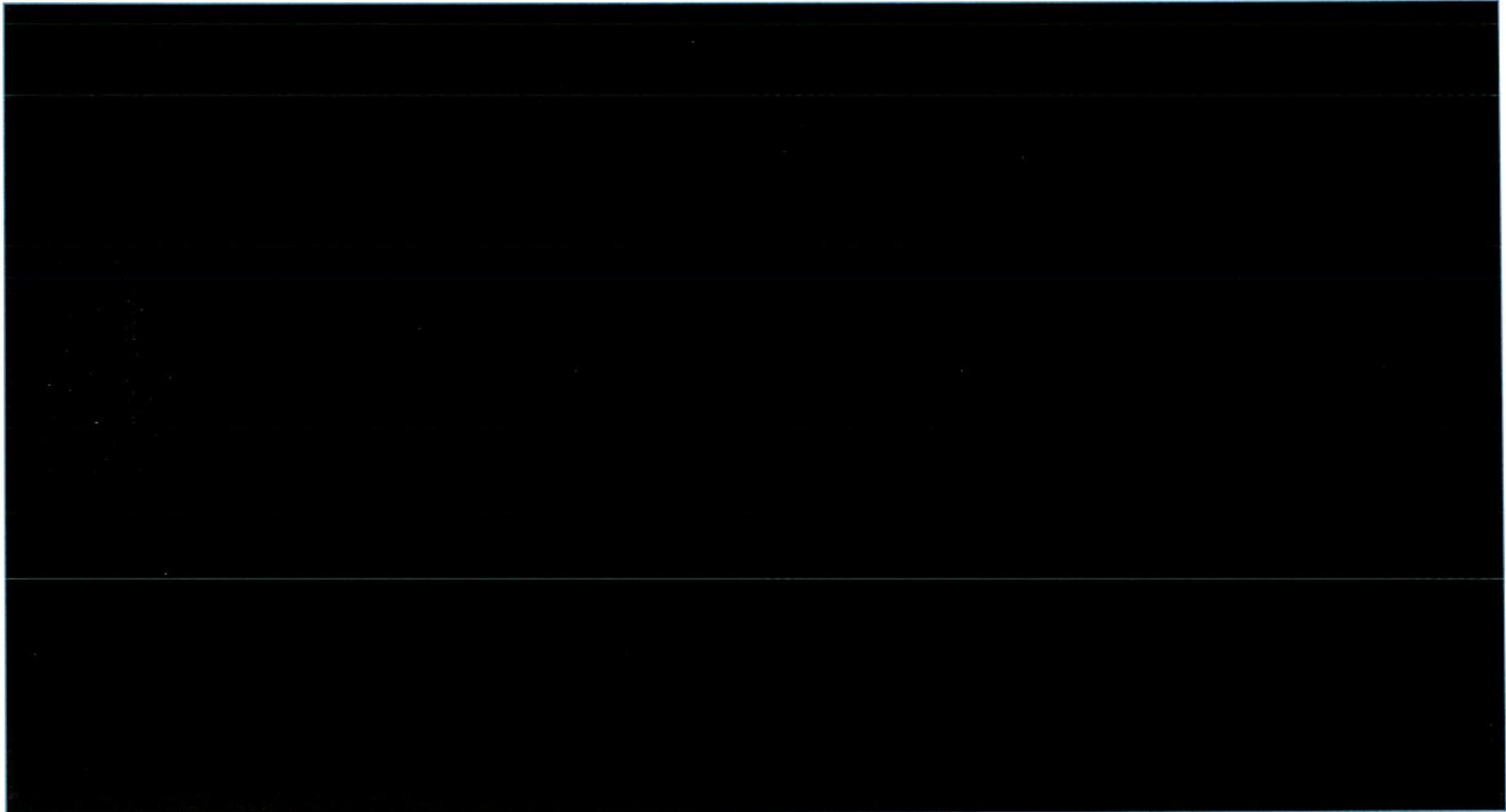
## Ergebnisse der Marktsimulation

- Blockscharfe Einspeisezeitreihen für den deutschen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung der Randbedingungen (z.B. Revisionen)
- Blockscharfe Einspeisezeitreihen größerer konventioneller Kraftwerke deutscher Nachbarländer
- Ermittlung der „Dumped Energy“
- Handelssaldo für jedes Marktgebiet
- Grenzüberschreitende Austauschleistung zwischen Marktgebieten

### FAZIT:

**Die stundenscharfen Ergebnisse der Marktsimulation sind die Grundlage für die Ermittlung relevanter Netznutzungsfälle zur Netzdimensionierung**

## Im Nachgang identifizierte Anpassungsbedarfe zu Eingangsdaten des Marktmodells für die Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung



# NETZMODELL

## Grundsätzliches zum Netzmodell (I) - Modellierungsumfang

### Deutschland

- Knotenscharfe Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes
- Modellierung unterlagerter Verteilnetze durch Netzwerkreduktion
- Blockscharfe Abbildung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks entsprechend Kraftwerksliste der BNetzA und der abgestimmten Eingangsparameter
- Regionalisierung der EEG-Leistung analog zur Methodik des NEP

### Ausland

- Überwiegend knotenscharfe Abbildung benachbarter Übertragungsnetze
- Blockscharfe Abbildung größerer konventioneller Kraftwerke im Nahbereich
- „Ausbilanzierung“ der Handelssalden entsprechend Marktsimulation über Multiplikationsfaktoren von Netzeinspeisungen

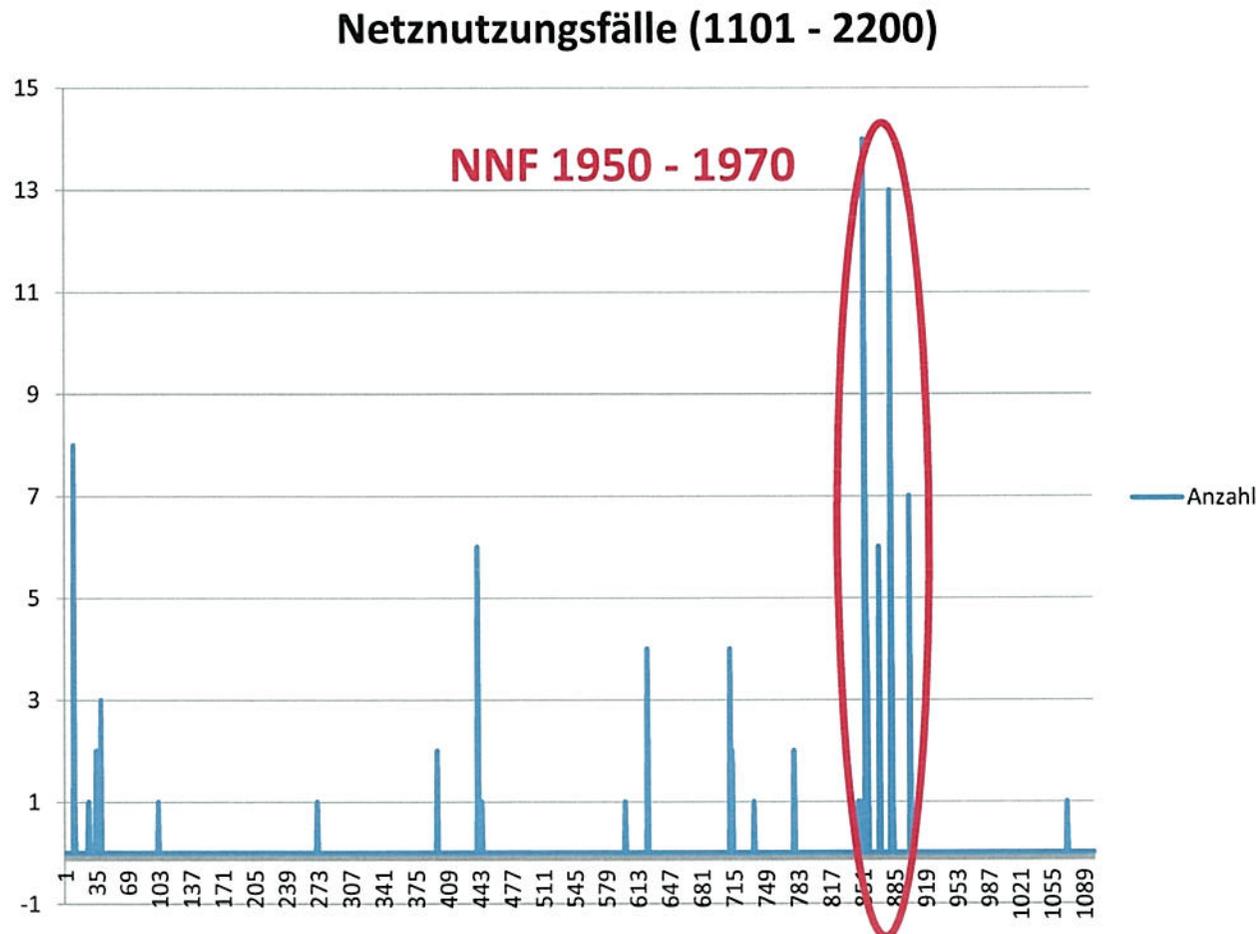
## Grundsätzliches zum Netzmodell (II) – Eingriffsmöglichkeiten in den Kraftwerkseinsatz

- Der Einsatz der konventionellen in Kraftwerke in Deutschland wird blockscharf aus der Marktsimulation übernommen
- Im Rahmen der Bedarfsanalysen kann dieser Einsatz blockscharf zur Behebung unzulässiger Netzzustände verändert werden (Redispatch bzw. Einsatz von Reservekraftwerken)
- Im Ausland besteht diese zuvor genannte Möglichkeit nur für die blockscharf abgebildeten Kraftwerke im Randbereich
- Darüber hinaus können nur Veränderungen der gesamthaften Einspeisemengen mit Anpassung der Handelssalden vorgenommen werden – eine Zuordnung zu einzelnen Kraftwerken im Ausland, die nicht blockscharf abgebildet sind, ist nicht möglich
- Eine Abschätzung der tatsächlichen Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung im Ausland kann nur über einen Vergleich zwischen installierter und gemäß Marktsimulation eingesetzter Kraftwerksleistung erfolgen

## Methodik zur Auswahl potenziell kritischer Netznutzungsfälle

- **Durchführung eines „Jahreslaufs“ von Leistungsflussberechnungen im Grundfall** *(Methodik analog dem Vorgehen in den Analysen zum Netzentwicklungsplan)*
  - (n-0)-Situationen – keine Ausfälle von Netzbetriebsmitteln
  - Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle) werden bereits in der Marktsimulation abgebildet
- **Identifikation potenziell kritischer Netznutzungsfälle**
  - **Leistungsflussprobleme:** auffällig hohe Stromkreisauslastungen im Grundfall *(Methodik analog dem Vorgehen in den Analysen zum Netzentwicklungsplan)*
  - **Spannungsprobleme:** auffällig hoher Blindleistungsbedarf des Netzes

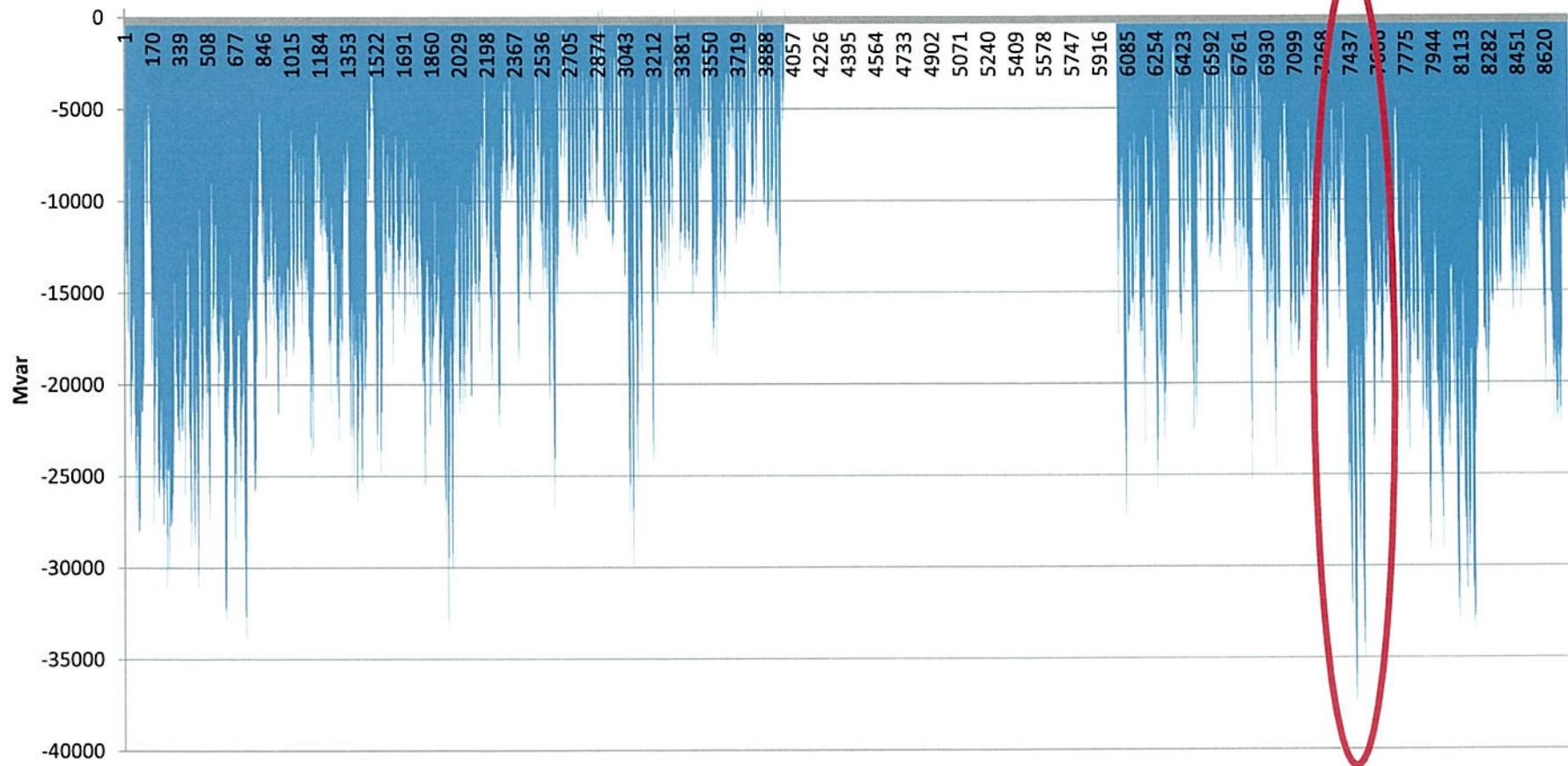
## Beispiel zur Auswahl von Netznutzungsfällen mit kritischer Leistungsflusssituation



- Auswertung der Anzahl der Stromkreise, die im Betrachtungsintervall (hier: NNF 1101 – 2200) in einem Zeitpunkt ihre maximale Auslastung haben und diese Auslastung > 75% der thermischen Übertragungskapazität des Stromkreises ist
- Indikation für einen nicht (n-1)-sicheren Zustand

# Beispiel zur Auswahl von Netznutzungsfällen mit kritischer Spannungssituation

## Summe Blindleistungseinspeisung Extended-Ward-Elemente 220 kV und 380 kV



# NETZNUTZUNGSFÄLLE

## Ausgewählte Netznutzungsfälle nach Abstimmung mit BNetzA

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
4011	17.06.15 02:00 Uhr	Schwachlast	moderater Export	moderate Einspeisung, hohe Nichtverfügbarkeiten	kein PV, Schwachwind		hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf
4258	27.06.15 09:00 Uhr	Tendenz Starklast	hoher Export	moderate Einspeisung; hohe Nichtverfügbarkeiten in Süddeutschland (u. a. Grundremmingen B, Isar 2)	PV moderat; onshore Wind: stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Nordwest- und Westdeutschland	
7455	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)
7455 Sensi. Fes./ Offshore	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)
7455 (NTC DE-AT: 4.000 MW)	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export, Einschränkung des Handels DE-AT (NTC: 4.000 MW)	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)

## Eingangsdaten ausgewählter Netznutzungsfälle aus der Marktsimulation

NNF-Nr.	4011	4258	7455	7455	7455
	Schwachlast Schwachwind	Mittel- bis Starklast Mittel- bis Starkwind	Starklast Starkwind	(NTC DE-AT) Starklast Starkwind	(Sensi. Fes./ Offshore) Starklast Starkwind
Datum	17.06.2015 02:00	27.06.2015 09:00	07.11.2015 14:00	07.11.2015 14:00	07.11.2015 14:00
Last [MW] (incl. Netzverluste)	38.654	82.726	91.972	91.972	91.972
Summe konv. Erzeugung [MW] (incl. Netzverluste)	28.673	33.497	56.494	55.256	57.812
Summe EEG-Erzeugung [MW]	14.063	54.525	43.936	43.936	42.511
Summe konv. + EEG-Erzeugung [MW]	42.376	88.021	100.430	99.192	100.323
Handelssaldo [MW]	4.082	5.295	8.459	7.219	8.351
HöS/HS-Netzverluste [MW]	1.259	4.026	5.359	5.359	5.359
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	16.544	17.038	10.196	10.196	10.196
Nord	15.451	12.407	6.732	6.732	6.732
Süd	1.093	4.631	3.464	3.464	3.464

# ERGEBNISSE (T+3)-ANALYSEN

## (n-1)-Analysen

# Methodisches Vorgehen zu Abhilfemaßnahmen bei Strom- und Spannungsbefunden

## 1. Netzbezogene Maßnahmen

- i. Topologieänderungen
- ii. Anpassungen/Erweiterungen Netzbetriebsmittel

## 2. Marktbezogene Maßnahmen

- i. Redispatch konventioneller Erzeugung – Nord-Süd-Einspeiseverlagerung
- ii. Einspeisemanagement EE – Einsenken Windenergie im Norden und Kompensation durch konventionelle Leistung im Süden
- iii. Aktivierung von Reservekraftwerken
- iv. Aktivierung von Kraftwerksleistung im Ausland
- v. *Neue Kraftwerke oder NTC-Kürzung?*

**HINWEIS:** Die nachfolgenden Ergebnisse/Aussagen beziehen sich ausschließlich auf das deutsche Übertragungsnetz. Mögliche Auswirkungen netz- und marktbezogener Maßnahmen auf benachbarte Übertragungsnetze und/oder unterlagerte Verteilungsnetze, wie z.B. erhöhte Transitleistungsflüsse oder Spannungsprobleme, können im Rahmen dieser Bedarfsanalyse, aufgrund der zur Verfügung stehenden Netzdaten - insbesondere bei den im Regelfall nur reduziert vorliegenden VNB-Datensätzen - nicht fundiert ermittelt oder abgeschätzt werden. Dies bedarf im Nachgang intensiver Analysen und Abstimmungen zwischen den betroffenen Netzbetreibern (TSO/TSO bzw. TSO/DSO).

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011

(Schwachlast/Schwachwind)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
4011	17.06.15 02:00 Uhr	Schwachlast	moderater Export	moderate Einspeisung, hohe Nichtverfügbarkeiten	kein PV, Schwachwind		hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf

### Hinweis:

Da in den untersuchten NNF das Vorhandensein bzw. Nichtvorhandensein der Südwestkuppelleitung („SWKL“) im 3. Abschnitt von Altenfeld (50Hertz, Thüringen) nach Redwitz (TenneT, Bayern) den relevanten Einfluss auf den ermittelten Redispatch- und Reserve-KW-Bedarf hatte, werden nachfolgende vereinfachte Kennzeichnungen für Fall 1 und 2 eingeführt:

- Fall 1 (u. a. mit SWKL) bzw.
- Fall 2 (u. a. ohne SWKL).

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 4011

### Kernaussagen aus (n-0)- und (n-1)-Analysen (vor Einleitung von Gegenmaßnahmen)

- **Kernaussagen – Fall 1 (u. a. mit SWKL)**

- Tendenziell geringe Leitungsbelastungen in Norddeutschland
- Tendenziell höhere Spannungen im gesamten HöS-Netz

**Anpassungen der Netztopologie erforderlich:**

- Einschalten von Ladestromkompensationsspulen
- Ausschalten von Kondensatoren
- Stufung von Netz- und Kraftwerksblock-Transformatoren

- **Kernaussagen – Fall 2 (u. a. ohne SWKL)**

- Im Grundsatz analog Fall 1

**Maßgeblich für die Ergebnisse sind:**

- die tendenziell geringen Netzbelastungen des HöS-Netzes und
- die tendenziell höheren Spannungen im gesamten HöS-Netz.

**Bezogen auf die durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende indikative Aussagen zur Beherrschung der (n-1)-Fälle treffen:**

- Durch Anpassung der Netztopologie ist der Netznutzungsfall betrieblich beherrschbar.
- Es wurden keine zusätzlichen Maßnahmen zur Netzoptimierung/-verstärkung und Spannungshaltung identifiziert.
- Es wurden keine EEG-Einsenkungen zur Beherrschung von Netzengpässen erforderlich.
- Es wurde kein Redispatch-Bedarf in Nord- und Süd-DE identifiziert.
- Es wurde kein zusätzlicher Reserve-KW-Bedarf in DE identifiziert.
- Gesichert hochfahrbare KW-Leistung im Ausland für DE ist nicht notwendig.

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258

(Mittel- bis Starklast/Mittel- bis Starkwind)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
4258	27.06.15 09:00 Uhr	Tendenz Starklast	hoher Export	moderate Einspeisung; hohe Nichtverfügbar- keiten in Süddeutsch- land (u. a. Grund- remmingen B, Isar 2)	PV moderat; onshore Wind: stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Nordwest- und Westdeutsch- land	

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258

### Kernaussagen aus (n-0)- und (n-1)-Analysen (vor Einleitung von Gegenmaßnahmen)

- **Kernaussagen – Fall 1 (u. a. mit SWKL)**
  - Hohe bis unzulässige Leitungsbelastungen in Norddeutschland
  - Unzulässige Leitungsbelastung Redwitz - Remptendorf
  - Unzulässige Belastung der Kuppelleitungen nach NL, CZ und PL
  - Niedrige Spannungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern
  
- **Kernaussagen – Fall 2 (u. a. ohne SWKL)**
  - Im Grundsatz analog Fall 1

#### Hinweis:

Die o. g. Aussagen treffen auch auf die nachfolgenden Analysen des NNF 7455 zu und werden daher dort nicht wiederholt.

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258

## Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- Zusätzliche Maßnahmen zur Netzoptimierung/-verstärkung in DE**

**Norddeutschland**  
 (BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

**Süddeutschland**  
 (Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258

## Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Zusätzliche Maßnahmen zur Spannungshaltung in DE**

### Norddeutschland

(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

### Süddeutschland

(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 4258 Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Redispatch der Kraftwerke in DE (incl. EEG) – nach Energieträgern**
  - Nord-DE (BL außer BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)
  - Süd-DE (BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)

Leistungsänd. in MW	Fall 1 Nord-DE	Fall 1 Süd-DE	Fall 2 Nord-DE	Fall 2 Süd-DE
<b>Summe</b>	<b>-3.598</b>	<b>2.536</b>	<b>-8.262</b>	<b>6.266</b>
Wind offshore	-1.082	0	-1.082	0
Wind onshore	-4.715	0	-10.847	0
Kernenergie	-1.235	-237	-809	0
Braunkohle	-394	0	-394	0
Steinkohle	2.010	2.250	2.987	3.361
Gas/Öl	1.212	523	1.278	2.904
Sonstige	606	0	606	0
Ausgleich Netz- verluständerung	-	rd. 1.060	-	rd. 2.000

**Maßgeblich für die Ergebnisse sind:**

- Hohe bis unzulässige Leitungsbelastungen in Norddeutschland und unzulässige Leitungsbelastung Redwitz - Remptendorf
- Unzulässige Belastung der Kuppelleitungen nach NL, CZ und PL
- Niedrige Spannungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern

**Bezogen auf die durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende indikative Aussagen zur Beherrschung der (n-1)-Fälle treffen:**

- Durchgeführte Topologieänderungen sind zur Beherrschung des Netznutzungsfalls nicht ausreichend. Es wurden **zusätzliche Maßnahmen** zur Netzoptimierung/-verstärkung und Spannungshaltung identifiziert.
- Es sind **EEG-Einsenkungen** in Nord-DE zur Beherrschung von Netzengpässen erforderlich.
- Es wurde **Redispatch-Bedarf** in Nord- und Süd-DE identifiziert. Der Ausgleich der Netzverluständerung wird durch KW in Süd-DE angesetzt.
- Es wurde kein zusätzlicher Reserve-KW-Bedarf in DE identifiziert.
- Gesichert hochfahrbare KW-Leistung im Ausland für DE ist nicht notwendig.

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455

(Starklast/Starkwind)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
7455	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455

## Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- Zusätzliche Maßnahmen zur Netzoptimierung/-verstärkung in DE**

**Norddeutschland**  
 (BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

**Süddeutschland**  
 (Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

\* keine wirtschaftlich nachhaltige Maßnahme infolge Stilllegung/Rückbau der 220-kV-Leitung nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455

## Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- Zusätzliche Maßnahmen zur Spannungshaltung in DE**

### Norddeutschland

(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

### Süddeutschland

(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Redispatch der Kraftwerke in DE (incl. EEG) – nach Energieträgern**
  - Nord-DE (BL außer BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)
  - Süd-DE (BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)

Leistungsänd. in MW	Fall 1 Nord-DE	Fall 1 Süd-DE	Fall 2 Nord-DE	Fall 2 Süd-DE
<b>Summe</b>	<b>-8.954</b>	<b>4.360</b>	<b>-12.496</b>	<b>5.514</b>
Wind offshore	-1.141	0	-1.141	0
Wind onshore	-2.683	0	-3.793	0
Kernenergie	-885	176	-885	176
Braunkohle	-1.453	0	-4.647	0
Steinkohle	-5.367	-207	-4.892	-151
Gas/Öl	2.190	4.392	2.607	5.489
Sonstige	385	0	255	0
Ausgleich Netz- verluständerung	-	<i>in AT</i>	-	<i>in AT</i>

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455

## Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- Inanspruchnahme Reservekraftwerke DE (Nord)

Norddeutschland  
(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Kraftwerk	Fall 1 Leistungsänderung [MW]	Fall 2 Leistungsänderung [MW]

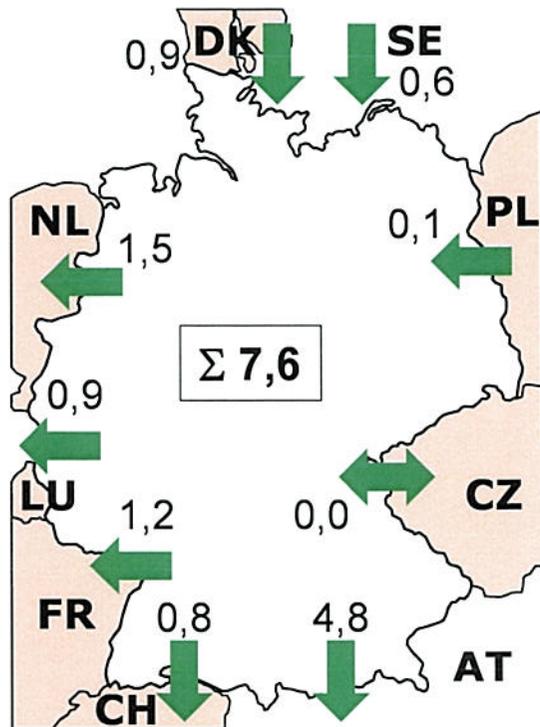


## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

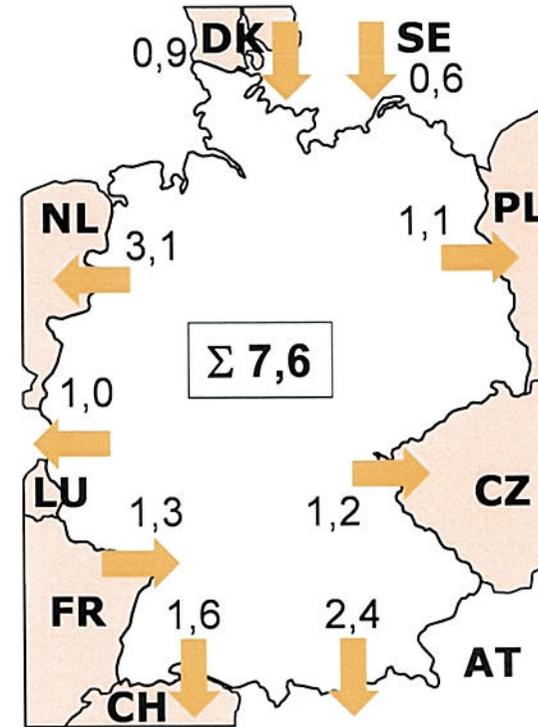
- **Inanspruchnahme Kraftwerksleistung Ausland**

Land	Kraftwerk	Fall 1 Leistungsänderung [MW]	Fall 2 Leistungsänderung [MW]
Österreich	(in Summe)	882	2.506
Ausgleich Netzverluständerung		rd. 1.700	rd. 2.100
<b>Summe</b>		<b>rd. 2.600</b>	<b>rd. 4.600</b>

## Netznutzungsfall 7455 – Fall 1 (Netzausbau planmäßig) Vergleich von Handelsfluss und Physikalischem Leistungsfluss



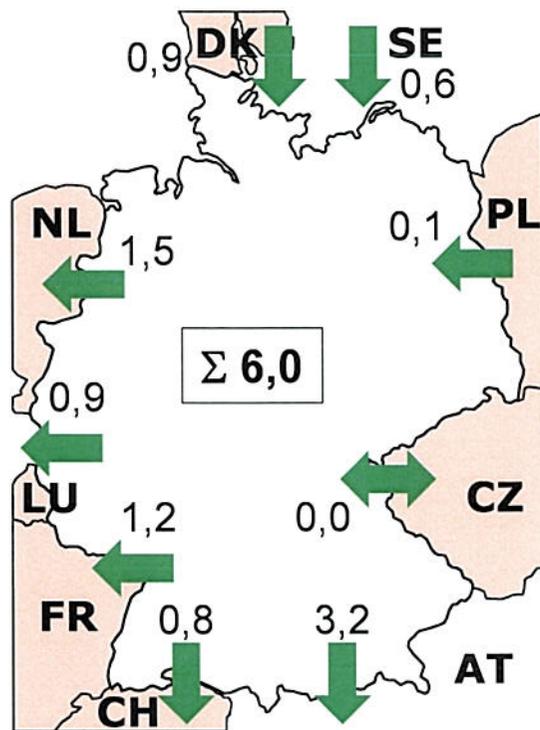
➡ Handelsfluss  
in GW (Saldo: Export)



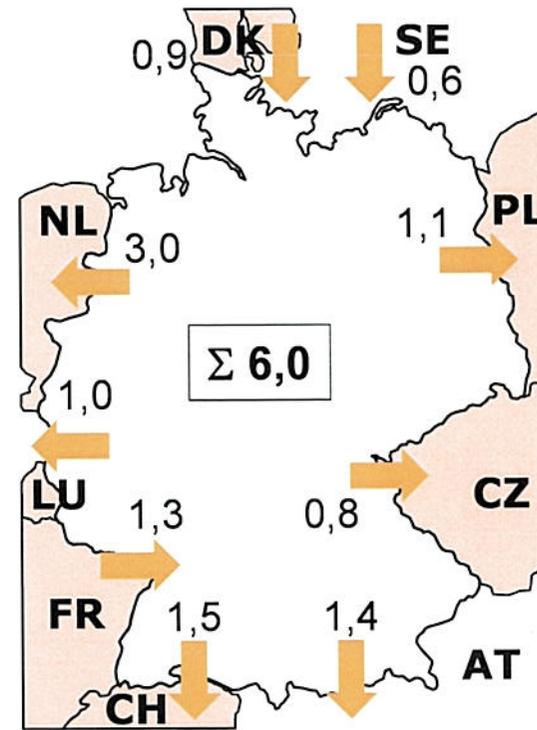
➡ Physik. Leistungsfluss  
in GW (Saldo: Export)

Angaben nach Eingriff in den KW-Dispatch inkl. Einspeiseverlagerung DE → AT von rd. 0,9 GW  
(Saldo rd. 8,5 GW vor Eingriff in den KW-Dispatch).

## Netznutzungsfall 7455 – Fall 2 (Netzausbau verzögert) Vergleich von Handelsfluss und Physikalischem Leistungsfluss



➔ Handelsfluss  
in GW (Saldo: Export)



➔ Physik. Leistungsfluss  
in GW (Saldo: Export)

Angaben nach Eingriff in den KW-Dispatch inkl. Einspeiseverlagerung DE → AT von rd. 2,5 GW  
(Saldo rd. 8,5 GW vor Eingriff in den KW-Dispatch).

**Maßgeblich für die Ergebnisse sind:**

- Hohe bis unzulässige Leitungsbelastungen in Norddeutschland und unzulässige Leitungsbelastung Redwitz - Remptendorf
- Unzulässige Belastung der Kuppelleitungen nach NL, CZ und PL
- Niedrige Spannungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern

**Bezogen auf die durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende indikative Aussagen zur Beherrschung der (n-1)-Fälle treffen:**

- Durchgeführte Topologieänderungen sind zur Beherrschung des Netznutzungsfalls nicht ausreichend. Es wurden **zusätzliche Maßnahmen** zur Netzoptimierung/-verstärkung und Spannungshaltung identifiziert.
- Es sind **EEG-Einsenkungen** in Nord-DE zur Beherrschung von Netzengpässen erforderlich.
- Es wurde **Redispatch-Bedarf** in Nord- und Süd-DE identifiziert.
- Es ist ein **zusätzlicher Reserve-KW-Bedarf** von rd. 2.000 MW (Fall 1) bzw. 2.400 MW (Fall 2) in Süd-DE erforderlich.
- Es ist ein Potenzial an gesichert hochfahrbarer **KW-Leistung in AT** für DE von rd. 2.600 MW (Fall 1) bzw. 4.600 MW (Fall 2) inkl. Ausgleich der Netzverluständerung erforderlich.

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE-AT)

(Starklast/Starkwind)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
7455 (NTC DE-AT: 4.000 MW)	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export, Einschränkung des Handels DE-AT (NTC: 4.000 MW)	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Süddeutschland (BY)

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE – AT) Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Zusätzliche Maßnahmen zur Netzoptimierung/-verstärkung in DE** *(wie NNF 7455)*

**Norddeutschland**  
(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

**Süddeutschland**  
(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Trasse	Maßnahme	Fall 1	Fall 2

\* keine wirtschaftlich nachhaltige Maßnahme infolge Stilllegung/Rückbau der 220-kV-Leitung nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE – AT) Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Zusätzliche Maßnahmen zur Spannungshaltung in DE**

*(wie NNF 7455)*

**Norddeutschland**  
(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

**Süddeutschland**  
(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Fall 1 Leistung	Fall 2 Leistung

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE – AT) Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Redispatch der Kraftwerke in DE (incl. EEG) – nach Energieträgern**
  - Nord-DE (BL außer BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)
  - Süd-DE (BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)

Leistungsänd. in MW	Fall 1 Nord-DE	Fall 1 Süd-DE	Fall 2 Nord-DE	Fall 2 Süd DE
<b>Summe</b>	<b>-6.222</b>	<b>4.217</b>	<b>-11.393</b>	<b>5.631</b>
Wind offshore	-1.141	0	-1.141	0
Wind onshore	-2.683	0	-3.793	0
Kernenergie	-885	16	-885	176
Braunkohle	-394	0	-4.647	0
Steinkohle	-3.603	-191	-3.625	-34
Gas/Öl	2.099	4.392	2.443	5.489
Sonstige	385	0	255	0
Ausgleich Netz- verluständerung	-	<i>in AT</i>	-	<i>in AT</i>

## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE – AT) Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- Inanspruchnahme Reservekraftwerke DE (Nord)**

Norddeutschland  
(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Kraftwerk	Fall 1 Leistungsänderung [MW]	Fall 2 Leistungsänderung [MW]
nicht erforderlich	-	-
<i>analog NNF 7455</i>		



## Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 (NTC DE – AT) Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Inanspruchnahme Kraftwerksleistung Ausland**

Land	Kraftwerk	Fall 1 Leistungsänderung [MW]	Fall 2 Leistungsänderung [MW]
Österreich	(in Summe)	0	1.126
Ausgleich Netzverluständerung		rd. 1.700	rd. 2.300
<b>Summe</b>		<b>rd. 1.700</b>	<b>rd. 3.400</b>

**Maßgeblich für die Ergebnisse sind:**

- Hohe bis unzulässige Leitungsbelastungen in Norddeutschland und unzulässige Leitungsbelastung Redwitz - Remptendorf
- Unzulässige Belastung der Kuppelleitungen nach NL, CZ und PL
- Niedrige Spannungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern

**Bezogen auf die durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende indikative Aussagen zur Beherrschung der (n-1)-Fälle treffen:**

- Durchgeführte Topologieänderungen sind zur Beherrschung des Netznutzungsfalls nicht ausreichend. Es wurden **zusätzliche Maßnahmen** zur Netzoptimierung/-verstärkung und Spannungshaltung identifiziert.
- Es sind **EEG-Einsenkungen** in Nord-DE zur Beherrschung von Netzengpässen erforderlich.
- Es wurde **Redispatch-Bedarf** in Nord- und Süd-DE identifiziert.
- Es ist ein **zusätzlicher Reserve-KW-Bedarf** von rd. 300 MW (Fall 1) bzw. 2.400 MW (Fall 2) in Süd-DE erforderlich.
- Es ist ein Potenzial an gesichert hochfahrbarer **KW-Leistung in AT** für DE von rd. 1.700 MW (Fall 1) bzw. 3.400 MW (Fall 2) inkl. Ausgleich der Netzverluständerung bei einer NTC-Limitierung DE-AT auf 4.000 MW erforderlich.

# Ergebnisse für Netznutzungsfall 7455 Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung

(Starklast/Starkwind)

NNF	Datum	Last	Handel	Konvent. Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Indikationen Leistungsfluss	Indikationen Spannung
7455 Sensi. Fessen./ Offshore	07.11.15 14:00 Uhr	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV; onshore Wind: sehr stark; offshore Wind: sehr stark	Engpässe in Süddeutschland (BY)	hoher zusätz- licher Blind- leistungsbedarf in Süddeutsch- land (BY)

## Methodik/ Randbedingungen zur Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung

- Untersuchungsmethodik entspricht grundsätzlich der Vorgehensweise im Basisszenario
- Berücksichtigung des französischen Kernkraftwerks Fessenheim mit 2 x 880 MW
- Reduzierung der installierten Offshore-Leistung in der Nordsee um 1.500 MW
- Im Basisszenario identifizierter Modellanpassungsbedarf wurde berücksichtigt (siehe nächste Folie).
- Erneute Marktsimulation mit v. g. Modellverbesserungen
- Vergleich der Sensitivitätsergebnisse mit dem Basisszenario auf Grundlage des dimensionierenden NNF 7455
- Netzanalysen wurden für den Fall 2 (verzögerter Netzausbau) durchgeführt

## Modellanpassungen im konv. Kraftwerkspark in Süddeutschland ggü. Basisszenario

Kraftwerk	Block	P_netto	Bemerkung
[Redacted content]			

## Eingangsdaten ausgewählter Netznutzungsfälle aus der Marktsimulation

NNF-Nr.	7455	7455
	Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung	
	Starklast Starkwind	Starklast Starkwind
Datum	07.11.2015 14:00	07.11.2015 14:00
Last [MW] (incl. Netzverluste)	91.972	91.972
Summe konv. Erzeugung [MW]	56.494	57.812
Summe EEG-Erzeugung [MW]	43.936	42.511
Summe konv. + EEG-Erzeugung [MW]	100.430	100.323
Handelssaldo [MW]	8.459	8.351
HöS/HS-Netzverluste [MW]	5.359	5.359
KW-Nichtverfügbarkeiten (Revisionen und Ausfälle)	10.196	10.196
Nord	6.732	6.732
Süd	3.464	3.464

## Ergebnisse Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Zusätzliche Maßnahmen zur Netzoptimierung/-verstärkung in DE**

### **Norddeutschland**

**(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)**

Trasse	Maßnahme	
[Redacted content]		

### **Süddeutschland**

**(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)**

Trasse	Maßnahme	
[Redacted content]		

# Ergebnisse Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Zusätzliche Maßnahmen zur Spannungshaltung in DE**

## Norddeutschland

(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Leistung [Mvar]

## Süddeutschland

(Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Standort	Technologie	Leistung [Mvar]

## Ergebnisse Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Redispatch der Kraftwerke in DE (incl. EEG) – nach Energieträgern**
  - Nord-DE (BL außer BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)
  - Süd-DE (BW, BY, RP (Mainz) und (Süd-)HE)

Leistungsänd. in MW	Nord-DE	Süd-DE
<b>Summe</b>	<b>-10.646</b>	<b>5.310</b>
Wind offshore	-1.100	0
Wind onshore	-622	0
Kernenergie	-1.701	0
Braunkohle	-6.815	0
Steinkohle	-3.910	44
Gas/Öl	3.147	5.211
Sonstige	356	55
Ausgleich Netz- verluständerung	-	<i>in AT</i>

## Ergebnisse Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Inanspruchnahme Reservekraftwerke DE (Nord)**

Norddeutschland  
(BL außer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz), (Süd-)Hessen)

Kraftwerk	Fall 2 (Sensi. Fess./ Offshore) Leistungsänderung [MW]	Fall 2 (Basisszenario) Leistungsänderung [MW]
nicht erforderlich	-	-



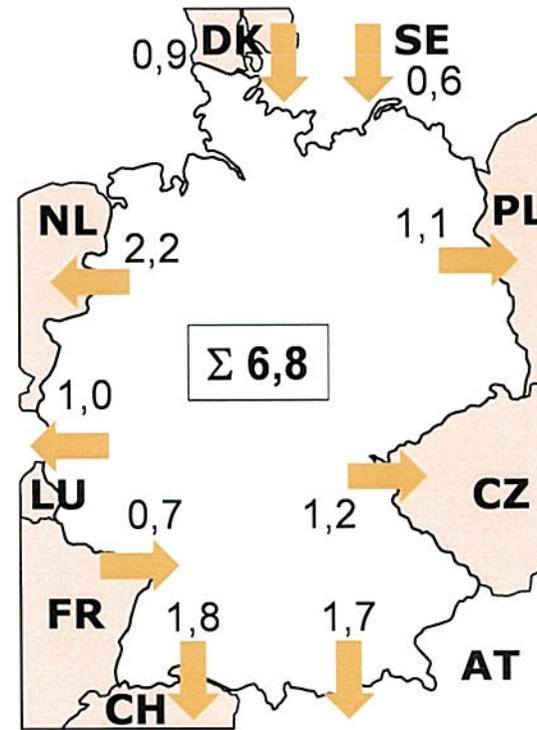
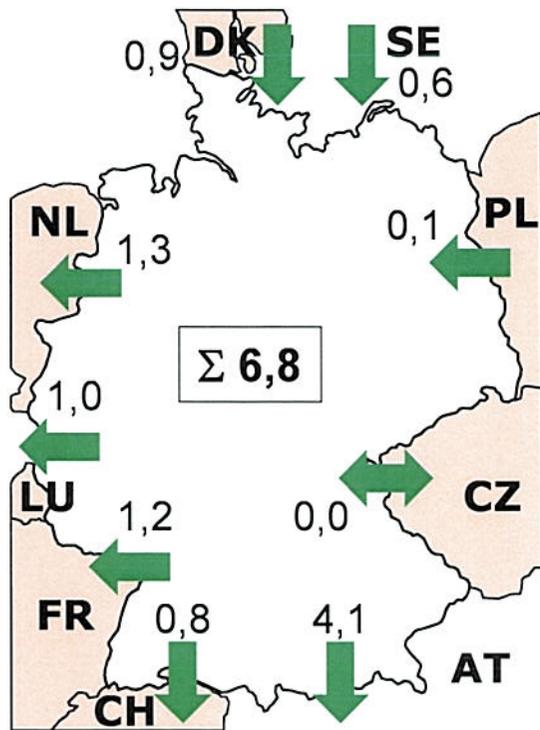
## Ergebnisse Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung Zusammenfassung der (n-1)-Analysen

- **Inanspruchnahme Kraftwerksleistung Ausland**

Land	Kraftwerk	Fall 2 (Sensi. Fess./ Offshore) Leistungsänderung [MW]	Fall 2 (Basisszenario) Leistungsänderung [MW]
Österreich	(in Summe)	1.500	2.506
Verlustausgleich		rd. 1.600	rd. 2.100
<b>Summe</b>		<b>rd. 3.100</b>	<b>rd. 4.600</b>

# Sensitivität Fessenheim/ Offshore-Reduzierung

## Vergleich von Handelsfluss und Physikalischem Leistungsfluss



➔ Handelsfluss  
in GW (Saldo: Export)

➔ Physik. Leistungsfluss  
in GW (Saldo: Export)

Angaben nach Eingriff in den KW-Dispatch inkl. Einspeiseverlagerung DE → AT von rd. 1,5 GW  
(Saldo rd. 8,4 GW vor Eingriff in den KW-Dispatch).

**Maßgeblich für die Ergebnisse sind:**

- Hohe bis unzulässige Leitungsbelastungen in Norddeutschland und unzulässige Leitungsbelastung Redwitz - Remptendorf
- Unzulässige Belastung der Kuppelleitungen nach NL, CZ und PL
- Niedrige Spannungen in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Bayern

**Bezogen auf die durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende indikative Aussagen zur Beherrschung der (n-1)-Fälle treffen:**

- Durchgeführte Topologieänderungen sind zur Beherrschung des Netznutzungsfalls nicht ausreichend. Es wurden **zusätzliche Maßnahmen** zur Netzoptimierung/-verstärkung und Spannungshaltung identifiziert.
- Es sind **EEG-Einsenkungen** in Nord-DE zur Beherrschung von Netzengpässen erforderlich.
- Es wurde **Redispatch-Bedarf** in Nord- und Süd-DE identifiziert.
- Es ist ein **zusätzlicher Reserve-KW-Bedarf** von 2.900 MW in Süd-DE erforderlich.
- Es ist ein Potenzial an gesichert hochfahrbarer **KW-Leistung in AT** für DE von rd. 1.900 MW (Fall 2) bei anteiliger Anrechnung der Netzverluständerung erforderlich.

## Tabellarische Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse des dimensionierenden NNF 7455/ Fall 2 (verzögerter Netzausbau)

Leistungswerte in MW	NNF 7455	NNF 7455 NTC DE-AT	NNF 7455 Sensi. Fessenheim/ Offshore-Reduzierung
EE-Einsenkung Nord-DE	~ 4.900	~ 4.900	~ 1.700*
Saldo Redispatch-KW Nord-DE	~ 12.500	~ 11.400	~ 10.600
Saldo Redispatch-KW Süd-DE	~ 5.500	~ 5.600	~ 5.300
Reserve-KW Süd-DE	~ 2.400	~ 2.400	~ 2.900
Redispatch AT → DE	~ 2.500	~ 1.100	~ 1.500
Verlustausgleich AT → DE	~ 2.100	~ 2.300	~ 1.600

\* Es sind in dem NNF rd. 1.450 MW weniger Offshore-Leistung am Netz. Diese werden bei nahezu gleicher Bilanz für DE durch konv. Kraftwerke substituiert. Folglich ist ggü. dem NNF 7455 aus dem Basisszenario ein zusätzlicher Redispatchbedarf dieser konv. Kraftwerke größtenteils in Norddeutschland notwendig.