



**Studie zur Ermittlung der technischen  
Mindesterzeugung des konventionellen  
Kraftwerksparks zur Gewährleistung  
der Systemstabilität in den deutschen  
Übertragungsnetzen bei hoher  
Einspeisung aus erneuerbaren Energien**



**Abschlussbericht,  
20. Januar 2012**



Forschungsgemeinschaft  
für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft e.V.





Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

**50Hertz Transmission GmbH  
Amprion GmbH  
EnBW Transportnetze AG  
TenneT TSO GmbH**

**Forschungsgemeinschaft  
für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft (FGH) e. V.**

Hallenweg 40  
D – 68219 Mannheim

Telefon: +49 (0)6 21 / 80 47 – 100  
Telefax: +49 (0)6 21 / 80 47 – 112  
E-Mail: [fgf@fgf-ma.de](mailto:fgf@fgf-ma.de)  
Internet: [www.fgf-ma.de](http://www.fgf-ma.de)

*in Kooperation mit*

**CONSENTEC  
Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH**

Grüner Weg 1  
D – 52070 Aachen

und

**Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW)  
der RWTH Aachen**

Schinkelstraße 6  
D – 52062 Aachen

Aachen, im Januar 2012





## Ergebniszusammenfassung

Die Mindesterzeugung definiert die technischen Mindestanforderungen an den einspeisenden konventionellen Kraftwerkspark und ist je nach betrachtetem Aspekt in unterschiedlichen technischen Größen zu messen (Tabelle 1). Insbesondere kann sie nicht an der am Netz befindlichen aktuellen Wirkleistungseinspeisung bemessen werden, vielmehr ergibt sich abhängig von den technischen Eigenschaften der Kraftwerke sowie deren aktuellen Arbeitspunkten aus der Mindesterzeugung eine Mindestwirkleistungserzeugung.

Tabelle 1: Ergebnisübersicht für die Mindesterzeugung aus Abschnitten 2 bis 5

Aspekt	Kriterium für Mindesterzeugung			resultierende Mindestwirkleistungserzeugung
<b>(n-1)-Sicherheit</b>	Sicherung von Flexibilitätspotenzial Verschiebung gegenüber markt-basiertem Einsatz (Erzeugungsverlagerung) um bis zu 7 GW			Aktivierung von Wirkleistung in markt-basiert stillstehenden Kraftwerken von bis zu 3 GW (davon ca. 85% in den Regelzonen TNG und TenneT)
<b>Kurzschlussleistung</b>	ausreichende Teilkurzschlussströme auf Zweigen und Kurzschlussleistungen an Netzknoten			auf Basis erfolgter grober Betrachtungen keine bei Bezug aus europäischem Verbund
<b>Spannungshaltung</b>	regionale Blindleistungsbereitstellung			
	Szenario	Übererregt	untererregt	
	Starkwind/ Schwachlast	2-6 GVar	<0,6 GVar	4 – 8 GW
	Starkwind/ Starklast	12-16 GVar	<0,3 GVar	16 – 20 GW
<b>Regelung der Systembilanz</b>	freies Wirkleistungsregelband, Blockanzahl und Regelungsdynamik			8 – 25 GW

Der Umfang der erforderlichen Mindesterzeugung ist bei allen Aspekten stark von der aktuellen Situation, insbesondere der Einspeisung aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Einspeisung), der Verbrauchslast sowie dem verfügbaren Kraftwerkspark abhängig, so dass lediglich Bandbreiten und Größenordnungen für die unter heutigen Randbedingungen erforderliche Mindesterzeugung gegeben werden können. Auch durch den in der Studie noch nicht berücksichtigten beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Kernkraft zur Energiegewinnung ergeben sich Änderungen, deren qualitative Einschätzung in Anhang B erfolgt. Da zudem keiner der untersuchten technischen Aspekte

den Bedarf an Mindesterzeugung derart dominiert, dass bei dessen Einhaltung implizit auch alle anderen betrachteten technischen Anforderungen erfüllt sein dürften, muss die Mindesterzeugung für alle Aspekte durch die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich in Betriebsplanung und -führung sichergestellt werden. Dies setzt allerdings ausreichende Informationsgrundlagen für den Übertragungsnetzbetreiber und Eingriffsmöglichkeiten voraus. Dabei ergeben sich für die behandelten Aspekte die folgenden wesentlichen Schlussfolgerungen:

- *(n-1)-Sicherheit / Redispatchfähigkeit sowie Spannungshaltung*

Für eine möglichst genaue Prognose des Redispatchbedarfs – hier zusammenfassend für kapazitäts- und spannungsbedingte Maßnahmen verwendet – ist als Verbesserung der Informationsgrundlage für die Übertragungsnetzbetreiber eine Pflicht der Betreiber größerer Kraftwerke zur laufenden Aktualisierung ihrer Kraftwerksfahrpläne dringend zu empfehlen, möglichst ergänzt durch Angabe aktuell geltender Leistungsgrenzen. Dies kann zur Reduktion von Sicherheitsmargen und damit verbundener Kosten beim prognostizierten Redispatchbedarf beitragen, macht Sicherheitsaufschläge jedoch nicht überflüssig, da

  - nach wie vor auf Basis von Prognosen (insbesondere Kraftwerkseinsatz und EE-Einspeisung) ex ante entschieden werden muss.
  - infolge der Aktivierungs- und Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke Entscheidungen zur Sicherung von Flexibilitätspotenzialen durch Anfahrt marktbasierend stillstehender oder Verhinderung einer Abfahrt laufender Kraftwerke durch die Übertragungsnetzbetreiber mit genügendem zeitlichem Vorlauf und damit unter Berücksichtigung einer Prognoseunsicherheit getroffen werden müssen. Unsere Untersuchungen zeigen, dass diese Sicherung von Flexibilitätspotenzialen insbesondere bei hoher EE-Einspeisung notwendig wird (z.B. Einsatz marktbasierend stillstehender Erzeugung mit technisch minimaler Leistung bereits am Vortag zur Sicherung hochfahrbaren Redispatchpotenzials).

Außerdem besteht ein in den bisherigen Regularien nicht adressierter Trade-Off zwischen der Absenkung der Erzeugung aus EE-Anlagen einerseits und der Notwendigkeit für Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke andererseits: Die Verletzung einer technischen Randbedingung kann oftmals effizienter mit einem EE-Einspeisemanagement behandelt werden als mit teilweise deutlich höhere Volumina erfordernde, nur auf den konventionellen Kraftwerkspark zugreifende Maßnahmen, die wiederum bei erforderlicher bilanzneutraler Gestaltung auch die Abregelung von EE-Anlagen erzwingen können. Wir sehen hier mit zunehmender Relevanz der Mindesterzeugung dringenden Diskussions- und Regelungsbedarf.

- *Kurzschlussleistung*

Für die Sicherstellung einer ausreichend hohen minimalen Kurzschlussleistung leitet sich aus den Untersuchungen in dieser Studie heute keine über die anderen Aspekte hinausgehende Mindesterzeugungsforderung ab. Diese Schlussfolgerung basiert aber darauf, dass Beiträge aus dem europäischen Ausland in unveränderter Höhe erwartet werden können, was bei europaweitem EE-Ausbau in gleicher Größenordnung wie in Deutschland bezweifelt werden kann. Daher sehen wir hier für die Zukunft Untersuchungsbedarf, der auch den Einfluss der Blindstrombereitstellung aus EE-Anlagen umfassen muss.

- *Frequenzhaltung / Einhaltung der Systembilanz*

Dieser Aspekt ist zwar nur bei §13(2)-Anpassungen in direkter Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers, jedoch ist die Prüfung auf sichere Gewährleistung der Systembilanz bereits Bestandteil der Anordnungen derartiger Anpassungen. Um diese Beurteilung durchzuführen, muss der ÜNB in der Lage sein, die zur Sicherstellung der Systembilanz notwendige Mindesterzeugung situationsabhängig zu quantifizieren. Eine energiewirtschaftlich optimierte Sicherstellung der Systembilanz erfordert detaillierte Kenntnisse über die aktuelle Situation am Strommarkt sowie die Optionen der Marktakteure, die den Übertragungsnetzbetreibern weder vorliegen noch personell und methodisch verarbeitet werden könnten. Da im Anforderungsfall prioritär zur Gewährleistung der Systemsicherheit gehandelt werden muss, sind plausible und praktikable Heuristiken, Näherungen und Annahmen bei der Bestimmung der Mindesterzeugung nicht nur gerechtfertigt, sondern sogar notwendig. Wir empfehlen den Übertragungsnetzbetreibern die Anwendung der in dieser Studie vorgestellten Methode einschließlich der zyklischen Neuberechnung der aufgetretenen Gradienten der vertikalen Netzlast (bzw. der Residuallast), um in der Lage zu sein, ihre Verantwortung für die Sicherstellung der Systembilanz in gefährdeten oder gestörten Betriebszuständen auch übernehmen zu können.

Da die Außerkraftsetzung der Marktregeln über § 13(2) EnWG i.V.m. § 13(4) wie beschrieben zwangsläufig zu energiewirtschaftlichen Ineffizienzen führt, ist bei weiteren Diskussionen über die Organisation netzbetrieblicher Prozesse zu berücksichtigen, dass dies nur als ultima ratio, keinesfalls aber als quasi alltägliche Maßnahme anzusehen ist. In der mit der Novellierung des EnWG 2011 und des EEG 2012 vorgesehenen Möglichkeit einer Anpassung vorrangberechtigter Einspeisung innerhalb § 13(1) EnWG sehen wir dazu bereits einen Beitrag.



# Inhaltsverzeichnis

Ergebniszusammenfassung .....	i
Inhaltsverzeichnis .....	v
1 Motivation und Ziele der Studie .....	1
1.1 Hintergrund und Motivation .....	1
1.2 Betrachtete technische Aspekte .....	2
1.3 Ziele der Studie.....	3
1.4 Datengrundlage.....	4
2 Einhaltung (n-1)-Kriterium / Redispatchfähigkeit .....	5
2.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung .....	5
2.2 Simulationsverfahren.....	6
2.3 Ergebnisse der Simulationsrechnungen .....	9
2.4 Schlussfolgerungen .....	14
3 Spannungshaltung .....	16
3.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung .....	16
3.2 Methodisches Vorgehen .....	18
3.2.1 Netzbelastungsszenarien und Bewertungsgrenzen.....	18
3.2.2 Heuristisches Optimierungsverfahren.....	19
3.3 Ergebnisse.....	19
3.4 Schlussfolgerungen .....	22
4 Kurzschlussleistung.....	24
4.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung .....	24
4.2 Methodisches Vorgehen .....	24
4.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	25



5	Sicherstellung der Systembilanz .....	26
5.1	Auswirkungen auf die Mindesterzeugung .....	26
5.2	Bestimmung auftretender Leistungsgradienten .....	29
5.2.1	Methodik und Datengrundlage .....	30
5.2.2	Beobachtete Gradienten der vertikalen Netzlast .....	31
5.3	Dimensionierung notwendiger Mindesterzeugung .....	32
5.3.1	Methode zur Quantifizierung notwendiger Mindesterzeugung.....	32
5.3.2	Notwendiger Umfang vorzuhaltender Mindesterzeugung .....	34
5.3.3	Sensitivitätsanalysen.....	37
6	Erörterung weiterer Aspekte .....	40
	Referenzen .....	43
	Anhang.....	44
A	Gradienten der VNL in Abhängigkeit von Last und EE-Einspeisung .....	44
B	Diskussion der Auswirkungen des beschleunigten Ausstiegs aus der Nutzung der Kernkraft zur Energiegewinnung auf die Mindesterzeugung .....	46



# 1 Motivation und Ziele der Studie

## 1.1 Hintergrund und Motivation

Für den sicheren Systembetrieb des elektrischen Versorgungsnetzes werden für den stabilen Betrieb der Übertragungsnetze mit den Nennspannungen 380 und 220 kV sowie für die zu jedem Zeitpunkt sicher zu stellende Ausregelung der Systembilanz aus Einspeisungen und Entnahmen sogenannte Systemdienstleistungen aus Erzeugungsanlagen benötigt. Diese werden von den Übertragungsnetzbetreibern teilweise auf Basis von Anschlussvoraussetzungen für Kraftwerke an die Übertragungsnetze oder über die Verteilungsnetzbetreiber auch an die Verteilungsnetze in Anspruch genommen, zum Teil erfolgt die Erbringung basierend auf einer marktorientierten Vergabe gegen entsprechende Vergütung. Schließlich können auch Aspekte mit Wirkung auf den sicheren Systembetrieb anderen Akteuren durch Regeln im Marktmodell zugeordnet werden. Doch auch im letztgenannten Fall obliegt den Übertragungsnetzbetreibern gemäß §13 EnWG [1] mindestens im gefährdeten oder gestörten Zustand des Elektrizitätsversorgungssystems die Gewährleistung der Systemsicherheit.

Die Erbringung der Systemdienstleistungen erfolgt bisher im Wesentlichen aus konventionellen Erzeugungsanlagen, zu denen in dieser Studie neben den mit fossilen Energieträgern gespeisten Kraftwerke auch die Kernkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke gezählt werden. Für den sicheren Systembetrieb ist ein situationsabhängiger Mindestumfang an Eigenschaften für Systemdienstleistungen aus Erzeugungsanlagen erforderlich, der wiederum einen technisch notwendigen konventionellen Kraftwerksbetrieb bedingt. Dieser Betrieb wird in dieser Studie vereinfacht als Mindesterzeugung bezeichnet. Es sei an dieser Stelle hervorgehoben, dass die Mindesterzeugung nicht identisch mit der Mindestwirkleistungserzeugung ist, sondern vielmehr aus einem mindestens netz- und systembedingt erforderlichen konventionellen Kraftwerksbetrieb eine Mindestwirkleistungseinspeisung resultieren kann.

Diese Mindesterzeugung war in der Vergangenheit aus den für die Lastdeckung ohnehin in Betrieb befindlichen konventionellen Erzeugungsanlagen implizit und verbrauchsnahe gesichert. Der Ausbau von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien (im Folgenden EE-Anlagen genannt) und deren Recht zur vorrangigen Einspeisung [2] führen bei hohem Angebot der dargebotsabhängigen Energieträger, insbesondere des Winddargebots, zu einer verminderten Einspeisung aus konventionellen Erzeugungsanlagen. Aus folgenden Gründen können dadurch die netz- und systemtechnischen Mindestanforderungen an den einspeisenden Kraftwerkspark verletzt sein:

- EE-Anlagen beteiligen sich heute nur sehr begrenzt an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Auch erlaubt die Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung bei energieoptimierter Fahrweise keine geregelte Wirkleistungserhöhung.
- Die technischen Eigenschaften der oftmals über Umrichter an die Netze angeschlossenen EE-Anlagen sind nicht mit denen der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke vergleichbar.
- Der überwiegende Anschluss der EE-Anlagen an die Verteilungsnetze erschwert die Erbringung von Systemdienstleistungen für die Übertragungsnetze.

- Die lokale und oft verbrauchsferne Konzentration der EE-Anlagen bei hoher Einspeisungsfluktuation erfordert bei heute begrenzten Transportkapazitäten Reserven für Erzeugungsverlagerungen zur Netzentlastung.

Daher ergibt sich bereits heute, auch bei noch verbleibender durch konventionelle Erzeugungsanlagen zu deckender residualer Verbrauchslast, grundsätzlicher Untersuchungsbedarf,

- in welcher Höhe, in welchen Arbeitspunkten und mit welcher geographischer Verteilung eine Einspeisung aus konventionellen Erzeugungsanlagen für die Systemsicherheit unverzichtbar ist und
- anhand welcher technischen Kriterien der notwendige Betrieb konventioneller Erzeugungsanlagen vorrangig zu bemessen ist und mit welchen Methoden sie in der Betriebsplanung und -führung der Übertragungsnetze bestimmt werden kann.

Die Studie im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH (50HzT), Amprion GmbH (Amprion), EnBW Transportnetze AG (TNG), TenneT TSO GmbH (TenneT)) konzentriert sich, da diese Fragen für ein Kurzfristszenario mit einem zeitlichen Horizont von 2 bis 3 Jahren beantwortet werden sollen, auf den heutigen rechtlichen Rahmen, was insbesondere hinsichtlich der Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber und der bestehenden Verpflichtungen von EE-Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beachten ist.

## 1.2 Betrachtete technische Aspekte

In Absprache mit den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern als gemeinsame Auftraggeber dieser Studie konzentrieren sich die Untersuchungen auf die folgenden technischen Randbedingungen an einen sicheren Systembetrieb:

- *(n-1)-Sicherheit / Redispatchfähigkeit* (Abschnitt 2)  
Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, mindestens bei Ausfall einer der Komponenten Leitung, Transformator und größeren Kraftwerksblöcken im sogenannten (n-1)-Fall [3], die durch thermische Grenzwerte definierten maximalen Ströme auf den Betriebsmitteln des Netzes einzuhalten. Da eine Entlastung von Netzbetriebsmitteln ohne Zugriff auf Verbrauchslasten nur durch Erzeugungsverlagerungen im Rahmen eines Redispatches erreicht werden kann, Erzeugungsanlagen abhängig von ihrem Typ aber Anfahrzeiten im Stundenbereich oder Mindeststillstandszeiten nach Abfahren aufweisen können und die Ströme nur mit eingeschränkter Genauigkeit a priori prognostiziert werden können, impliziert diese Anforderung auch die zeitgerechte Vorhaltung der Redispatchfähigkeit.
- *Spannungshaltung* (Abschnitt 3)  
Ebenfalls im (n-1)-Fall müssen vorgegebene Spannungsgrenzen an den Netzknoten eingehalten werden. Da die Spannungen im Übertragungsnetz im Wesentlichen aktiv über Blindleistungsbereitstellungen aus Erzeugungsanlagen beeinflusst werden können, somit andere Wirkungsmechanismen als auch andere Anforderungen an die geographische Anlagenverteilung als bei der Einhaltung von Stromgrenzen vorliegen, wird die Spannungshaltung getrennt betrachtet.

- *Kurzschlussleistung* (Abschnitt 3.4)  
Für die Gewährleistung einer sicheren und unselektiven Schutzanregung bei elektrischen Fehlern im Übertragungsnetz sind minimale Kurzschlussströme zu überschreiten. Außerdem wirken sich schnelle Fehlerklärungszeiten sowie geringe Spannungsein-senkungen bis zur Schutzabschaltung elektrischer Fehler positiv auf die transiente Stabilität von Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren aus. Beide Aspekte können näherungsweise durch Mindestanforderungen an die Kurzschlussleistung beschrieben werden.
- *Frequenzhaltung / Einhaltung der Systembilanz* (Abschnitt 4.2)  
Zu jedem Zeitpunkt muss im Elektrizitätsversorgungssystem die Bilanz aus Entnahmen (einschließlich der Netzverluste) und Einspeisungen hinreichend ausgeglichen werden. Bilanzabweichungen äußern sich als Frequenzabweichungen mit der Gefahr, stabile und zulässige Betriebsbereiche zu verlassen.

Darüber hinaus existieren noch zahlreiche weitere im Rahmen einer Diskussion einer erforderlichen Mindesterzeugung aus konventionellen Erzeugungsanlagen zu beachtende technische Aspekte. Auftragsgemäß werden im Rahmen dieser Studie keine detaillierten Untersuchungen zu dynamischen Aspekten der Systemsicherheit durchgeführt. Allerdings werden einzelne Fragestellungen qualitativ, teilweise ergänzt durch modellhafte quantitative Untersuchungen erörtert (Abschnitt 6). Dazu gehören als systemsicherheitsrelevante Aspekte die Abnahme der rotierenden Masse und damit der Frequenzstabilität des unregulierten Elektrizitätsversorgungssystems durch EE-Anlagen mit Einspeisung über Vollumrichter sowie der Einfluss auf den Versorgungswiederaufbau nach einem Blackout. Außerdem werden Möglichkeiten zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen beleuchtet, nämlich der Einfluss ihrer Blindleistungsbereitstellung in Verteilungsnetzen auf die Spannungsregelung im Übertragungsnetz sowie die Wirkung der Blindstrombereitstellung bei fehlerbedingtem Spannungseinbruch im Netz auf die Kurzschlussströme im Übertragungsnetz. Schließlich wird erörtert, welchen Einfluss eine in besonderen Risikosituationen begründete Hinzunahme von über das klassische (n-1)-Kriterium hinausgehenden Ausfällen in die Netzsicherheitsbewertung für die Mindesterzeugung hat.

### 1.3 Ziele der Studie

Vorrangiges Ziel der Studie ist die Ableitung von Methodiken zur Bestimmung der Mindesterzeugung, da diese die Voraussetzung dafür bilden, dass

- die Übertragungsnetzbetreiber in Betriebsplanung und -führung in die Lage versetzt werden, die Einhaltung der Mindesterzeugung zu überwachen und – sofern notwendig auch präventiv – sicher zu stellen.
- die Mindesterzeugung nach Höhe und geographischer Verteilung bestimmt werden kann.

Als Ergebnis liegen dann auch die Kriterien vor, anhand derer die Mindesterzeugung zu bemessen ist. Auch kann bewertet werden, ob die Einhaltung eines bestimmten technischen Aspektes den Umfang der vorzuhaltenden Mindesterzeugung dominiert.

Außerdem wird diskutiert, welche Daten- und Informationsbasis den Übertragungsnetzbetreibern heute für die Überwachung und Sicherstellung der Mindesterzeugung zur Verfügung stehen und wo eine Erweiterung dieser Basis dringend geboten oder zumindest zu empfehlen ist. Dies erfolgt vorrangig auf Basis der Regelungen für Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber aus §13 EnWG [1], wobei die erforderlichen Überwachungs- und Eingriffsprozesse für den Netzbetrieb grundsätzlich beschrieben werden.

Die Auftraggeber wollen diese Studie auch in die Diskussion mit der Bundesnetzagentur und der Öffentlichkeit einbringen, um ein einheitliches Verständnis einer Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren zu fördern und den derzeit notwendigen minimalen Betrieb dieser Kraftwerke für die Erbringung der für einen sicheren Systembetrieb erforderliche Systemdienstleistungen zu umreißen.

## 1.4 Datengrundlage

Entsprechend der Ausrichtung auf ein Kurzfristszenario haben die Übertragungsnetzbetreiber für die netztechnischen Untersuchungen die Datensätze des sogenannten Regionenmodells 2013 [4] bereitgestellt, das – unter Abstimmung mit Netznutzern – auch die Basis für die Bewertung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz in der denaII-Studie [5] bildete. Dieser Planungsdatensatz wurde so angepasst, dass er die heutige Netzsituation abbildet. Allerdings enthalten die Datensätze die erst am Ende der Studienbearbeitung getroffenen Entscheidungen zum sogenannten Kernkraftwerks-Moratorium und dem nachfolgenden beschleunigten Ausstiegsplan aus der Nutzung der Kernkraft zur Energiegewinnung nicht. Dessen Einfluss wird qualitativ im Anhang B diskutiert.

Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber Betriebsgrenzen der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke bei deren Betreibern erfragt und für die Studie ebenso zur Verfügung gestellt wie aktuelle NTC-Werte (Net Transfer Capacity-Werte) an den Landesgrenzen, an denen sie auch heute zum Engpassmanagement angewendet werden. Schließlich wurden Snapshotdaten des Lastflusses aus den vorhergehenden Jahren zur Verfügung gestellt, um erforderliche Bereiche für Parametervariationen abzuleiten und Gradienten der vertikalen Netzlast (vgl. Abschnitt 5.2) zu analysieren.

Seitens des Bearbeiterkonsortiums wurden die Eingangsdaten eines Fundamentalmarktmodells für die Simulation des europäischen Strommarktes beigesteuert [6] (s. Abschnitt 2.2).

## 2 Einhaltung (n-1)-Kriterium / Redispatchfähigkeit

### 2.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung

Die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für einen sicheren Systembetrieb. Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums wird deshalb in der Netzbetriebsplanung wie im Netzbetrieb über periodisch durchgeführte Ausfallsimulationen kontinuierlich überprüft. Werden nicht akzeptable Verletzungen des (n-1)-Kriteriums festgestellt, ergreifen die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber geeignete Gegenmaßnahmen.

Dies sind entsprechend § 13 Abs. 1 EnWG primär sogenannte netzbezogene Maßnahmen wie Veränderungen des Schaltzustands, die keine Eingriffe in das Verhalten der Netznutzer darstellen. Erweisen sich netzbezogene Maßnahmen als nicht ausreichend zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums, werden darüber hinaus gezielte Verlagerungen der Netznutzung, insbesondere Einspeisungsverlagerungen, notwendig. Diese Verlagerungen umfassen insbesondere den Redispatch als marktbezogene Maßnahme i. S. v. § 13 Abs. 1 EnWG, sind aber nicht notwendig auf diesen beschränkt. Im Folgenden verwenden wir Redispatch als allgemeinen Begriff für Erzeugungverlagerungen, die zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums notwendig sind.

Dabei müssen Redispatchmaßnahmen grundsätzlich bilanzneutral erfolgen, d. h. einer Absenkung der Einspeisung an einem Netzknoten muss zwangsläufig eine Einspeiserhöhung an einem anderen Netzknoten in gleicher Höhe entsprechen. Die netzentlastende Wirkung des Redispatch ergibt sich dabei aus der unterschiedlichen Lage der betroffenen Netzknoten in Bezug auf das zu entlastende Engpasselement, so dass sich durch Einspeisungsabsenkung wie –erhöhung idealerweise flussentlastende Wirkungen ergeben, die sich überlagern. Im Einzelfall – insbesondere bei einem gleichzeitig durchzuführenden Redispatch mit Wirkung auf unterschiedliche Engpasselemente – kann auch eine gleichgerichtete, aber in ihrer absoluten Höhe unterschiedliche und sich damit nur teilweise kompensierende Flussveränderung akzeptabel sein.

Bezüglich möglicher Auswirkungen der Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums auf Höhe und geografische Verteilung der vorzuhaltenden Mindesterzeugung ist zwischen Einspeisungsabsenkung und Einspeiserhöhung zu unterscheiden.

- Aus der Einspeisungsabsenkung ist kein originärer Beitrag zur Mindesterzeugung zu erwarten. Vielmehr ist die mögliche Einspeisungsabsenkung bei konventionellen Kraftwerken begrenzt durch die Höhe der notwendigen Mindesterzeugung, die aus den anderen betrachteten technischen Aspekten abzuleiten ist. Erfordert die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums zwingend darüber hinaus gehende Einspeisungsabsenkungen, so kann nach Erreichen der Mindesterzeugungsgrenze ggf. auch die Anpassung der Einspeisungen aus auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen notwendig werden.
- Die zur Sicherstellung der Bilanzneutralität notwendige Einspeiserhöhung kann nur in disponiblen Erzeugungsanlagen erfolgen. Insbesondere dargebotsabhängige EE-

Anlagen erfüllen diese Voraussetzung nicht. Realistischerweise können deshalb für diesen Zweck vor allem konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden, die sich entweder im Teillastbetrieb befinden oder aber schnellstartbar sind und binnen kurzer Zeit den regelfähigen Betrieb erreichen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass derartige Flexibilitätspotenziale nur dann für den Redispatch genutzt werden können, wenn sich nicht bereits anderweitig (z. B. als Regelleistung) vermarktet sind. Da Einspeisungsabsenkung und -erhöhung bei Redispatchmaßnahmen in unterschiedlichen Regionen erfolgen, ergibt sich in der Region mit Einspeisungserhöhung eine höhere als sich rein marktbasierend einstellende Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke. Es handelt sich somit um eine von der konkreten Situation und vom Marktergebnis abhängige Mindestenerzeugung.

Darüber hinaus können sich Situationen ergeben, in denen das beschriebene Potenzial von schnellstartbaren Kraftwerken und Kraftwerken in Teillast für einen bilanzneutralen Redispatch nicht ausreichend ist, weil höhervolumige Erzeugungsverlagerungen notwendig sind. Die Beherrschbarkeit solcher Fälle erfordert die Sicherung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale im Rahmen der Netzbetriebsplanung durch die systemverantwortlichen ÜNB. Insbesondere geeignet sind dabei eine frühzeitige Anfahrt bzw. die Verhinderung der Abfahrt eigentlich marktbasierend stillstehender Kraftwerke, so dass diese Einheiten sich zum möglichen Bedarfszeitpunkt in einem regelfähigen Betriebszustand befinden. Auch diese Sicherung von Flexibilitätspotenzialen führt somit zu einer Mindestenerzeugung konventioneller Kraftwerke.

Beide möglichen Aspekte notwendiger Mindestenerzeugung zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums sind offensichtlich stark von der Belastungssituation im Übertragungsnetz und vom Marktergebnis abhängig und können deshalb nur situativ im Rahmen der Netzbetriebsplanung bewertet werden. Ihre grundsätzliche Bedeutung wird nachfolgend mit Hilfe eines Simulationsverfahrens untersucht.

## 2.2 Simulationsverfahren

Bild 2.1 gibt einen Überblick über das angewandte Verfahren zur kombinierten Simulation von Marktgeschehen und Konsequenzen für den Netzbetrieb.

Ausgangspunkt sind einerseits Informationen über die Topologie und die elektrischen Eigenschaften des Netzes, die aus dem von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Regionenmodell übernommen werden.

Andererseits wird eine Simulation des europäischen Strommarktes im Stundenraster mit einem Fundamentalmarktmodell durchgeführt, die unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Erzeugungssysteme in den einzelnen europäischen Ländern, der bestehenden grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten<sup>1</sup> sowie historischer, teilweise mit Blick auf die Kapazitätsentwicklung skalierter Ganglinien der Systemlast sowie der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK den technisch realisierbaren und zur Lastdeckung kostenminimalen Kraftwerkseinsatz berechnet. Als Ergebnis der Marktsimulation liegen die sich im Laufe eines Jahres ergebenden Netznutzungsfälle als Zeitreihe der Knotenbilanzen vor.

<sup>1</sup> Für die deutschen Außengrenzen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Zeitreihen der NTCs zur Verfügung gestellt.

Im nächsten Schritt wird eine repräsentative Auswahl dieser Netznutzungsfälle (jede 13. Stunde des Jahres, somit kalenderperiodenfrei) mit den Netztopologiedaten zu vollständigen Lastflussmodellen des Übertragungsnetzes zusammengeführt. Dabei werden sich aus dem Marktergebnis ergebende Beschränkungen der Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes (z. B. hinsichtlich Schnellstartbarkeit, Vorhaltung von Regelleistung, Mindestleistungen etc.) abgebildet.

Für jedes dieser Netzmodelle wird dann eine Netz- und Redispatchsimulation durchgeführt, deren erster Bestandteil die Durchführung einer (n-1)-Ausfallsimulation ist. Sofern diese Ausfallsimulation zu Befunden führt, wird der zur Netzentlastung notwendige Redispatch bestimmt. Dies geschieht über die Abbildung als lineares Optimierungsproblem, wobei die Lage der Erzeugungseinheiten und die Flusswirkung einer Erzeugungsanpassung bzgl. der zu entlastenden Netzelemente, die Flexibilitätsgrenzen, Einsatzreihenfolgen der verschiedenen Flexibilitätskategorien (konventionelle KW vor EE-Anlagen), Mindesterzeugungsbedingungen, typische Einsatzmuster hydraulischer Kraftwerke und die variablen Kosten der Erzeugungsverlagerung berücksichtigt werden. Dabei sind wir grundsätzlich von deutschland-internen Redispatchmaßnahmen ausgegangen, d. h. Flexibilitätspotenziale im Ausland bleiben unberücksichtigt.

Erweist sich das so parametrisierte Optimierungsproblem als nicht lösbar, ist eine Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums mit den zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenzialen offensichtlich nicht möglich. Es wird dann in einem zweiten Schritt untersucht, ob eine – als situationsabhängige Relaxation der Leistungsgrenzen nicht schnellstartbarer Kraftwerke modellierte – frühzeitige Sicherung von Flexibilitätspotenzialen marktbasiert eigentlich stillstehender Kraftwerke, also eine Mindesterzeugung, zu einer Lösbarkeit des Redispatchproblems führt. Sofern dies der Fall ist, belegt dies die Notwendigkeit dieser Mindesterzeugung.

Diese zeitpunktscharfe Betrachtung für jedes Netzmodell entspricht weitgehend den im Rahmen der Netzbetriebsplanung zur Bestimmung einer etwaigen Mindesterzeugung notwendigen Schritten. Für die generelle Analyse der Wirkungen wurden die Simulationen, wie beschrieben, für einen repräsentativen Abschnitt des Betrachtungsjahres durchgeführt und anschließend statistisch ausgewertet. Dies erlaubt grundsätzliche Rückschlüsse auf die zu erwartende Bedeutung von Mindesterzeugung im Rahmen der Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums, sowohl hinsichtlich der regionalen Erzeugungsverlagerung als auch hinsichtlich der Notwendigkeit zur frühzeitigen Sicherung von Flexibilitätspotenzialen.

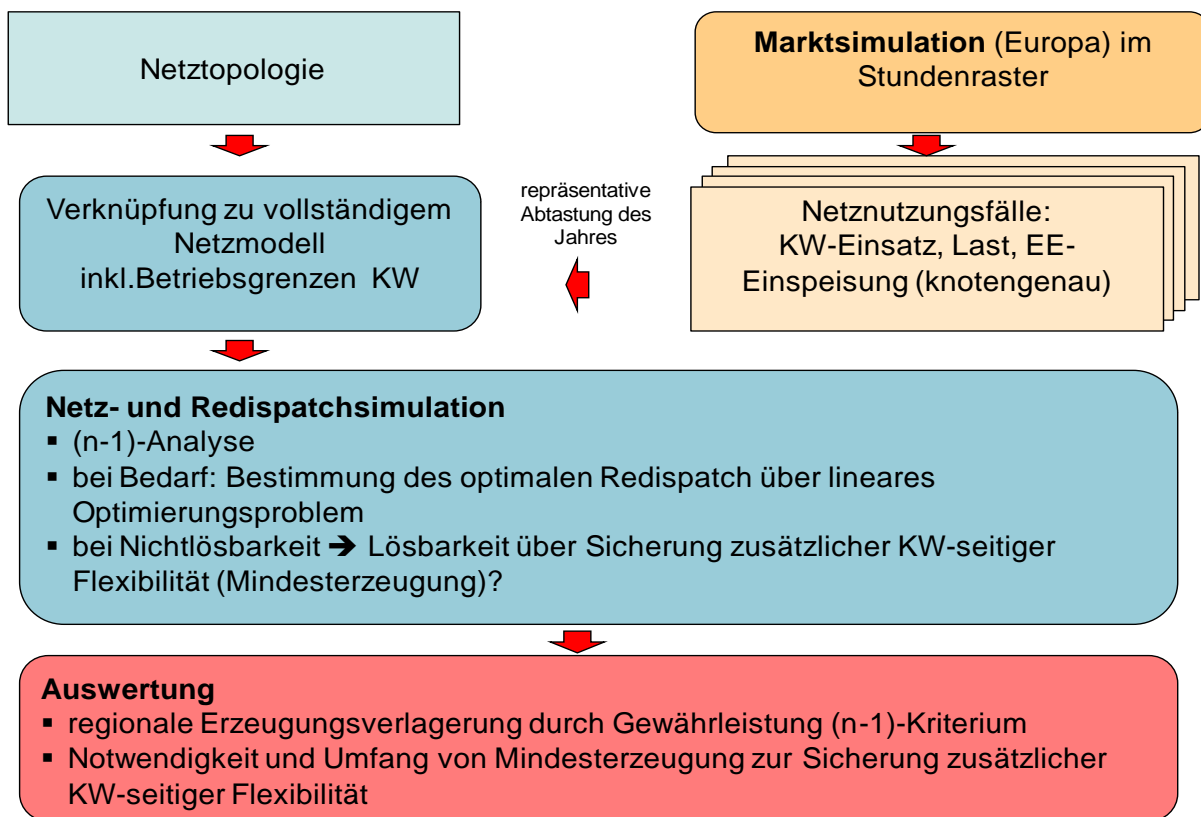


Bild 2.1: Überblick über das Simulationsverfahren zur Bestimmung der für die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums notwendigen Mindestenerzeugung

## 2.3 Ergebnisse der Simulationsrechnungen

Als erstes wesentliches Ergebnis der Simulationsrechnungen zeigt Bild 2.2 die identifizierten Netzregionen, in denen vergleichsweise häufig (n-1)-Befunde auftreten. Dabei ist die Häufigkeit des Auftretens über die verwendeten Farbcodes unterscheidbar.

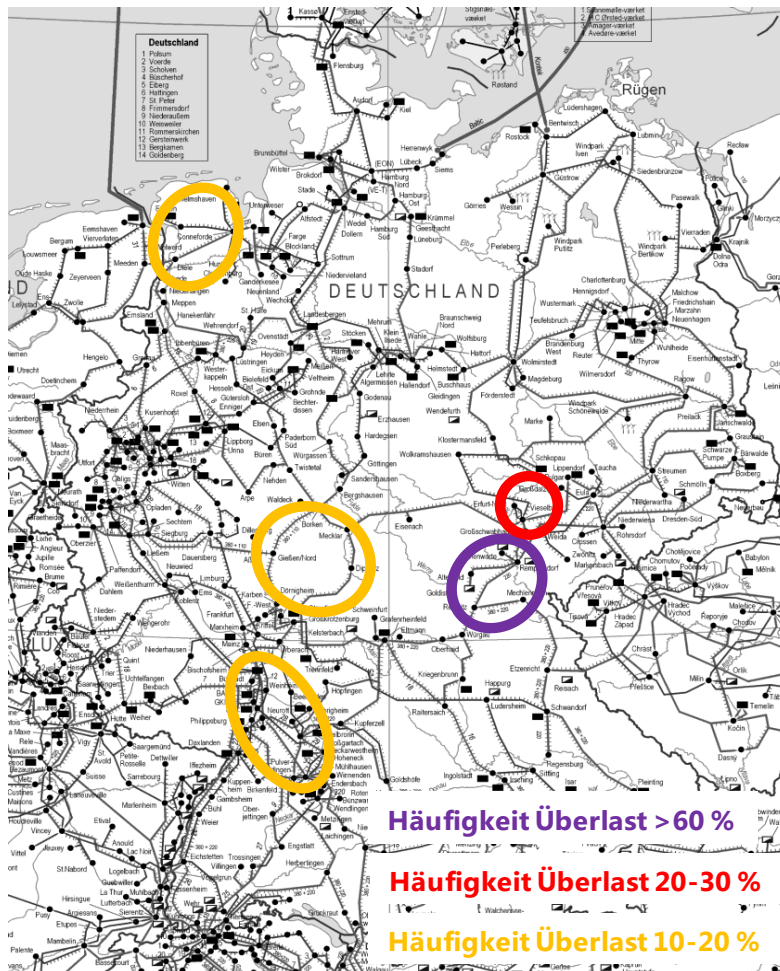


Bild 2.2: Ergebnisse der Redispatchsimulation:  
Wesentliche Regionen mit potenziellen Überlastungen

Aus der Grafik ist erkennbar, dass (n-1)-Befunde – in Übereinstimmung mit vorliegenden Beobachtungen und der Annahme, dass das Netzausbauprojekt Vieselbach-Altenfeld-Redwitz (sogenannte „Thüringer Strombrücke“ oder „Südwestkuppelleitung“) im simulierten Zustand noch nicht umgesetzt ist – besonders häufig in der Region Thüringen/Oberfranken auftreten. Weitere Regionen, für die dies, wenn auch in deutlich abgeschwächter Form der Fall ist, sind die Region Nordseeküste/Ostfriesland, der Rhein-Neckar-Raum und die Region Hessen mit den dort verlaufenden 380-kV-Nord-Süd-Verbindungen.

Bevor die aggregierten Ergebnisse der statistischen Auswertung der Redispatchsimulation vorgestellt werden, sollen nachfolgend anhand eines konkreten Beispiels die mit Hilfe der Simulation erzielbaren Ergebnisse und Erkenntnisse vorgestellt werden. Dabei wird eine tendenzielle Starklast-Starkwind-Situation betrachtet (Bild 2.3), in der die Simulation einen (n-1)-Befund für die Leitung Remptendorf-Redwitz mit einer für den (n-1)-Fall

berechneten Belastung von 153 % ausweist. Die notwendige Lastflussentlastung auf dieser Leitung zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums beträgt 800 MW.

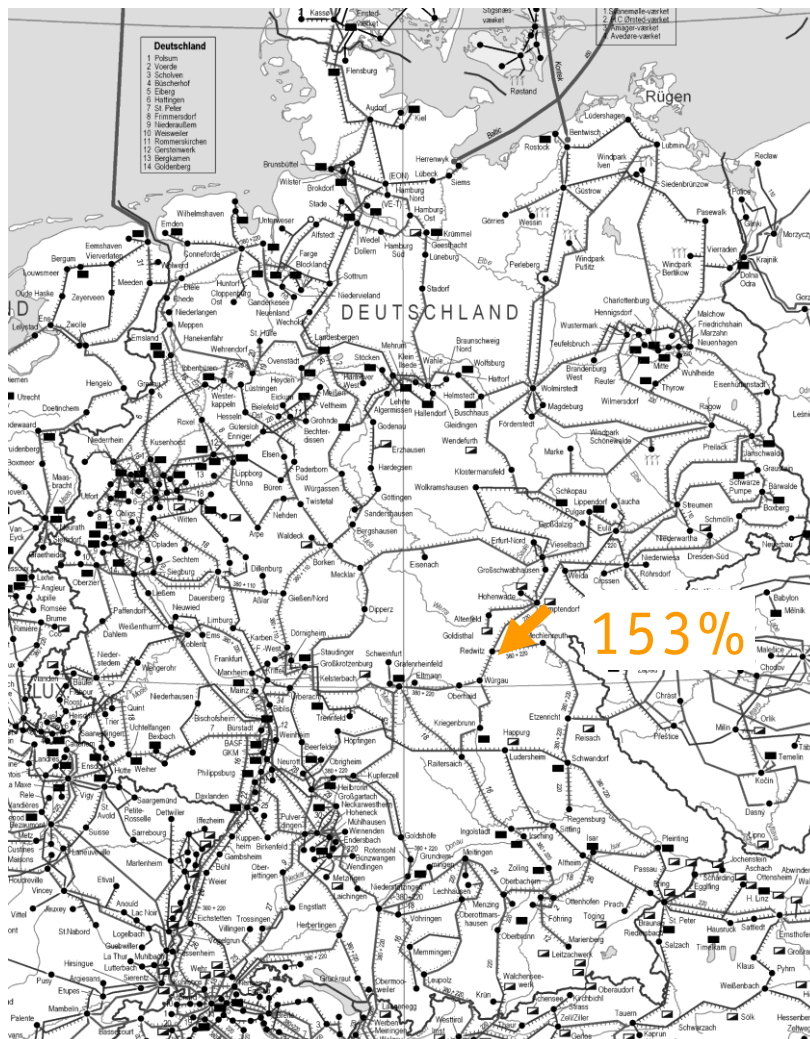


Bild 2.3: Beispielhafte Redispatchsimulation: (n-1)-Befund

Bild 2.4 zeigt dann die zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums notwendigen Redispatchmaßnahmen. Dabei macht die geforderte Flussentlastung von 800 MW weiträumige Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz erforderlich. Insbesondere erweist sich die Aktivierung der Flexibilitätspotenziale im Nahbereich der zu entlastenden Leitung (mit entsprechend hoher netzentlastender Wirkung) als nicht ausreichend, so dass auch Eingriffe in den Einsatz weiter entfernter Kraftwerke notwendig werden. Dabei zeigt sich, dass die notwendige Einspeisungsabsenkung im Wesentlichen in den Braunkohle- und Pumpspeicherkraftwerken im Netzgebiet von 50HzT erreicht werden kann, während die beschränkten Flexibilitätspotenziale zur kurzfristigen Erhöhung der Erzeugungsleistung in konventionellen Kraftwerken eine Mobilisierung auch weit entfernter Potenziale notwendig machen. Dennoch erweist sich im vorgestellten Fall ein bilanzneutraler Redispatch alleine mit schnellstartbaren und in Teillast befindlichen Einheiten als nicht durchführbar.<sup>2</sup> Vielmehr erlaubt erst die Mobilisierung des marktbasier

<sup>2</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der konkreten Situation eine nicht zwangsläufig gegebene Einsatzbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke in der netztechnisch sinnvollen Richtung angenommen wurde.

Kraftwerks Franken die erfolgreiche Durchführung eines bilanzneutralen Redispatch. Dabei wird das Kraftwerk Franken gegenüber anderen stillstehenden Kraftwerken wegen seiner geografischen Nähe zur zu entlastenden Leitung bevorzugt. Um dieses Kraftwerk in einem realen Fall für Redispatchmaßnahmen nutzbar zu machen, wäre die frühzeitige Sicherung seiner Flexibilitätspotenziale als Mindestenerzeugung notwendig.

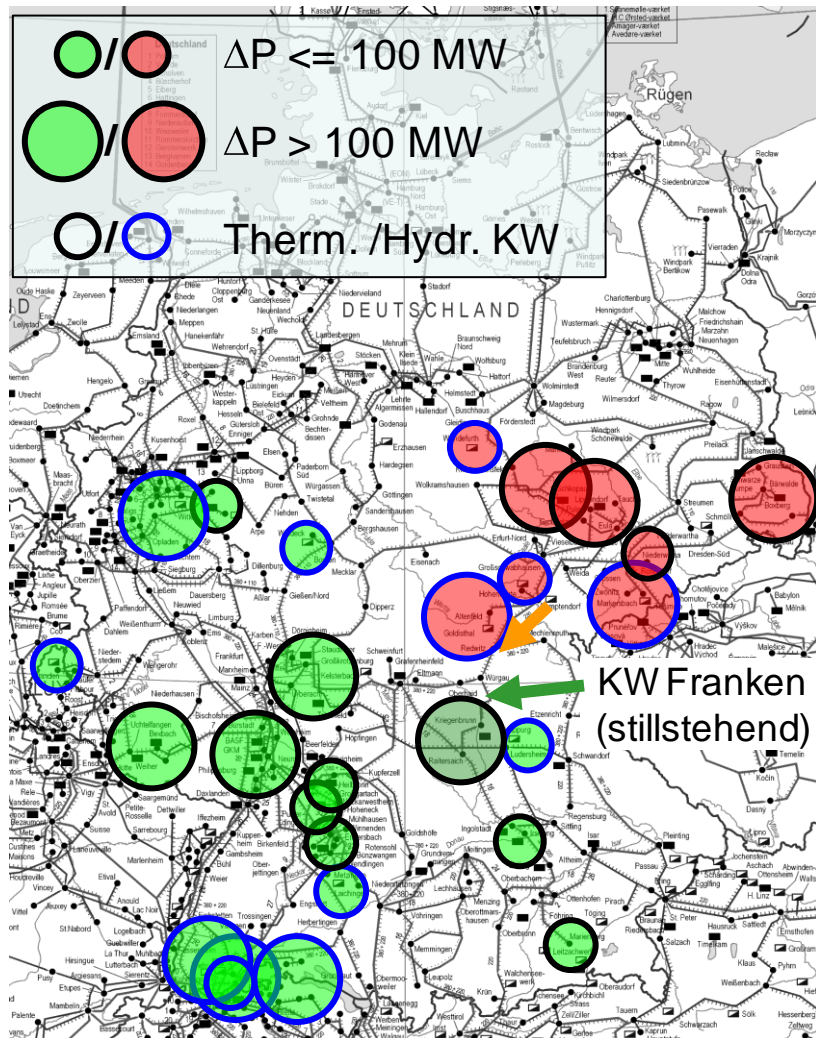


Bild 2.4: Beispielhafte Redispatchsimulation: Notwendige Erzeugungsverlagerungen

Das Beispiel zeigt darüber hinaus die eindeutige geografische Verteilung von Erzeugungsabsenkungen im Nordosten und –erhöhungen im Westen und Südwesten auch die regionale Komponente der Mindestenerzeugung.

In Summe wird im gezeigten Beispiel für die Flussentlastung von 800 MW eine Erzeugungsverlagerung von insgesamt 4800 MW in knapp 30 Kraftwerken benötigt. Dies belegt die enorme organisatorische Komplexität aufwendiger Redispatchmaßnahmen. Die Praktikabilität in realen Anwendungsfällen kann dabei dazu führen, dass das simulativ nachweisbare Optimum nicht erreicht wird und stattdessen Mindestenerzeugung in höherem Umfang benötigt wird. Andererseits kann in der Realität eine geringfügige Überlastung im (n-1)-Fall tolerierbar sein, wenn dadurch eine deutliche Reduktion des Redispatchvolumens erreicht werden kann. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass eine evtl. notwendige Sicherung von Flexibilitätspotenzialen immer ex ante auf Basis von Prognosen erfolgen

muss, ein Nachweis der Optimalität oder Notwendigkeit der getroffenen Maßnahmen ex post somit nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich ist.

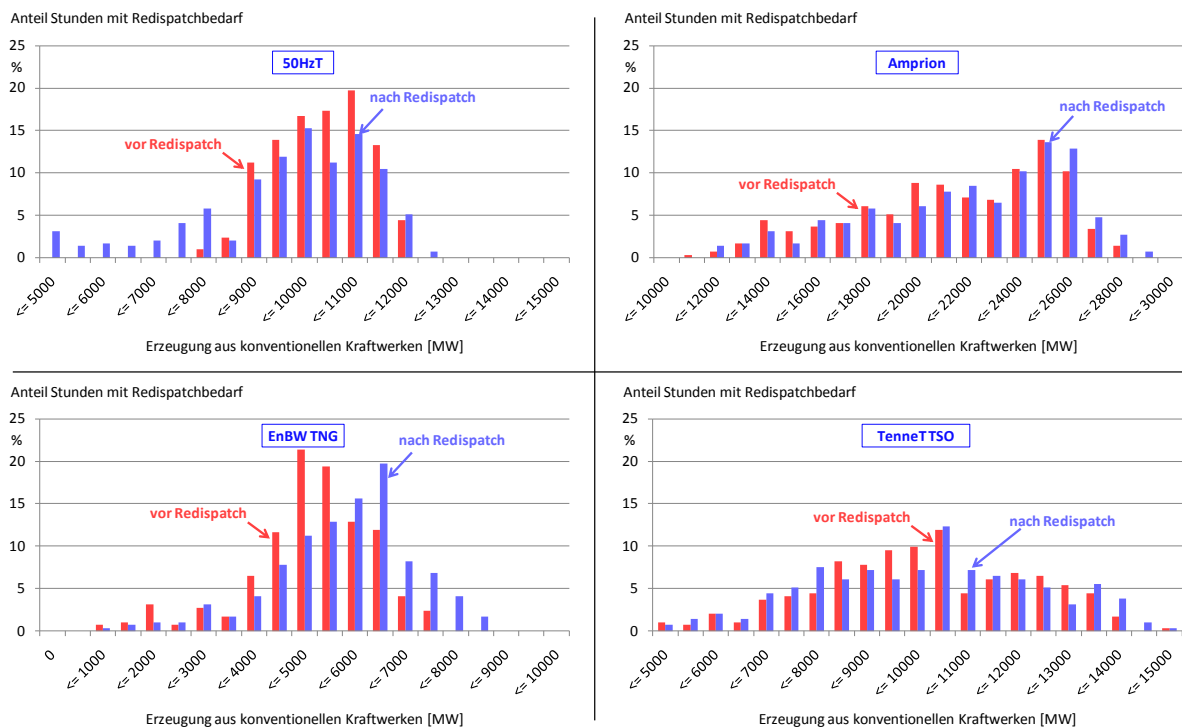


Bild 2.5 Statistische Auswertung Redispatchsimulation: Notwendige Erzeugungsverlagerungen

Bild 2.5 verlässt nun die Betrachtung eines konkreten Zeitpunkts und geht über zu einer statistischen Auswertung der Ergebnisse der Redispatchsimulation. Dabei werden separat für jede Regelzone Häufigkeitsverteilungen der in die jeweilige Regelzone einspeisenden Erzeugungsleistung entsprechend dem Ergebnis der Marktsimulation (in rot) und nach Durchführung der Redispatchsimulation (in blau) dargestellt. Die Abweichungen der roten und blauen Datenreihe zeigen somit die Auswirkungen des Redispatches. Diese sind für die verschiedenen Regelzonen deutlich unterschiedlich:

- In der Regelzone 50HzT ergibt sich marktbasierend auch aufgrund des hohen Anteils an Grundlastkraftwerken in der Mehrzahl der betrachteten Stunden eine Erzeugung zwischen 9 und 12 GW, die durch notwendige Redispatchmaßnahmen insbesondere zur Entlastung der Netzregion Thüringen/Oberfranken deutlich, teilweise um mehrere 1.000 MW reduziert wird.
- In der Regelzone TNG tritt ein entgegengesetzter Effekt auf. Hier steigt die Gesamteinspeisung in die Regelzone als Folge der Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums signifikant an. Die technische Mindesterzeugung liegt somit vielfach über dem sich als Ergebnis des marktbasierten Kraftwerkseinsatzes ergebenden Einspeiseniveau. Neben dem Effekt regionaler Erzeugungsverlagerung ist dabei in der Regelzone TNG in einzelnen Situationen auch das Auftreten von Mindesterzeugung in Form der Notwendigkeit zur Sicherung von Flexibilitätspotenzialen aus marktbasierend eigentlich stillstehenden Kraftwerken zu beobachten. Das Gesamtvolumen der Einspeisung dieser Kraftwerke nach Redispatch kann bis zu 1500 MW betragen.

- Die Häufigkeitsverteilung der Einspeisungen in der Regelzone Tennet zeigt zunächst nur geringe Auswirkungen des Redispatch. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass aufgrund der geografischen Ausdehnung der Regelzone eine Überlagerung der bei 50HzT und TNG bereits beobachteten Effekte eintritt. Im Nordbereich der Regelzone führen Redispatchmaßnahmen zu einer deutlichen Absenkung der mittleren Einspeisung, während es im Südbereich zu einer in ihren quantitativen Auswirkungen ähnlichen Anhebung, d. h. zu einer den marktbasierten Kraftwerkseinsatz übersteigenden Mindesterzeugung kommt. Dabei ist auch bei Tennet die Notwendigkeit zur präventiven Sicherung von Flexibilitätspotenzialen marktbasierend eigentlich stillstehender Kraftwerke in ähnlicher Größenordnung wie bei TNG zu beobachten.
- In der Regelzone Amprion führt die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums zwar ebenfalls zu Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz. Bei statistischer Betrachtung sind die sich ergebenden Effekte jedoch im Verhältnis zu den anderen Regelzonen deutlich geringer. Relevante Beiträge zur Mindesterzeugung ergeben sich hier deshalb nicht.

Als weiteres statistisches Ergebnis sind in Bild 2.6 die Ergebnisse einer Betrachtung von Überlastarbeit auf Leitungen mit (n-1)-Befunden (Zeitintegral der über 100 % der thermischen Belastbarkeit liegenden Belastungsanteile) und Redispatch-Arbeit (Zeitintegral der notwendigen Erzeugungsverlagerungen, wobei entweder nur Einspeisungsabsenkungen oder nur Einspeisungserhöhungen gezählt werden).

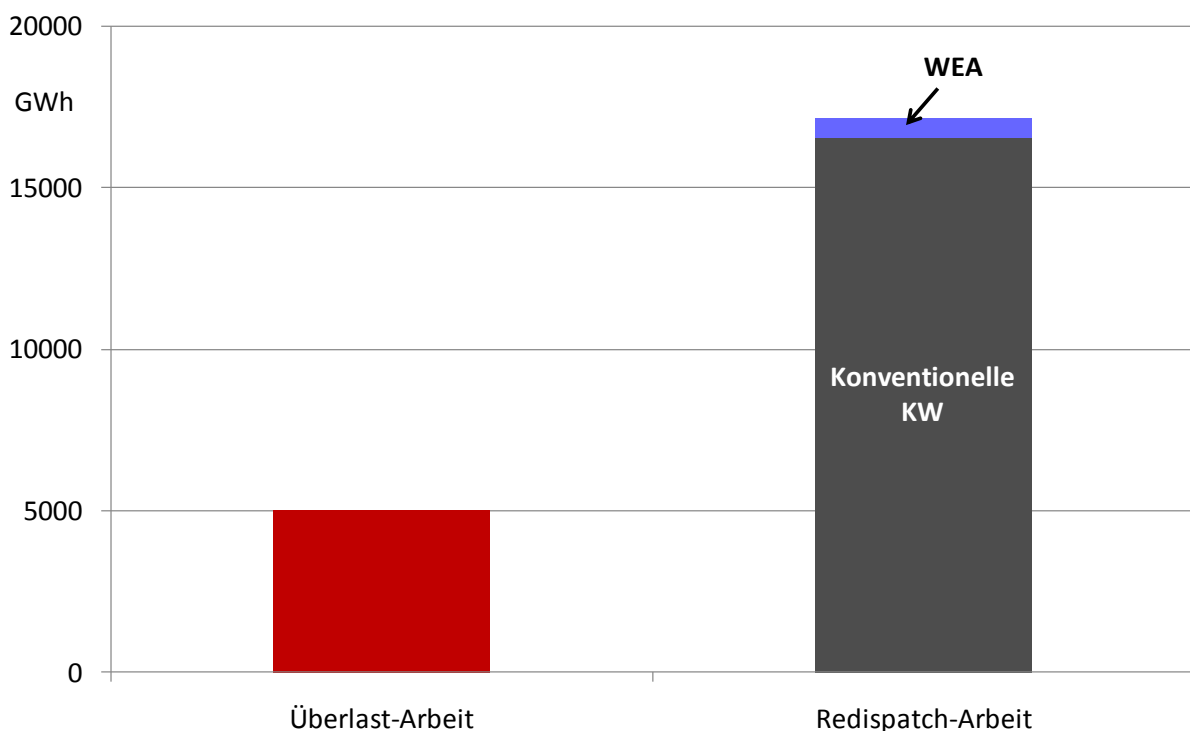


Bild 2.6: Statistische Auswertung Redispatchsimulation: Energetische Betrachtungen

Bei diesen energetischen Betrachtungen zeigt sich einerseits ein plausibles Verhältnis von Redispatch- und Überlastarbeit, das im Mittel bei ca. 3 zu 1 und damit deutlich unter dem im o. g. Extrembeispiel beobachteten Wert von 6 zu 1 liegt. Dieses Verhältnis ist allerdings nicht generalisierbar, da es insbesondere von der geografischen Lage von Leitungen mit

Netzrestriktionen und von Erzeugungseinheiten, die den Fluss auf diesen Leitungen steuern können, abhängig ist. Für den in der Betrachtung dominanten Engpass Remptendorf-Redwitz ergibt sich z. B. eine sehr gute Steuerungsmöglichkeit über die Pumpspeicherwerke insbesondere Goldisthal, aber auch Markersbach und Hohenwarte. Sofern diese nicht oder nicht in dem hier unterstellten Umfang für derartige flussentlastende Maßnahmen zur Verfügung stehen, ist mit einem deutlich ungünstigeren Verhältnis von Redispatch- zu Überlast-Arbeit zu rechnen. Dabei kann sich dann auch eine steigende Notwendigkeit zu Erzeugungsabsenkungen bei WEA-Anlagen ergeben. In der durchgeführten Simulation waren solche Absenkungen zur Lösung des Redispatchproblems teilweise notwendig, ihr energetischer Umfang an der gesamten Redispatcharbeit ist aber vernachlässigbar.

## 2.4 Schlussfolgerungen

Die durchgeführten Simulationsrechnungen haben die am Anfang dieses Kapitels angestellten Grundsatzüberlegungen zu möglichen Auswirkungen der Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums auf die Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken bestätigt.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen zwei Aspekten der Mindesterzeugung. Der erste Aspekt ergibt sich aus der bei einem Redispatch angestrebten regionalen Erzeugungsverlagerung, die in der Region mit einer Erhöhung der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gegenüber dem marktbasieren Kraftwerkseinsatz auch zu einer regionalen Mindesterzeugungskomponente führt.

Ergänzend kann – als zweiter Aspekt – die Notwendigkeit von Mindesterzeugung in Form der frühzeitigen Sicherung von Flexibilitätspotenzialen (Anfahrt bzw. Verhinderung der Abfahrt) von marktbasieren eigentlich stillstehenden, nicht schnellstartbaren Kraftwerken bestehen. Dies ist immer dann der Fall, wenn schnellstartbare Kraftwerke oder Kraftwerke in Teillast nicht genügend Potenzial zur Einspeiserhöhung und zur Gewährleistung eines adäquaten, bilanzneutralen Redispatches bieten.

Die quantitative Bedeutung beider Aspekte der Mindesterzeugung ist von der konkreten Belastungssituation im Übertragungsnetz und vom marktbasieren Einsatz der Kraftwerke, der den Ausgangspunkt für alle Redispatcheingriffe darstellt, abhängig. Insofern kann die Mindesterzeugung nur situationsabhängig genau quantifiziert werden. Insbesondere bzgl. der möglichen Notwendigkeit der Sicherung von Flexibilitätspotenzialen ist dabei zu berücksichtigen, dass diese Sicherung und damit die Festlegung der Mindesterzeugung mit ausreichendem Vorlauf zum möglichen Einsatz der Potenziale im Rahmen von Redispatchmaßnahmen erfolgen müssen. Damit verbundene Quantifizierungsunschärfen und Abweichungen von ex post ermittelten Optima sind zwangsläufig und hinzunehmen.

Unsere für das Betrachtungsjahr 2013 durchgeführten Simulationen zeigen die Notwendigkeit zu regionaler Mindesterzeugung insbesondere in der Regelzone TNG und im Süden der Regelzone TenneT, wobei in beiden Regionen im Einzelfall bis zu 1500 MW Einspeiseleistung aus marktbasieren eigentlich stillstehenden Kraftwerken zur Gewährleistung eines bilanzneutralen Redispatch erforderlich ist.

Dabei ist bezüglich dieses zu sichernden Flexibilitätspotenzials auf eine Wechselwirkung mit der Einsatzreihenfolge von konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen für die bei einem Redispatch notwendige Erzeugungsabsenkung hinzuweisen. Das insgesamt notwendige Redispatchvolumen hängt, wie bereits anhand des oben angeführten Beispiels konkret

diskutiert, von der geografischen Nähe der in ihrer Einspeisung angepassten Erzeugungsanlagen zu der zu entlastenden Leitung ab. Somit kann das Redispatchvolumen durch die Einbeziehung zur Engpassleitung naheliegender WEA gegenüber der vorrangigen Einsenkung aller konventionellen Kraftwerke – also auch derer mit spezifisch sehr geringem Beitrag zur Flussentlastung – ggf. deutlich verringert werden. Die Notwendigkeit für Mindesterzeugung über die Sicherung von Flexibilitätspotenzialen marktbasierend eigentlich stillstehender Kraftwerke ist aber wiederum unmittelbar vom Redispatchvolumen abhängig. Denn ein volumenmäßig begrenzter Redispatch kann vielfach auch mit schnellstartbaren Kraftwerken und am Netz befindlichen Kraftwerken bilanzneutral gestaltet werden, während die Einspeisung aus marktbasierend stillstehenden Kraftwerken bei sehr hohen Redispatchvolumina mit hoher Wahrscheinlichkeit notwendig wird.

Damit ergibt sich ein in den bisherigen Regularien – und auch z. B. im Entwurf der Bundesnetzagentur für eine Richtlinie zum EEG-Einspeisemanagement – nicht vorgesehener Trade-Off zwischen der Absenkung der Erzeugung aus EE-Anlagen einerseits und der Notwendigkeit für Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke andererseits<sup>3</sup>.

Wir sehen hier mit zunehmender Relevanz der Mindesterzeugung dringenden Diskussions- und Regelungsbedarf.

---

3 Dabei kann die Sicherstellung der Mindesterzeugung evtl. wiederum zu einer Verdrängung von WEA-Einspeisung führen.

## 3 Spannungshaltung

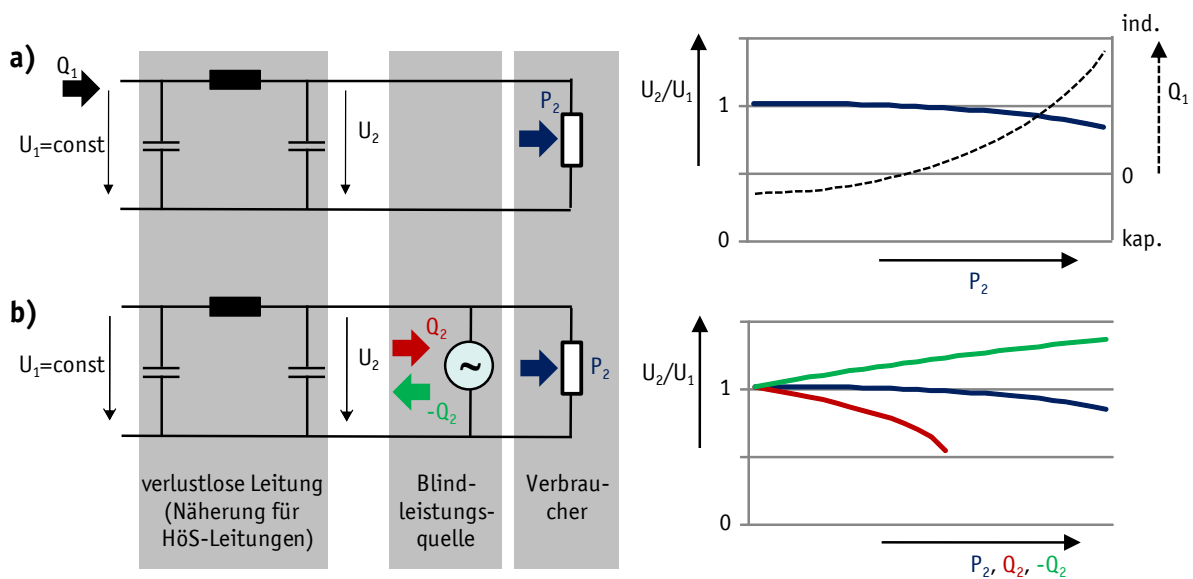
### 3.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung

Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 2.1 sind für (n-1)-Fälle nicht nur Strom-, sondern auch Spannungsgrenzwerte einzuhalten. In Übertragungsnetzen, bei denen bei Leitungen der Betrag der Reaktanz in der Längsimpedanz üblicherweise deutlich größer ist als die Resistanz, ergibt sich ein enger Zusammenhang zwischen dem Spannungsniveau des Netzes und der lokal bereit gestellten Blindleistung. Dieser Zusammenhang wird anhand Bild 3.1 beispielhaft erläutert:

- Während eine unbelastete Leitung, wie direkt aus dem Ersatzschaltbild hervorgeht, ein kapazitives Verhalten aufweist, nimmt mit steigender Wirkleistungsübertragung der induktive Blindleistungsbedarf mit dem Stromfluss über die Längsreaktanz zu, so dass sich die Leitungen bereits bei normaler Betriebsweise unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums induktiv verhalten können.
- Der zur Deckung des längs der Leitung entstehenden Blindleistungsbedarfs fließende Blindstrom führt zur Abnahme der Spannung am Leitungsende gegenüber der als starr angenommenen Spannung am Leitungsanfang. Dementsprechend ist die Spannung am Leitungsende von der aktuellen Leitungsbelastung abhängig.
- Durch Bereitstellung von Blindleistung am Ende der Leitung kann demnach die Spannung an diesem Knoten geregelt werden, insbesondere können belastungsabhängig auftretende Spannungsschwankungen ausgeglichen werden.
- Da wie oben erläutert der Blindleistungstransport zu größeren Knotenspannungsänderungen führt, müssen zur Einhaltung von Spannungsgrenzen ausreichend regional verteilte, steuerbare Blindleistungsquellen existieren.

Das für den Betrieb verfügbare Spannungsband ist aus folgenden Gründen begrenzt:

- Maximale Knotenspannungen ergeben sich direkt aus dem Auslegungskriterium Isolationsvermögen der Betriebsmittel zwischen den Leitern und gegen Erde.
- Geringe Knotenspannungen sind bereits aufgrund der damit verbundenen höheren Verluste bei gleicher Leistungsübertragung nachteilig. Insbesondere verfügt eine einzelne Leitung wie auch ein Übertragungsnetz über eine Spannungsstabilitätsgrenze: Aus Bild 3.1a) geht hervor, dass mit steigender Leistungsübertragung die Spannung am Leitungsende absinkt. Da zur Übertragung der gleichen Leistung damit ein höherer Strom verbunden ist, der wiederum zu höherem induktiven Blindleistungsbedarf und damit weiterer Spannungsabsenkung am Leitungsende führt, ergibt sich eine maximal mögliche Leistungsübertragung an der Stabilitätsgrenze. Demzufolge wird – die hier an einer Leitung gezeigten Effekte können grundsätzlich auf vermaschte Netze übertragen werden [7] – die Sicherung der Spannungsstabilität heute praxisüblich durch Festlegung unterer Spannungsgrenzen gewährleistet.



*Bild 3.1: Prinzipdarstellung zum Einfluss der Blindleistungsbereitstellung auf die Spannungshaltung in Höchstspannungsnetzen*  
 a) Spannung und Blindleistungsbedarf einer Leitung bei Wirkleistungsentnahme  
 b) Spannungsregelung durch Blindleistungsbereitstellung

In der Vergangenheit wurde die Einhaltung des Spannungsbandes implizit durch Blindleistungsbereitstellung aus dem einspeisenden Kraftwerkspark sowie ergänzenden Maßnahmen wie folgt gewährleistet:

- Durch eine relativ lastnahe Erzeugung wurde der Bereich hoch ausgelasteter Leitungen mit demzufolge hohen induktiven Blindleistungsbedarf minimiert und gleichzeitig für diese Leitungen eine lokale Blindleistungsbereitstellung erreicht. Da mindestens die Grundlastkraftwerke, bei hoher Last jedoch auch weitere Erzeugungsanlagen für die Übertragungsnetzbetreiber mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Spannungsregelung zur Verfügung standen, konnte in der Regel auf die Installation von Blindleistungsquellen zur Spannungsanhebung verzichtet werden.
- Demgegenüber ist der für die Einhaltung der maximal zulässigen Betriebsspannung verfügbare Kraftwerkspark reduziert, da entsprechende Netzzustände bei geringer Netzlast auftreten. Daher existieren in den Übertragungsnetzen in der Regel an Tertiärwicklungen von Transformatoren angeschlossenen zuschaltbaren Reaktanzen.

Die skizzierten Rahmenbedingungen der Vergangenheit werden bei hoher EEG-Einspeisung verschoben, da

- infolge der Dargebotsabhängigkeit regionale Konzentrationen entstehen, etwa bei der Windenergieerzeugung, mit demzufolge hohen Lastflüsse über größere Entfernungen und
- durch die Verdrängung konventioneller Kraftwerke diese weniger wahrscheinlich in Betrieb sind und als Blindleistungsquellen zur Verfügung stehen.

Um den hohen Blindleistungsbedarf decken zu können, sind über die bereits bestehenden installierten Reaktanzen und Kondensatoren hinaus Synchrongeneratoren am Netz erforderlich. Diese sind gegenüber den Reaktanzen und Kondensatoren bauartbedingt in der Lage in einem vorgegebenen, kontinuierlich einstellbaren Band Blindleistung zur Verfügung

zu stellen und ermöglichen damit erst eine Spannungsregelung. Abgesehen von Generatoren, die ohne Wirkleistungserzeugung im Phasenschieberbetrieb fahren können, was wiederum nur bei einzelnen Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerken möglich ist, bedingt die Bereitstellung von Blindleistung demnach auch eine Wirkleistungseinspeisung der erforderlichen Erzeugungsanlagen mindestens in Höhe der blockspezifischen Mindestwirkleistungseinspeisung.

Es ist offensichtlich, dass auch hier (vgl. Abschnitt 2) die resultierende erforderliche Mindesterzeugung stark situationsabhängig ist, so dass eine exakte Quantifizierung nur für einzelne Netzbelastungsszenarien möglich ist. Deren Auswahl sowie die verwendete Methodik werden im nächsten Abschnitt behandelt.

## 3.2 Methodisches Vorgehen

### 3.2.1 Netzbelastungsszenarien und Bewertungsgrenzen

Bei nur geringer EE-Einspeisung und demzufolge höheren konventionellen Kraftwerkseinsatz ist zu erwarten, dass die für die Spannungshaltung erforderliche Mindesterzeugung implizit bereits weitgehend durch den sich marktbasierend einstellenden Kraftwerkseinsatz gewährleistet ist. Dies hat sich auch in entsprechenden Berechnungen bestätigt, da höchstens punktuell ein spannungsbedingter Redispatch erforderlich wurde. Im Hinblick auf die Aufgabenstellung sowie der bei hoher EE-Einspeisung zu erwartenden höheren mittleren Netzauslastung sind demnach insbesondere die Szenarien mit Starkwind interessant, die aufbauend auf dem Regionenmodell 2013 eingestellt wurden.

Neben dem Blindleistungsbedarf der Netzbetriebsmittel hat selbstverständlich auch die vertikale Blindlast als Blindleistungsbilanz der unterlagerten Netze einen großen Einfluss auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz. Da bei wechselnden Lastflüssen durch dezentrale Einspeisungen und deren Blindleistungsbereitstellung, die entsprechend der gültigen Netzanschlussregeln zunehmend von den Verteilungsnetzbetreibern beeinflusst wird, die tatsächlichen im konkreten Szenario zu erwartenden vertikalen Blindlasten unsicher sind, werden Parametervariationen durchgeführt. Dazu werden historische Verteilungsfunktionen der vertikalen Blindlasten aus Snapshots erzeugt und die 20- und 80-%-Quantile als Mittelwerte von Knoten mit ähnlicher Wirklast neben dem Basisszenario berechnet.

Als technisches Bewertungskriterium sind die Spannungsbänder nach Tabelle 3.1 im (n-1)-Fall einzuhalten, der auch den einfachen Ausfall von Kraftwerksblöcken umfasst. Diese Grenzen leiten sich aus dem mittlerweile revidierten UCTE Operation Handbook [8] ab. Sie tauchen zwar in der neuen Fassung des ENTSO-E Operation Handbook [9] nicht mehr explizit auf, können aber mit dem dort enthaltenen Hinweis auf die betriebliche Praxis jedoch als unverändert maßgebend aufgefasst werden. Es sei darauf hingewiesen, dass die angeführten Richtlinien einen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern vereinbarten Mindeststandard festlegen, in der betrieblichen Praxis in Deutschland üblicherweise insbesondere im 380-kV-Netz jedoch höhere minimale Spannungen angestrebt werden.

Tabelle 3.1: Zulässige Spannungsbänder

Spannungsebene	$U_{\min}$	$U_{\max}$
380 kV	380 kV	420 kV
220 kV	200 kV	245 kV

### 3.2.2 Heuristisches Optimierungsverfahren

Für die Ermittlung der für die Spannungshaltung erforderlichen Mindesterzeugung wurde ein heuristisches Optimierungsverfahren angewendet, das ausgehend von einem hinreichenden Kraftwerkseinsatz sukzessiv Erzeugungsanlagen vom Netz nimmt. Die Reihenfolge bestimmt sich dabei aus einer aus den Daten und Ergebnissen von Marktsimulationen abgeleiteten Merit Order, um zu berücksichtigen, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Anforderungsfall die Aufwendungen für einen spannungsbedingten Redispatch minimieren müssen. Die Abschaltung von Erzeugungsanlagen erfolgt solange, bis das Spannungsband nach

- Tabelle 3.1 im (n-1)-Fall verletzt wird oder
- die großzügig auf knapp 10 GW abgeschätzte Importkapazität in das deutsche Übertragungsnetz erreicht ist. In diesen Fällen ist schon aus Kapazitätsgründen ein Kraftwerkseinsatz notwendig, der im Umfang für die Sicherung der Spannungshaltung ausreichend sein kann, sofern eine hinreichende regionale Verlagerung vorliegt.

Die Abschaltung erfolgt zur Verringerung der Rechenzeiten in 2 Stufen derart, dass zunächst innerhalb der Regionen [4] Kraftwerksgruppen mit ähnlicher Position in der Merit Order gemeinsam abgeschaltet werden, bevor in einem zweiten Schritt innerhalb der noch für die Mindesterzeugung als erforderlich ausgewiesenen Gruppe eine blockscharfe Auswahl erfolgt.

### 3.3 Ergebnisse

Bei einem Basisszenario für die Höhe der vertikalen Blindlasten ergibt sich eine regionale Verteilung der Blindleistungsbereitstellung und damit der Mindesterzeugung für die Einspeiseszenarien Schwachlast/Starkwind und Starklast/Starkwind nach Bild 3.2. Die für die Blindleistungserbringung notwendige Mindestwirkleistungserzeugung aufgrund der technischen Mindestleistung der konventionellen Erzeugungsanlagen ist in Bild 3.3 dargestellt, wobei ergänzend auch der sich im Fall Schwachlast/Starkwind aus dem Marktmodell ergebende Pumpbetrieb der Pumpspeicheranlagen eingetragen ist.

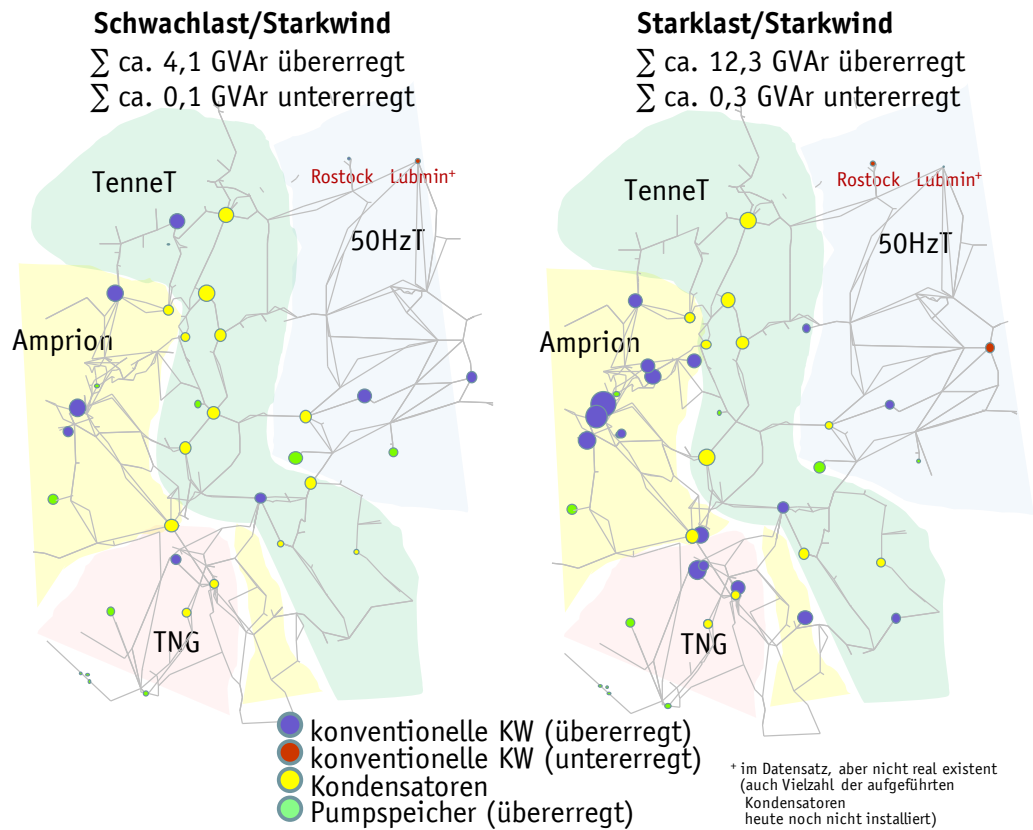


Bild 3.2: Regionale Verteilung der Blindleistungserzeugung

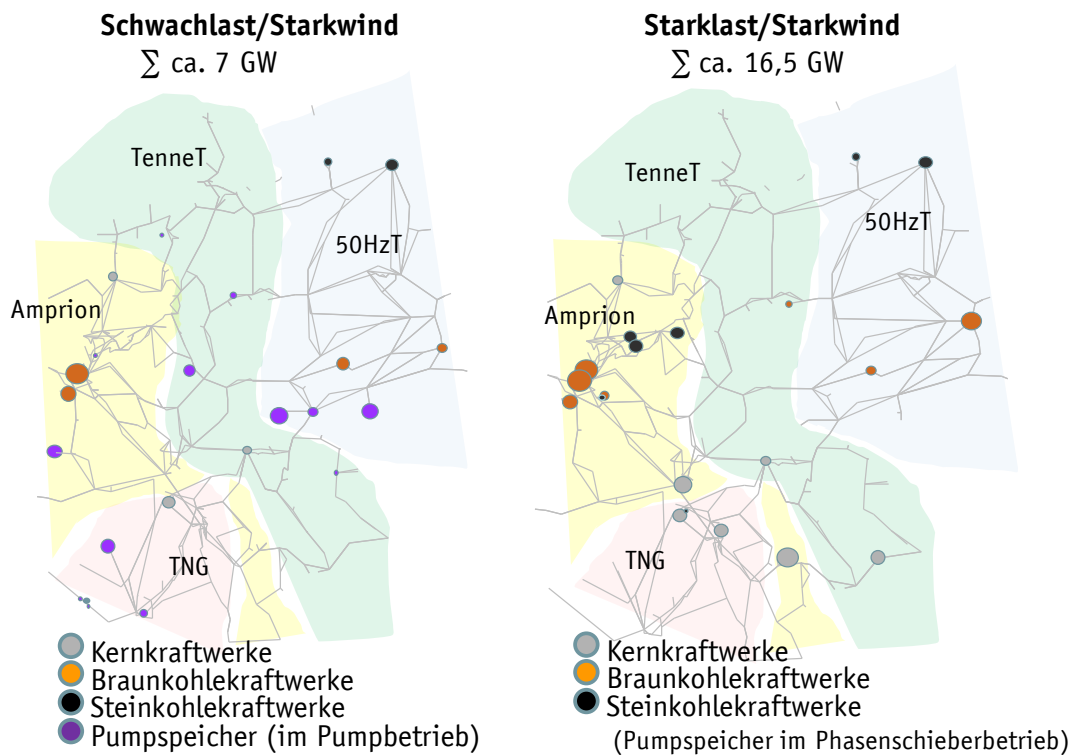


Bild 3.3: Regionale Verteilung der resultierenden Mindestwirkleistungseinspeisung

Wie erwartet ist die notwendige Mindesterzeugung stark situationsabhängig und regional unterschiedlich:

- In beiden Einspeiseszenarien ist überwiegend ein übererregter Betrieb der Synchrongeneratoren erforderlich. Dies deutet neben der Deckung der oftmals induktiven vertikalen Blindlast auf die Bereitstellung induktiver Blindleistung für höher ausgelastete Leitungen hin.
- Lediglich im Nordosten ist jeweils die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung erforderlich. Dies deckt sich mit den Angaben von 50HzT, dass regelmäßig aus Spannungshaltungsgründen ein Einsatz des Kraftwerks Rostock erforderlich ist. Das ebenfalls aufgeführte Kraftwerk in Lubmin ist nicht real existent, doch im Planungsdatensatz ‚Regionenmodell‘ enthalten. Ein Ersatz vorzugsweise im Norden wäre aber auch durch weiter südlich gelegene Kraftwerke technisch möglich, führt jedoch aufgrund der geringeren Wirkung auf die Spannung von Netzknoten in Mecklenburg-Vorpommern zu einer entsprechend höheren Mindesterzeugung.

Im Starklastfall ergibt sich eine höhere Mindesterzeugung und demzufolge auch eine höhere resultierende Mindestwirkleistungseinspeisung. In Übereinstimmung mit den einleitenden Überlegungen (Abschnitt 3.1) nimmt die Mindesterzeugung insbesondere in den Lastzentren wie der Rhein-Ruhr-Region sowie dem Main-Neckar-Raum gegenüber dem Schwachlastfall deutlich zu. Da bei vergleichbarer EE-Einspeisung bei höherer Last auch ein entsprechend höherer Teil der EE-Erzeugung lokal verbraucht werden kann und sich somit aus der EE-Einspeisung resultierende Transitmengen leicht reduzieren, ist im Norden und Osten Deutschlands der Mindesterzeugungsbedarf im Starklastfall bei hoher EE-Erzeugung gegenüber dem Schwachlastfall geringer.

Tabelle 3.2 dokumentiert den großen Einfluss der Höhe der vertikalen Blindlast auf die Mindesterzeugung. Erwartungsgemäß sinkt mit dem induktiven Blindleistungsbedarf der vertikalen Lasten die überwiegend durch induktive Blindleistungsbilanzen des Systems in den Regionen bestimmte Mindesterzeugung. Umgekehrt kann bei höherer vertikaler Blindlast eine deutlich größere Mindesterzeugung erforderlich werden. Im Einzelfall kann die gesamte erforderliche installierte Kraftwerksleistung am Netz trotz steigender Mindestwirkleistungseinspeisung sinken, wenn Kraftwerke mit geringerer technischer Mindestleistung verwendet werden können.

Änderungen der vertikalen Blindlast sind für die Zukunft mit hoher Dynamik zu erwarten. Einerseits ergeben sich durch dezentrale Einspeisungen andere Auslastungen der Verteilungsnetzbetriebsmittel mit resultierendem veränderten Blindleistungsbedarf. Außerdem fordern die Verteilungsnetzbetreiber von den dezentralen Erzeugungsanlagen entsprechend der geltenden Anschlussregeln zunehmend eine primär auf Spannungshaltung in den Verteilungsnetzen orientierte Blindleistungsbereitstellung. Daher stellt eine Prognose der vertikalen Blindlasten zukünftig eine wichtige Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber dar, aufgrund der unvermeidbaren Prognoseunsicherheiten sind allerdings auch Sicherheitsmargen in der Betriebsplanung notwendig.

Tabelle 3.2: Summenwerte für notwendige Blindleistungseinspeisung ( $\sum Q_{\text{übererregt}}$ ;  $\sum Q_{\text{untererregt}}$ ), daraus resultierende Mindestwirkleistungseinspeisung ( $\sum P_{\text{min, KW}}$ ) sowie der sich in Betrieb befindlichen installierten konventionellen Kraftwerksleistung ( $\sum P_{\text{Inst., Betrieb, KW}}$ ) in Deutschland in unterschiedlichen Szenarien (\* bei kleiner vertikaler Blindlast und Starklast/Starkwind ist Gesamtmenge der Blindleistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken in Betrieb durch begrenzte Importkapazitäten gewährleistet, nicht aber zwangsläufig deren geographische Verteilung)

Szenario	$\sum Q_{\text{übererregt}}$ [GVar]	$\sum Q_{\text{untererregt}}$ [GVar]	$\sum P_{\text{min, KW}}$ [GW]	$\sum P_{\text{Inst., Betrieb, KW}}$ [GW]
<i>Schwachlast/Starkwind mit ... vertikaler Blindlast</i>				
<i>kleiner</i>	2,0	0,6	4,5 – 5,0	11,0 – 11,6
<i>mittlerer (Basis)</i>	4,1	0,1	7,0 – 7,5	15,3 – 15,6
<i>hoher</i>	6,0	0,1	7,7 – 8,0	14,5 – 15,0
<i>Starklast/Starkwind mit ... vertikaler Blindlast*</i>				
<i>mittlerer (Basis)</i>	12,3	0,3	16,2 – 17,0	35,5 – 37,0
<i>hoher</i>	16,1	0,2	19,0 – 20,0	45,0 – 47,0

### 3.4 Schlussfolgerungen

Wie bereits aus den Modellbetrachtungen in Abschnitt 3.1 ersichtlich, bestätigt sich, dass die für die Sicherung der Spannungshaltung erforderliche Höhe und regionale Verteilung der Mindesterzeugung in Form von Blindleistungsbereitstellung stark vom aktuellen Belastungszustand des Übertragungsnetzes abhängt. Je nach lokaler Netzauslastung und Höhe der vertikalen Netzlasten ist entweder ein unter- oder übererregter Betrieb der Synchrongeneratoren in den Kraftwerken erforderlich, wobei bei den hier betrachteten Fällen mit hoher Windenergieeinspeisung infolge der dann auftretenden großen Transportentfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch überwiegend ein übererregter Betrieb zur Spannungsstützung notwendig ist.

Aus diesem Grund lässt sich kein für alle Szenarien hinreichender Grenzwert für die Mindesterzeugung ableiten, sondern ist vielmehr eine Sicherstellung auf Basis von Prognosen zu gewährleisten. Teil dieser Prognosen ist der erwartete Kraftwerkseinsatz für die Anlagen am Übertragungsnetz, der erstmals gemäß [3] am Nachmittag des Vortags für den Folgetag bei den ÜNB vorliegt. Eine zielführende Überwachung der Spannungshaltung durch die Übertragungsnetzbetreiber in der Betriebsplanung sehen wir jedoch nur als möglich an, wenn diese Fahrpläne im Sinne einer tatsächlichen aktuellen Einsatzprognose der Kraftwerke bis zum tatsächlichen Betrieb einschließlich der aktuell geltenden Kraftwerkseinsatzgrenzen für Wirk- und Blindleistung an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet werden. Selbst dann muss der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund möglicher Abweichungen zwischen dieser aktuellen Fahrplanprognose und tatsächlichem Kraftwerkseinsatz, etwa infolge intra-day-Handel und -Einsatzoptimierung, mit Sicherheitsmargen

rechnen. Da er eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes bilanzneutral durchführen muss, führt ein für die Spannungshaltung erzwungener Kraftwerksbetrieb – sofern er mit einer Mindestwirkleistungseinspeisung verbunden ist – zur Notwendigkeit, die Einspeiseleistung anderer Kraftwerke zu reduzieren. Dies kann nur insoweit in konventionellen Kraftwerken erfolgen, soweit diese nicht selbst für die Mindesterzeugung zwingend erforderlich sind, andernfalls ist ein Erzeugungsmanagement bei EE-Anlagen unvermeidbar.

Bereits heute ist ein überwiegend zur Sicherung der Spannungshaltung durchgeführter Redispatch punktuell erforderlich, wie beispielsweise für das Kraftwerk Rostock nach Abschnitt 3.3. Bei weiter steigenden Transportentfernungen, insbesondere dem Zubau von (Offshore-)Windenergieanlagen, sowie der mit dem EE-Ausbau verbundenen gleichzeitigen Verdrängung konventioneller Kraftwerke ist zu erwarten, dass die Einsatzhäufigkeit eines spannungsbedingten Redispatches ohne weitere alternative Blindleistungsquellen zunehmen wird. Es sei an dieser Stelle vermerkt, dass sich ein Redispatch zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit hinsichtlich der Betriebsmittelauslastungen (Abschnitt 2) auch entlastend auf die Spannungsverhältnisse im Netz auswirken kann, da die Auslastung der Leitungen und damit auch deren Blindleistungsbedarf (s. Abschnitt 3.1) reduziert wird. Insofern können beide technischen Aspekte im Rahmen der Betriebsplanung nicht getrennt voneinander betrachtet werden. Im Hinblick auf eventuell notwendige Aktivierungs- und Anfahrzeiten von thermischen Kraftwerken kann auch für die Spannungshaltung die Notwendigkeit auftreten, frühzeitig Flexibilitätspotenzial zu einem Zeitpunkt zu sichern, zu dem noch keine Fahrplanprognose seitens der Kraftwerksbetreiber vorliegt.

Grundsätzlich ist eine Bereitstellung der Blindleistung auch aus alternativen Quellen möglich. Für einen verstärkten Einsatz der heute bereits an einigen Netzknoten in Betrieb befindlichen statischen Kondensatoren als Variante mit geringsten Mehrkosten sind jedoch technische Grenzen zu beachten, da die Eigenschaften dieser Betriebsmittel nicht an diejenigen von Synchrongeneratoren heranreichen. Dies gilt insbesondere für die fehlende kontinuierliche Regelbarkeit sowie die für die Spannungsstabilität kritische quadratische Abnahme der verfügbaren Blindleistung mit der anliegenden Spannung (d.h. ggf. sogar Verschärfung der Situation bei fallender Spannung). Für die Ermittlung des technisch erforderlichen Parks alternativer Blindleistungsquellen, etwa ergänzend aus FACTS oder Ertüchtigung von Kraftwerken zum Phasenschieberbetrieb, mit den geringsten Mehrkosten besteht noch Untersuchungsbedarf. Unterstützend wirken kann auch eine Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Verteilungsnetzen, doch ist zu beachten, dass die Blindleistungsmengen aufgrund der geringeren Anschluss- und Übertragungskapazitäten prinzipiell beschränkt sind, eine Regelung für die Übertragungsnetze durch die Spannungsgrenzen in den Verteilungsnetzen beschränkt wird und die Spannungsregelung dort auch zielgerichtet zur Vermeidung von Netzausbau eingesetzt wird. Auch hier besteht noch Untersuchungs- und nachfolgend Abstimmungsbedarf zwischen den tangierten Netzbetreibern.

## 4 Kurzschlussleistung

### 4.1 Auswirkungen auf die Mindesterzeugung

Die Kurzschlussleistung ist eine fiktive Größe, die sich aus der Multiplikation der verketteten Nennspannung eines Fehlerortes im Netz mit dem dort errechneten dreipoligen Anfangskurzschlusswechselstrom ergibt. Die Höhe des Kurzschlussstroms hängt im Wesentlichen von den im Netz angeschlossenen Synchrongeneratoren sowie deren elektrischer Entfernung zum Fehlerort ab. Bei einem Kurzschluss direkt an seiner Klemme speist ein Synchrongenerator aufgrund der internen Verkettungen der magnetischen Felder sowie den dynamischen Eigenschaften der eingebauten Windungen einen Strom auf den Fehlerort, der einem Vielfachen des Nennstroms des Generators entspricht. Bei größerer elektrischer Entfernung zum Fehlerort reduziert sich der Kurzschlussstrombeitrag zwar, doch im Zusammenwirken aller Synchrongeneratoren im Netz ergeben sich in den Übertragungsnetzen Kurzschlussleistungen, deren obere Begrenzung durch die thermische und mechanische Auslegung der Betriebsmittel gegeben ist. Der Einfluss von direkt aus den Verteilungsnetzen ohne Frequenzumrichter gespeisten Asynchronmaschinen, aber auch der dort angeschlossenen Synchronmaschinen kann für die Übertragungsnetze vernachlässigt werden, da die elektrische Entfernung insbesondere durch die große Kurzschlussimpedanz der Transformatoren sehr groß wird.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes gelten aber auch Untergrenzen für die Kurzschlussströme bzw. Kurzschlussleistungen, u.a. infolge der folgenden Aspekte:

- Die sichere Detektion von Kurzschlüssen wird durch ausreichend hohe Kurzschlussströme erleichtert oder je nach Schutzkonzept überhaupt erst ermöglicht.
- Für die Gewährleistung der transienten Stabilität von Synchrongeneratoren im Netz gelten nach [3] Mindestbedingungen an die Kurzschlussleistung in Relation zur Bemessungsleistung des Generators.

Bei Verdrängung von Synchrongeneratoren durch die überwiegend mit stromrichter-gestützten Technologien einspeisenden EE-Anlagen nehmen demzufolge die Kurzschlussströme ab, so dass eine Verletzung der Untergrenzen der Kurzschlussleistung droht.

### 4.2 Methodisches Vorgehen

Das für die Untersuchungen gewählte methodische Vorgehen ist grundsätzlich analog zu dem bei der Spannungshaltung (Abschnitt 3.2). Lediglich das Bewertungskriterium verändert sich, indem untersucht wird, ob und in welchem Ausmaß ausgehend von den aus dem Regionenmodell resultierenden Netzbelastungsszenarien konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen werden können, ohne dass es zu einer Verletzung von mit den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Untergrenzen für die Kurzschlussleistung kommt.

### 4.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass sich die Kurzschlussleistung in den Netzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei Einsatz der für die Spannungshaltung ermittelten Mindesterzeugung (s. Abschnitt 3.3) gegenüber dem Ausgangszustand mit nicht reduziertem Einsatz konventioneller Kraftwerke nur geringfügig reduziert. Ursache dafür ist neben dem verbleibenden nennenswerten Umfang an in Betrieb befindlichen Synchrongeneratoren einschließlich derjenigen in den Pumpspeicherkraftwerken der Kurzschlussstrombeitrag aus dem Ausland, der infolge der engen elektrischen Kopplung im stark vermaschten Übertragungsnetz zwangsläufig auftritt. Selbst bei – aus Sicht der anderen technischen Aspekte ohnehin nicht möglichen – Abschaltung sämtlicher Synchrongeneratoren thermischer Kraftwerke in Deutschland treten nur im Einzelfall Grenzwertverletzungen auf.

Demnach kann für die vorliegenden Szenarien keine Anforderung an eine Mindesterzeugung formuliert werden. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist allerdings zu beachten, dass die technischen Mindestanforderungen nur durch die Beiträge aus dem Ausland gesichert sind. Sollte sich der Einsatz von Synchrongeneratoren dort im gleichen Maß reduzieren wie in Deutschland absehbar, können sich durchaus Anforderungen an eine Mindesterzeugung ergeben. Dabei zu beachten ist hingegen, dass die Verteilungsnetzbetreiber von den dort angeschlossenen Erzeugungsanlagen gemäß Systemdienstleistungsbonusverordnung [10] bzw. den in den jeweiligen Spannungsebenen geltenden Netzanschlussregeln [3,11] auch bei über Stromrichter einspeisenden Anlagen eine Blindstromeinspeisung bei Spannungsabsenkung fordern können, wie sie etwa bei einem Kurzschluss im Übertragungsnetz auch in den unterlagerten Netzen auftritt. Inwieweit diese Stromeinspeisung aus allen in Betrieb befindlichen dezentralen Erzeugungsanlagen die Kurzschlussstrombeiträge der Synchrongeneratoren ersetzen kann, muss Gegenstand von Forschungsuntersuchungen sein, zumal die Blindstromeinspeisung im Gegensatz zum Verhalten von Synchrongeneratoren mit einer zeitlichen Verzögerung erfolgt und somit ein anderes dynamisches Verhalten aufweist.

## 5 Sicherstellung der Systembilanz

### 5.1 Auswirkungen auf die Mindestenerzeugung

Im elektrischen Verbundsystem wird zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs eine (annähernd) konstante Netzfrequenz angestrebt. Dazu ist zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Systembilanz, d. h. die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last sicherzustellen. Die zur Anpassung der Erzeugung an fluktuierende Lasten aber auch fluktuierende Einspeisungen aus dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien, wie z.B. Windenergie und Photovoltaik, notwendige Wirkleistungsregelung erfolgt heute üblicherweise durch die Anpassung der Einspeisung in konventionellen Kraftwerken.

Mit zunehmender nicht-disponibler Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, ggf. auch aus wärmegeführt arbeitenden Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung sinkt jedoch die sogenannte Residuallast, d. h. der durch disponible Erzeugungseinheiten, insbesondere konventioneller Kraftwerke, zu deckende Anteil am Energieverbrauch. Dies wiederum hat eine abnehmende Flexibilität des verbleibenden konventionellen Erzeugungssystems mit Blick auf die Wirkleistungsregelung zur Folge. Im Rahmen dieser Untersuchung wird daher der zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit notwendige Umfang von Mindestenerzeugung in konventionellen Kraftwerken diskutiert.

Dabei umfasst die Sicherstellung der Systembilanz über die Wirkleistungsregelfähigkeit (WLRf) von Kraftwerken unterschiedliche Aspekte:

- Die prognostizierte Entwicklung der Energieabnahme muss durch den entsprechenden physischen Einsatz von Erzeugungseinheiten ausgeglichen werden. Dieser systemweite Ausgleich wird über die sogenannte Lastfolgefähigkeit, d. h. die Möglichkeit zur jederzeitigen und kontinuierlichen Anpassung der Erzeugung (ggf. auch des Verbrauchs) an die Entwicklung der Residuallast basierend auf Prognose- und Planwerten gewährleistet.

Über die Systemdienstleistung der Leistungsfrequenzregelung ist eine ausgeglichene Systembilanz auch für von der Lastfolgefähigkeit nicht abgedeckte Prognosefehler und unerwartete Bilanzungleichgewichte (z. B. bedingt durch Kraftwerksausfälle) sicherzustellen.

Mit Blick auf die in vorliegendem Gutachten zu beurteilende Notwendigkeit und angemessene Dimensionierung konventioneller Mindestenerzeugung ist nun die Frage zu erörtern, inwieweit sich die so charakterisierten Aspekte der Wirkleistungsregelfähigkeit hier auswirken. Hier ist es aus unserer Sicht unabdingbar, zwischen verschiedenen Systemzuständen zu unterscheiden.

In normalen Betriebszuständen halten wir die Wirkleistungsregelfähigkeit grundsätzlich durch das Marktmodell für gewährleistet. Dabei sind die beiden Aspekte der WLRF unterschiedlichen Akteuren zugeordnet:

- Bilanzkreisverantwortliche erhalten über das Ausgleichsenergiesystem einen wirtschaftlichen Anreiz zur Einhaltung ihrer auf Prognosewerten zu Verbrauch und Residuallast basierenden Bilanzkreisfahrpläne. Gleichzeitig verfügen sie über die von ihnen gesteuerten Portfolien und über die Möglichkeit zum marktbasieren Energiehandel über die direkte Möglichkeit zur Einflussnahme auf die Bilanzen ihrer Bilanzkreise durch erzeugungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen wie die Anpassung der Kraftwerkseinspeisung, Ein- und Ausspeicherung und Verbrauchsanpassung. Bei grundsätzlicher Funktionalität des zugrunde liegenden marktbasieren Ansatzes sichern die Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit somit die für die WLRF notwendige Lastfolgefähigkeit in einer kostenoptimalen, alle Flexibilitätspotenziale im System einbeziehenden Art und Weise.
- Zur Gewährleistung der Leistungsfrequenzregelung greifen die für diese Systemdienstleistung verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber auf kontrahierte Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve zurück. Der Umfang der für die Leistungsfrequenzregelung vorzuhaltenden Reserve in o. g. Reservequalitäten ist wissenschaftlich gut untersucht und z. B. durch Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Netzcodes im Detail geregelt. Die Sicherstellung einer ausreichenden Vorhaltung erfolgt wiederum marktbasieren über Mengenausschreibungen an speziellen Regelenergiemärkten.

Im Ergebnis führen beide beschriebenen Marktprozesse zu einer Verpflichtung der Betreiber von Erzeugungseinheiten, ein für den sicheren Systembetrieb notwendiges Flexibilitätspotenzial vorzuhalten und die von ihnen gesteuerten Erzeugungseinheiten in den hierfür notwendigen Arbeitspunkten zu betreiben. Daraus resultiert bei systemweiter Betrachtung ein marktbasieren ermitteltes Niveau der Mindesterzeugung. Da dieses Niveau von den zeitlich variablen Flexibilitätsoptionen abhängig ist, welche, im Sinne eines aktiven Wettbewerbs, vollständig nur den jeweils einsatzverantwortlichen Marktakteuren, nicht aber der Allgemeinheit bekannt sind, ist es nicht möglich, diese Mindesterzeugung ex ante quantitativ exakt zu bestimmen. Vielmehr kann bei korrekter Anreizsetzung innerhalb des Marktmodells von einer effizienten Gewährleistung der Wirkleistungsregelfähigkeit mit der hierfür wirtschaftlichsten Einsatzkombination konventioneller Kraftwerke ausgegangen werden.

Zwingend notwendig ist hierfür aber eine korrekte Anreizsetzung, die bei der Wirkleistungsregelfähigkeit insbesondere die Preisfindung für vorgehaltene Reserve wie für in Anspruch genommene Ausgleichsenergie betrifft:

- Offensichtlich ist beispielsweise, dass Preisobergrenzen für die Vorhaltung von Reserveleistung, die zumindest temporär in verschiedenen europäischen Ländern durch die Regulierungsbehörden vorgegeben wurden, mit dem Risiko einer nicht vollständigen Bedarfsdeckung und damit einer Gefährdung der Wirkleistungsregelfähigkeit einhergehen.
- Im Bereich der Ausgleichsenergie sind Friktionen für die marktbasiertere Sicherstellung der Lastfolgefähigkeit insbesondere dann zu befürchten, wenn die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber der Einhaltung eingegangener Fahrplanverpflichtungen erscheint. Sollten sich hierfür konkrete Hinweise ergeben, halten wir Gegenmaßnahmen – sowohl in ökonomischer Hinsicht zur Sicherstellung des marktmodellkonformen Verhaltens aller Akteure als auch in technischer Hinsicht zur physischen Gewährleistung der Lastfolgefähigkeit – für unvermeidbar.

Wie bereits aufgeführt, beurteilen wir die Frage der Sicherstellung der Systembilanz über eine ausreichende Wirkleistungsregelfähigkeit abweichend in all den Fällen, in denen die beschriebenen marktbasiertere Mechanismen nicht oder zumindest nicht sicher funktionieren. Als solche haben wir insbesondere Anwendungen bzw. drohende Anwendungen von Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG identifiziert. In derartigen Situationen ist die von Kraftwerksbetreibern angesteuerte Einspeisung nicht mehr das Ergebnis der eigenen Portfoliooptimierung. Stattdessen wird die Einspeiseleistung der Kraftwerke direkt von den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern angeordnet. Im Gegenzug werden folgerichtig betroffene Kraftwerksbetreiber über § 13 Abs. 4 EnWG für die Wirkungsdauer dieser Anpassungen von entsprechenden Leistungsverpflichtungen freigestellt. Das ist insofern unabdingbar, da gerade durch die angeordnete Anpassung die Unmöglichkeit einer vertragsgemäßen Leistungserbringung durch den Kraftwerksbetreiber bewirkt werden kann. Mit Blick auf die oben erläuterten Mechanismen zur marktbasiertere Sicherstellung der Systembilanz sind die Konsequenzen allerdings kritisch, da

- der Wegfall von Leistungsverpflichtungen einerseits auch die Vorhaltung der Regelreserve betreffen kann, somit die Fähigkeit zur Leistungsfrequenzregelung bestritten wird,
- andererseits die Gewährleistung der Lastfolgefähigkeit über das grundsätzlich fahrplanteue Verhalten der Gesamtheit der BKV dann nicht mehr gegeben ist, wenn einzelne BKV von dieser Verpflichtung ausgenommen sind.

Als unmittelbare Konsequenz ergibt sich, dass mit der Anordnung von Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG auf den anordnenden Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar auch die Verantwortung für die Gesamtsteuerung der Erzeugungseinheiten in der Regelzone und insbesondere die sichere Gewährleistung der Regelleistungserbringung und Lastfolgefähigkeit übergeht. Er übernimmt somit die Rolle eines zentralen, systemverantwortlichen Dispatchers. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Prüfung auf sichere Gewährleistung der Systembilanz bereits Bestandteil der Anordnungen von Anpassungen nach § 13 (2) EnWG sein muss. So sind z. B. Anpassungen mit Wirkung auf konventionelle Erzeugungsanlagen zur Netzentlastung nur dann sinnvoll und möglich, wenn sichergestellt ist, dass damit die Fähigkeiten des Erzeugungssystems zur Regelleistungserbringung und Lastfolgefähigkeit nicht gefährdet werden.

Um diese Beurteilung durchzuführen, muss der ÜNB in der Lage sein, die zur Sicherstellung der Systembilanz notwendige Mindesterzeugung situationsabhängig zu quantifizieren. Wie im Zusammenhang mit der marktbasierter Gewährleistung der Wirkleistungsregelfähigkeit erläutert, erfordert eine energiewirtschaftlich optimierte Sicherstellung der Systembilanz jedoch detaillierte Kenntnisse über die Flexibilitätsoptionen in den Portfolien der Marktakteure und ihre Einsatzmöglichkeiten. Dabei liegen den Übertragungsnetzbetreibern weder die notwendigen Einsatzdaten vor noch verfügen sie über die entsprechenden personellen und methodischen Kapazitäten, um fallweise einen optimierten Kraftwerkeinsatz zur Sicherstellung der Systembilanz bestimmen und anordnen zu können.

Uns erscheint deshalb zwangsläufig, dass die Sicherstellung der Systembilanz über markt-basierte Prozesse einer Sicherstellung über direkte Steuerung durch die Übertragungsnetzbetreiber eindeutig vorzuziehen ist. Insofern ist bei weiteren Diskussionen über die Organisation netzbetrieblicher Prozesse, gerade vor dem Hintergrund der zunehmenden Notwendigkeit von Eingriffen in das Marktergebnis zur Steuerung der Netzbelastung, die Außerkraftsetzung der Marktregeln über § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 13 Abs. 4 EnWG nur als ultima ratio, keinesfalls aber als quasi alltägliche Maßnahme anzusehen.

In den nicht auszuschließenden Fällen einer direkten Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber für die Sicherstellung der Systembilanz müssen dennoch entsprechende Methoden und Regeln zur Quantifizierung der entsprechenden Mindesterzeugung vorliegen. Dabei muss jedoch die Gewährleistung des sicheren Systembetriebs eindeutig im Vordergrund vor der energiewirtschaftlichen Optimierung stehen, so dass plausible und praktikable Heuristiken, Näherungen und Annahmen bei der Bestimmung der Mindest-erzeugung nicht nur gerechtfertigt, sondern sogar notwendig sind.

Diese Methode zur Bestimmung der Mindesterzeugung erlaubt darüber hinaus im Grenzbereich zwischen Normalbetrieb und gestörtem Betrieb eine vorsorgliche Beurteilung der Wirkleistungsregelfähigkeit des Systems. Wir empfehlen den Übertragungsnetzbetreibern die Durchführung einer solchen Beurteilung, um in der Lage zu sein, ihre bereits diskutierte Verantwortung für die Sicherstellung der Systembilanz in gefährdeten oder gestörten Betriebszuständen auch übernehmen zu können.

## 5.2 Bestimmung auftretender Leistungsgradienten

Wie bereits erwähnt, ist die Methodik zur Bestimmung der vorzuhaltenden Regelreserve eindeutig definiert. Demgegenüber bestehen keine klaren Regeln zur Dimensionierung der für die Lastfolgefähigkeit vorzuhaltenden Flexibilitätspotenziale. Es ist jedoch leicht einsichtig, dass Flexibilität insbesondere bei rampenförmigen Änderungen nicht beeinflussbarer Einflussgrößen wie der dargebotsabhängigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Verbrauchslast benötigt wird.

In einer Voranalyse zur Frage der Dimensionierung der Mindesterzeugung werden in diesem Abschnitt deshalb zunächst die Anforderungen an die Wirkleistungsregelfähigkeit durch auftretende Leistungsgradienten bestimmt. Anschließend diskutieren wir darauf aufbauend und unter zusätzlicher Berücksichtigung der Anforderungen durch die Reservevorhaltung die zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit notwendige Mindesterzeugung (Abschnitt 5.3).

### 5.2.1 Methodik und Datengrundlage

Die vorzuhaltende Mindesterzeugung zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit wird neben den Anforderungen einer ausreichenden Reservevorhaltung durch die im System auftretenden Leistungsgradienten dimensioniert. Zur Bestimmung real auftretender Leistungsgradienten werden reale Zeitreihen der vertikalen Netzlast (VNL) verwendet. Dies ist mit Blick auf die Bestimmung der Mindesterzeugung durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber folgerichtig, da die Veränderungen der vertikalen Netzlast als Überlagerung unterschiedlicher Ursachen für Leistungsgradienten wie z. B. Laständerungen und Änderungen dargebotsabhängiger Erzeugung, diejenigen Leistungsänderungen beschreibt, die ggf. durch Erzeugungsanpassungen der ans Übertragungsnetz angeschlossenen und damit im direkten Einflussbereich des Übertragungsnetzbetreibers befindlichen Erzeugungsanlagen ausgeglichen werden müssen.

Als Eingangsdaten stehen für die Untersuchung reale VNL-Zeitreihen der vier deutschen Regelzonen für den Zeitraum eines Jahres vom 01.06.2009 bis 31.05.2010 im 15-min-Zeitraster zur Verfügung. Zur Bestimmung auftretender Gradienten im Zeitbereich unterhalb von 15 Minuten liegen zudem Zeitreihen der VNL im 1-min-Zeitraster für den Zeitraum 27.04.2010 bis 10.05.2010 vor<sup>4</sup>. Für zusätzlich durchgeführte Detailuntersuchungen wurden durch die ÜNB außerdem regelzonenscharfe Zeitreihen zur hochgerechneten Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik-Anlagen (PV) für den Zeitraum 01.06.2009 bis 31.05.2010 im 15-min-Zeitraster zur Verfügung gestellt.

Die Bestimmung der Gradienten erfolgt zum Einen getrennt für die einzelnen deutschen Regelzonen und zum Anderen für Gesamtdeutschland. Für die gesamtdeutsche Gradientenbestimmung dient als Datengrundlage die zeitrichtige Summation der realen Zeitreihen der vier deutschen Regelzonen.

Anhand der genannten Daten werden die in den Zeitreihen der VNL auftretenden Gradienten für die Zeitbereiche 1 min, 5 min, 15 min, 1 h, 2 h und 8 h bestimmt. Der Zeitbereich legt dabei die Zeit zwischen Anfang und Ende des Betrachtungszeitraums fest, innerhalb dessen die Veränderung der VNL (= Gradient) bestimmt wird.

Zur Bestimmung der größten zu erwartenden Gradienten in positiver und negativer Richtung (entspricht Lastanstieg und Lastabfall) wird wie folgt vorgegangen:

- Auf Basis der Zeitreihen der VNL ergibt sich der Gradient für jeden betrachteten Zeitbereich als Veränderung der VNL zwischen Anfang und Ende des jeweiligen Zeitfensters. Wird das Zeitfenster sukzessive um das Zeitraster der Zeitreihe über diese verschoben, resultiert der Verlauf der auftretenden Gradienten im Zeitraster der Eingangsdaten.
- Basierend auf diesem Zeitverlauf werden dann verschiedene statistische Auswertungen durchgeführt, insbesondere werden der maximale positive und negative aufgetretene Gradient im untersuchten Zeitraum bestimmt.

<sup>4</sup> Da für TenneT keine Zeitreihe der VNL in dieser zeitlichen Auflösung vorliegt, hat TenneT stattdessen eine Zeitreihe der Gebietslast (Summe aller TenneT bekannten Einspeisung aus Kraftwerken und Windenergieanlagen in die eigene Regelzone unter Berücksichtigung der Austausche über die Kuppelstellen zum Ausland und in die übrigen deutschen Regelzonen) zur Verfügung gestellt.

## 5.2.2 Beobachtete Gradienten der vertikalen Netzlast

Die Untersuchungen zeigen – wie zu erwarten – mit zunehmender Länge des betrachteten Zeitbereichs zunehmende Gradienten der VNL (s. Tabelle 5.1). Ein deutlicher Zusammenhang zwischen den zu erwartenden Gradienten und der Größe der Regelzone (hier beschrieben durch die maximale aufgetretene VNL) ist hingegen nur ansatzweise anhand eines Vergleichs der TNG-Regelzone mit den übrigen Regelzonen zu erkennen. Der Grund für die hinsichtlich der Höhe der Gradienten trotz unterschiedlicher Regelzonengröße vergleichbaren Ergebnisse für Amprion, TenneT und 50HzT ist in der Überlagerung der reinen Lastgradienten durch die Erzeugungsgradienten der volatilen Einspeisung aus dargebotsabhängiger Erzeugung, insbesondere der Windenergie, in den Regelzonen von TenneT und 50HzT und damit einer Angleichung an die „laststärkere“ Regelzone von Amprion zu sehen.

*Tabelle 5.1: In untersuchten Zeitbereichen aufgetretene Gradienten und maximale VNL je Regelzone und für eine gesamtdeutsche Betrachtung (alle Angaben in MW)*

		Gradienten der VNL je Zeitbereich						Max. VNL
		1 min	5 min	15 min	1 h	2 h	8 h	
<b>Amprion</b>	negativ	-260	-500	-800	-2.190	-3.650	-7.470	20.800
	positiv	250	530	1.330	3.630	5.560	8.560	
<b>TenneT</b>	negativ	-270	-410	-1.130	-3.230	-4.710	-10.650	18.200
	positiv	240	470	1.270	3.210	5.370	9.710	
<b>50HzT</b>	negativ	-290	-420	-770	-2.080	-3.140	-7.080	9.800
	positiv	220	420	1.070	2.120	3.360	7.360	
<b>TNG</b>	negativ	-150	-280	-360	-950	-1.490	-3.460	8.600
	positiv	160	270	630	1.500	2.340	3.980	
<b>4 ÜNB</b>	negativ	-400	-950	-1.900	-6.000	-11.200	-26.470	54.900
	positiv	500	1.220	3.630	9.520	15.180	27.190	

Über die Bestimmung tatsächlich aufgetretener Gradienten hinaus wird zusätzlich untersucht, ob es einen Zusammenhang zwischen der Höhe der auftretenden Gradienten und der zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegenden Last- und Erzeugungssituation gibt. Wäre dies der Fall, wäre eine unmittelbare Abhängigkeit der Höhe vorzuhaltender Mindesterzeugung von eben dieser Last- und Erzeugungssituation gegeben. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen jedoch, dass es keinen klaren Zusammenhang zwischen der Last-/Erzeugungssituation und der Höhe der maximal auftretenden Gradienten in dieser Situation gibt (s. Anhang A). Die Beherrschbarkeit der maximal aufgetretenen Gradienten muss folglich unabhängig von der jeweiligen Last-/Erzeugungssituation dauerhaft sichergestellt sein.

Die zukünftig zu erwartenden maximalen Gradienten werden nennenswert durch die weitere Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen insbesondere der hinsichtlich der hervorgerufenen Erzeugungsgradienten potenziell kritischen, dargebotsabhängigen Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen beeinflusst. Um eine belastbare Datenbasis für die Dimensionierung der Mindesterzeugung sicherzustellen, ist es folglich notwendig, die Bestimmung auftretender Gradienten basierend auf aktualisierten Zeitreihen regelmäßig (z. B. jährlich) zu wiederholen.

## 5.3 Dimensionierung notwendiger Mindesterzeugung

### 5.3.1 Methode zur Quantifizierung notwendiger Mindesterzeugung

Nachfolgend diskutieren wir die von uns gutachterlich vorgeschlagene Methode zur Quantifizierung der notwendigen Mindesterzeugung zur Sicherstellung der Systembilanz. Dabei wird zur Motivation des Ansatzes zunächst auf die technischen Randbedingungen und Flexibilitätspotenziale beim Einsatz thermischer Kraftwerksblöcke eingegangen.

Dies wird exemplarisch anhand von Bild 5.1 dargestellt, das eine Zerlegung der Leistung eines Kraftwerksblockes in verschiedene mit Blick auf die Gewährleistung der WLRF unterschiedlich zu interpretierende Leistungsscheiben anzeigt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass thermische Kraftwerke üblicherweise eine technologische Mindestleistung von ca. 40 % bis 50 % ihrer Nennleistung (in Einzelfällen auch mehr oder weniger) haben, so dass nur der verbleibende Leistungsbereich zwischen ca. 40 % und 100 % der Nennleistung für den sogenannten regelfähigen Betrieb zur Verfügung steht. Das heißt, die tatsächliche Kraftwerkseinspeisung bewegt sich in diesen Grenzen. Abhängig von der Höhe der tatsächlichen Kraftwerkseinspeisung ergeben sich für die WLRF relevante Flexibilitätspotenziale. So wird positive Reserve und Lastfolgefähigkeit in positiver Richtung aus nicht eingespeister Leistung, also dem Bereich zwischen aktueller Einspeisung und Nennleistung, bereitgestellt. Negative Reserve und Lastfolgefähigkeit in negativer Richtung ergibt sich entsprechend aus dem Band zwischen Mindestleistung und aktueller Leistungseinspeisung.

Bereits diese Überlegungen zeigen, dass die WLRF weder mit einer Einspeisung von Kraftwerken ausschließlich bei Nennleistung noch mit einer Einspeisung ausschließlich mit der technologischen Mindestleistung sichergestellt werden kann. Vielmehr müssen die angesteuerten Arbeitspunkte Flexibilität nach oben und unten bieten. Dabei ist zu beachten, dass die Aufteilung der Flexibilitätspotenziale eines Kraftwerks auf die hier separat dargestellte Vorhaltung verschiedener Reservequalitäten und die mit der Lieferung von Fahrplanenergie einhergehende Flexibilität für den Lastfolgebetrieb grundsätzlich variabel und von der Einsatzstrategie des Kraftwerksbetreibers abhängig ist. Weiterhin sind sowohl die mögliche Aufteilung als auch die betrieblichen Randbedingungen, wie z. B. die Mindestleistung, aber auch die Menge vorhaltbarer Primärregelreserve und die Leistungsänderungsgeschwindigkeit im regelfähigen Betrieb von den technischen Eigenschaften eines Kraftwerks (insbesondere Technologie, Alter und installierte Leistung) abhängig. Schließlich kann in einem Erzeugungssystem die Vorhaltung positiver WLRF von anderen Kraftwerken übernommen werden als die Vorhaltung negativer WLRF. Diese Überlegungen machen noch einmal deutlich, dass die Bestimmung der Mindesterzeugung *im Bedarfsfall* erhebliche Annahmen und Vorgaben seitens des ÜNB, z. B. hinsichtlich der Zusammensetzung des Kraftwerksparks zur Sicherstellung der WLRF erfordert.

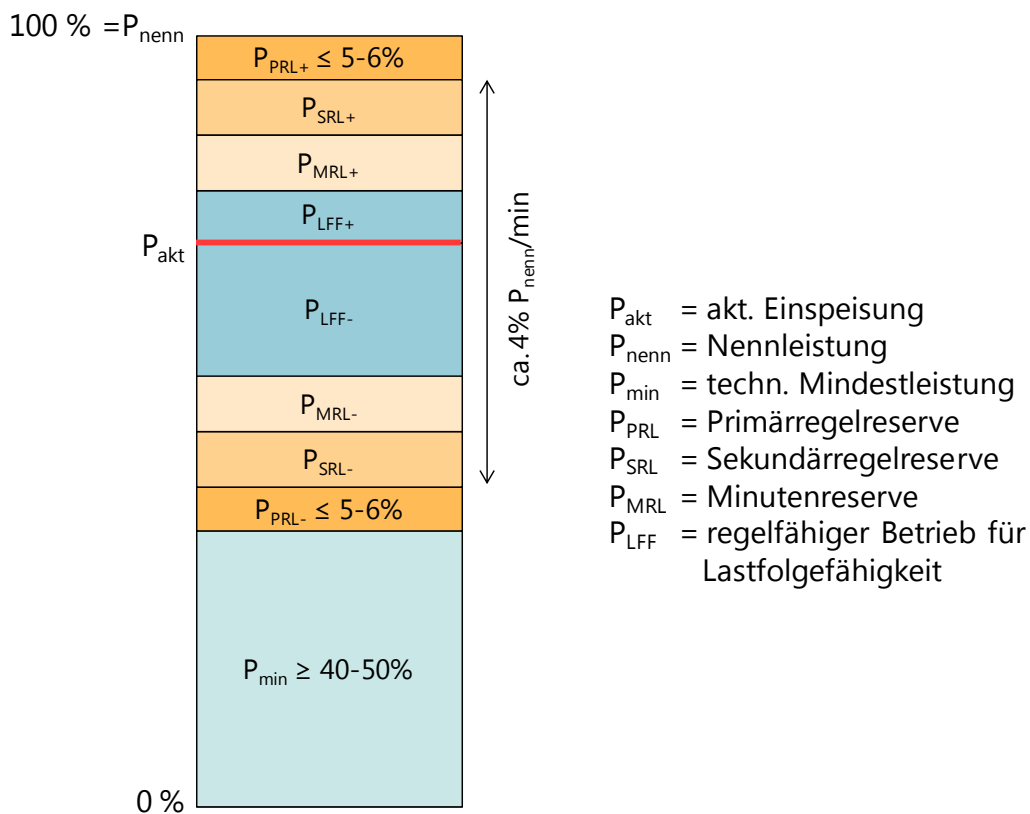


Bild 5.1: Schematische Darstellung der Aufteilung der verfügbaren Erzeugungskapazität auf Reservevorhaltung und Fahrplanenergielieferung

Wir schlagen daher gutachterlich nachfolgende Vorgehensweise für die Bestimmung der Mindesterzeugung zur Sicherstellung der Systembilanz durch den ÜNB in gefährdeten/gestörten Betriebszuständen vor. Diese Vorgehensweise ist geeignet, auch in gefährdeten und gestörten Betriebszuständen die Wirkleistungsregelfähigkeit zu gewährleisten und somit einen sicheren Systembetrieb zu ermöglichen, ohne eine ineffizient hohe Mindesterzeugung zu fordern. Gleichzeitig ist sie so pragmatisch, dass ein Einsatz im Netzbetrieb möglich erscheint.

- Hinsichtlich der WLRF zur Bewältigung positiver Leistungsgradienten ( $P_{\text{LFF}+}$ ) und hinsichtlich der Vorhaltung von  $P_{\text{MRL}+}$  kann davon ausgegangen werden, dass diese nicht zwingend mittels am Netz befindlicher thermischer Kraftwerke erfolgen müssen, sondern z. B. mittels stillstehender Gasturbinenkraftwerke, hydraulischer Kraftwerke oder Verbrauchsflexibilitäten erreicht werden können.
- Die in im Betrieb befindlichen thermischen Kraftwerken in Summe vorgehaltene  $P_{\text{PRL}}$ ,  $P_{\text{SRL}}$  und  $P_{\text{MRL}-}$  muss den deutschlandweiten Bedarf decken. Dies bedeutet gleichzeitig, dass auch die geforderte Leistungsänderungsdynamik zur Reserveverbringung für die notwendige Mindestanzahl thermischer Blöcke am Netz dimensionierend sein kann.
- Die WLRF zur Bewältigung negativer Leistungsgradienten ( $P_{\text{LFF}-}$ ) kann dann als hinreichend groß angenommen werden, wenn der größte beobachtete 1-h-Gradient der

vertikalen Netzlast unter Berücksichtigung freier negativer  $P_{SRL-}$  und  $P_{MRL-}$ <sup>5</sup> durch Anpassung der Leistungseinspeisung thermischer Kraftwerke innerhalb ihres freien Regelbandes abgedeckt ist. Dabei wird der 1-h-Gradient mit Blick auf typische Zeitkonstante im Betrieb thermischer Kraftwerke ausgewählt. Gradienten für größere Zeitintervalle erlauben typischerweise An- und Abfahrten von Kraftwerken und damit die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen, die über den regelfähigen Bereich am Netz befindlicher Kraftwerke und damit die Frage der Mindestenerzeugung hinausgehen. Für den 1-h-Gradienten hingegen – gerade unter den erläuterten Randbedingungen einer sicheren Quantifizierung der Mindestenerzeugung durch den ÜNB – erscheint in Ermangelung alternativer sicher zur Verfügung stehender Flexibilitätsoptionen eine zwingende Abdeckung über die Regelfähigkeit am Netz befindlicher Kraftwerke notwendig,

- Grundsätzlich ist die Sicherstellung der Systembilanz vor dem Hintergrund der Kooperation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Netzregelverbund eine deutschlandweite Aufgabe. Dementsprechend ist hierfür eine deutschlandweite Mindestenerzeugung zu dimensionieren. Dies ist allerdings dann einzuschränken, wenn Netzrestriktionen zwischen den Regelzonen, gerade im hier relevanten Fall des gefährdeten bzw. gestörten Betriebs, aus der Sicherstellung der Systembilanz resultierende Leistungsflüsse nicht oder zumindest nur richtungsbezogen zulassen. In diesem Fall ist die Vermeidung unzulässiger Netzbelastungen durch eine regionale (z. B. regelzonenweise quantifizierte) Mindestenerzeugung zu gewährleisten.

### 5.3.2 Notwendiger Umfang vorzuhaltender Mindestenerzeugung

In diesem Abschnitt wird die konkrete Anwendung des im vorigen Abschnitt beschriebenen Dimensionierungsansatzes exemplarisch beschrieben. Die Randbedingungen und Annahmen sind dabei wie folgt vorgegeben:

- Betrachtungsbereich: Gesamtdeutschland, zunächst unter Vernachlässigung interner Netzengpässe
- Größter und damit dimensionierungsrelevanter 1-h-Gradient der VNL: 6.000 MW (vgl. Tabelle 5.1)
- Vorzuhaltender Bedarf an PRL, SRL und MRL entsprechend aktueller Dimensionierung<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Die Berücksichtigung freier negativer Reserve bedeutet, dass zur Ausregelung des auslegungsrelevanten Gradienten auch vorgehaltene Reserve eingesetzt werden kann. Dies gilt jedoch nur für zum Zeitpunkt der Bestimmung der Mindestenerzeugung nicht eingesetzte Anteile dieser Reservequalitäten. Für bereits eingesetzte Reserve bestünde ansonsten das Risiko einer Doppelzählung der Kapazitäten bei nur einmaliger physischer Aktivierbarkeit.

<sup>6</sup> Aktuell (Stand: April 2011) ist der notwendige Umfang deutschlandweit vorzuhaltender Reserve folgendermaßen dimensioniert:  $P_{PRL+}$  und  $P_{PRL-}$ : je 612 MW,  $P_{SRL+}$ : 2138 MW,  $P_{SRL-}$ : 2085 MW,  $P_{MRL+}$ : 2469 MW,  $P_{MRL-}$ : 2481 MW

- Erbringung der Mindestenerzeugung aus einem typischen thermischen Kraftwerke<sup>7</sup> (z. B. Steinkohle) mit den technischen Eigenschaften
  - Nennleistung  $P_{\text{nenn}}$ : 800 MW
  - Mindestleistung  $P_{\text{min}}$ : 40% von  $P_{\text{nenn}}$
  - Primärregelband: 5,6% von  $P_{\text{nenn}}$
  - Dynamik: 4%  $P_{\text{nenn}}$ /Minute

Die vorzuhaltende Mindestenerzeugung kann, wie in Abschnitt 5.3.1 erwähnt, neben den Anforderungen durch die Lastfolgefähigkeit auch durch den vorzuhaltenden Umfang und die notwendige Dynamik von PRL, SRL und MRL dimensioniert werden. Daher werden im Folgenden diese Anforderungen an die Mindestenerzeugung separat untersucht.

- Zur Gewährleistung einer ausreichenden Vorhaltung von PRL ergibt sich die minimal notwendige Anzahl von 14 Kraftwerksblöcken am Netz durch den Vergleich der insgesamt ausgeschriebenen  $P_{\text{PRL}}$  mit dem je Kraftwerksblock zur Verfügung stehenden Primärregelband.
- Die Anforderung durch die notwendige Dynamik der SRL-Erbringung – innerhalb von 5 Minuten muss die vorzuhaltenden  $P_{\text{SRL}}$  aktivierbar sein – führt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass mindestens 14 Kraftwerksblöcke am Netz zur Verfügung stehen müssen. Hierfür maßgeblich sind die Höhe der ausgeschriebenen  $P_{\text{SRL+}}$  und  $P_{\text{SRL-}}$  sowie die Dynamik der Kraftwerke am Netz.
- Schließlich folgt aus den Anforderungen der Lastfolgefähigkeit an die Mindestenerzeugung die notwendige Anzahl von 20 Kraftwerksblöcken am Netz. Hierbei ist berücksichtigt, dass zur Bewältigung negativer Gradienten auch „freie“  $P_{\text{SRL-}}$  und  $P_{\text{MRL-}}$  in Anspruch genommen werden kann, dass die am Netz befindlichen Kraftwerksblöcke gleichzeitig jedoch auch die Vorhaltung ausreichender  $P_{\text{PRL-}}$ ,  $P_{\text{PRL+}}$  und  $P_{\text{SRL+}}$  sicherstellen müssen. Ein weiterer, wesentlicher Parameter der Berechnung ist die angenommene technologische Mindestleistung der Kraftwerksblöcke, da diese das je Kraftwerksblock zur Verfügung stehende Leistungsband sowohl für Reservevorhaltung als auch für die Regelfähigkeit einschränkt.

Dimensionierend für die notwendige Anzahl an Kraftwerksblöcken am Netz sind die größten sich aus diesen Überlegungen ergebenden Anforderungen. Folglich müssen zur Erfüllung aller Anforderungen an die Mindestenerzeugung mindestens 20 Kraftwerksblöcke in Betrieb sein. Während die installierte Nennleistung von Kraftwerken zur Vorhaltung von Mindestenerzeugung damit determiniert ist, ergibt sich deren notwendige Wirkleistungseinspeisung aus der technischen Mindestleistung sowie der als gleichmäßig auf alle Kraftwerksblöcke aufgeteilt angenommenen Vorhaltung von  $P_{\text{PRL-}}$ ,  $P_{\text{SRL-}}$ ,  $P_{\text{MRL-}}$  und dem ggf. über die Summe aus  $P_{\text{SRL-}}$  und  $P_{\text{MRL-}}$  hinausgehenden Bedarf zur Sicherstellung der Lastfolgefähigkeit ( $P_{\text{LFF-}}$ ).

<sup>7</sup> In der praktischen Anwendung sind hier entsprechende Daten zum Dimensionierungszeitpunkt zur Verfügung stehender realer Kraftwerke zu berücksichtigen.

Konkret werden unter den getroffenen Annahmen 20 Kraftwerksblöcke mit einer Nennleistung von 16.000 MW und einer tatsächlichen Wirkleistungseinspeisung von 13.000 MW zur Erfüllung aller Anforderungen an die WLRF benötigt. Unter der genannten Annahme, dass sich sowohl die Reservevorhaltung, als auch die Wirkleistungseinspeisung gleichmäßig auf die 20 Kraftwerksblöcke verteilt, ergibt sich dann für jeden Block eine Aufteilung des verfügbaren Leistungsbands entsprechend Bild 5.2.

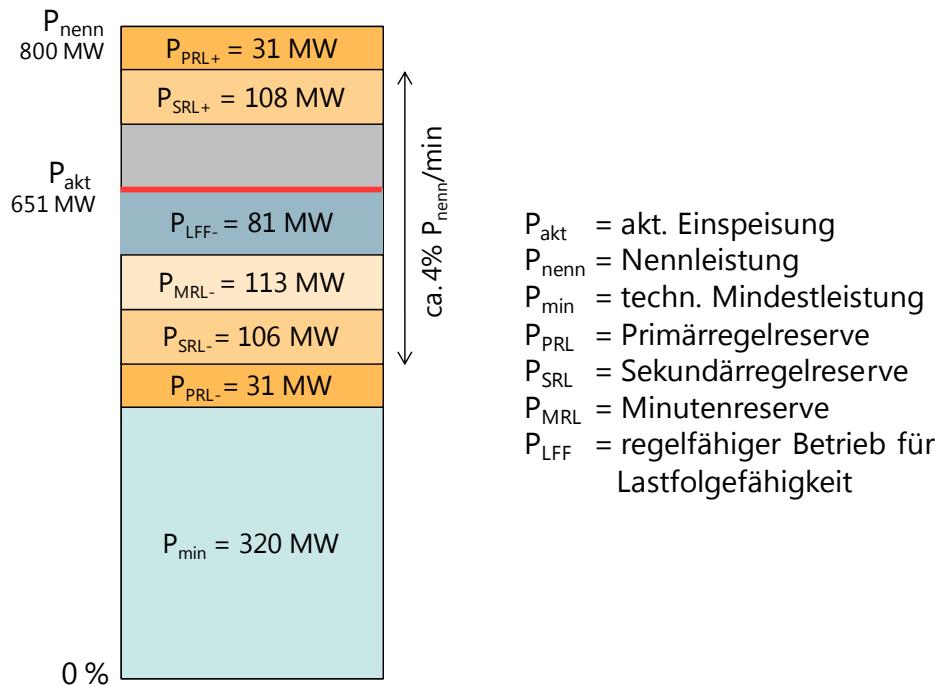


Bild 5.2: Aufteilung des verfügbaren Leistungsbands eines Kraftwerksblocks zur Sicherstellung der WLRF auf Reservevorhaltung und Regelfähigkeit

### 5.3.3 Sensitivitätsanalysen

Wie in den Abschnitten 5.3.1 und 5.3.2 bereits erwähnt, sind die Ergebnisse der Mindesterzeugungsdimensionierung zur Sicherstellung der WLRF abhängig von zu treffenden Annahmen und gegebenen Randbedingungen. In diesem Abschnitt werden daher die Ergebnisse der zur Absicherung des vorgeschlagenen Dimensionierungsansatzes durchgeführten Sensitivitätsuntersuchungen beschrieben. Dabei wird die Abhängigkeit der Mindesterzeugungsbemessung von folgenden Einflussfaktoren untersucht:

- Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke
- Technische Eigenschaften der verfügbaren konventionellen Kraftwerke, insbesondere  $P_{\min}$  und  $P_{\text{nenn}}$
- Netzrestriktionen zwischen den deutschen Regelzonen

#### Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke

Zur Abschätzung der Abhängigkeit der Ergebnisse der Mindesterzeugungsdimensionierung von der Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke wird gegenüber den in Abschnitt 5.3.2 getroffenen Annahmen vorausgesetzt, dass 50 % der insgesamt vorzuhaltenden SRL und MRL von hydraulischen Kraftwerken abgedeckt wird.<sup>8</sup> Außerdem wird angenommen, dass die Sicherstellung der Lastfolgefähigkeit zur Beherrschung negativer Gradienten aufgrund der unsicheren Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke insbesondere zum Ausgleich potenziell mehrstündiger Ausgleichsvorgänge weiterhin durch thermische Kraftwerke erfolgt.

Die Untersuchung zeigt, dass unter diesen Annahmen eine Wirkleistungseinspeisung von etwa 12.400 MW und eine Nennleistung am Netz von 14.400 MW resultieren. Dies zeigt, dass der in Abschnitt 5.3.2 hergeleitete Umfang an Mindesterzeugung (13.000 MW Wirkleistungseinspeisung und 16.000 MW Nennleistung am Netz) gegenüber den Annahmen zur Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke relativ unabhängig ist.

#### Technische Eigenschaften der verfügbaren konventionellen Kraftwerke

Durchgeführte Untersuchungen unter Variation der Annahmen der Kenngrößen  $P_{\min}$  und  $P_{\text{nenn}}$  der thermischen Kraftwerke zeigen nur eine geringe Abhängigkeit der Mindesterzeugungsdimensionierung von  $P_{\text{nenn}}$  (bei konstantem, relativem Verhältnis von  $P_{\min}$  zu  $P_{\text{nenn}}$ ). Hier kommt es lediglich bei der Annahme sehr großer Blocknennleistungen zu Quantisierungseffekten, d. h. relativ großen Sprüngen der notwendigen installierten Leistung, die dadurch hervorgerufen werden, dass stets eine ganze Zahl von Kraftwerksblöcken zur Bereitstellung der Mindesterzeugung vorzuhalten ist.

Demgegenüber hat die Annahme bezüglich  $P_{\min}$  (bei konstanter Blockgröße  $P_{\text{nenn}}$ ) einen nennenswerten Einfluss auf die Mindesterzeugungsdimensionierung. Da mit steigendem  $P_{\min}$  das verfügbare Regelband je Kraftwerksblock ab- und damit die nicht regelbare eingespeiste Wirkleistung zunimmt, steigen sowohl die Wirkleistungseinspeisung als auch die Nennleistung am Netz deutlich an (s. Bild 5.3).

<sup>8</sup> In der Realität ist die Verfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke sowohl zur Vorhaltung von Reserve, als auch zur Sicherstellung der Lastfolgefähigkeit deutlich von der Betriebsweise und Einsatzstrategie des Kraftwerksbetreibers abhängig und daher für Außenstehende nur mit Unsicherheiten einschätzbar.

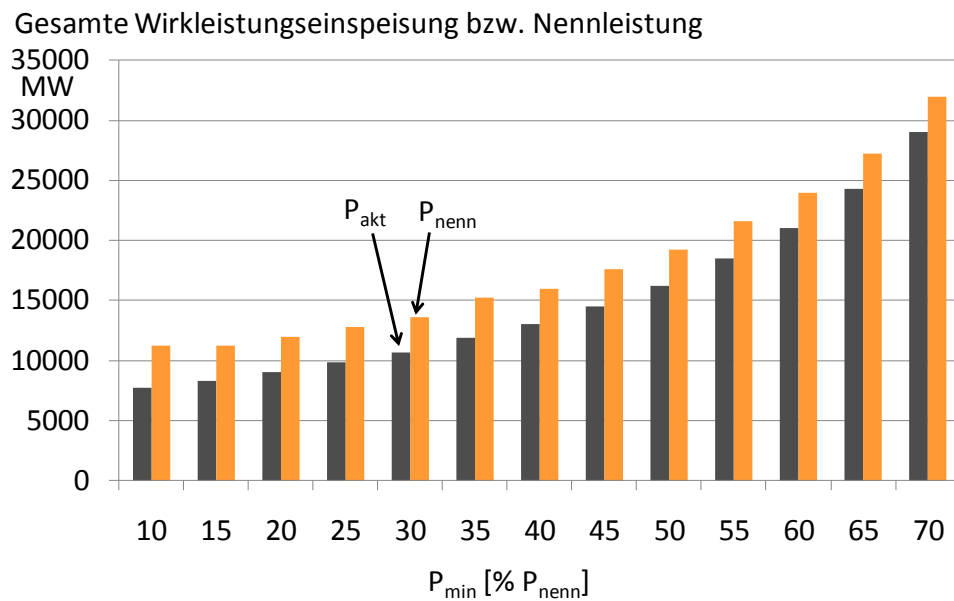


Bild 5.3: Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung und Nennleistung am Netz von der Annahme zur relativen Kraftwerksmindestleistung

### Netzrestriktionen zwischen den deutschen Regelzonen

Wie in Abschnitt 5.3.1 bereits erwähnt, können bei nur deutschlandweit ausreichender Vorhaltung ausreichender Mindestenerzeugung und inhomogener Verteilung der diese bereitstellenden Erzeugungskapazitäten zwischen den deutschen Regelzonen bestehende Netzengpässe zusätzlich belastet werden. Dies wird hier beispielhaft anhand der Regelzonengrenze zwischen TenneT und 50HzT verdeutlicht.

An dieser Grenze liegt eine vorwiegende Flussrichtung aus der 50HzT Regelzone in die Regelzone von TenneT mit zeitweise deutlicher Überlastung der regelzonenüberschreitenden Leitungen und der entsprechenden Notwendigkeit für steuernde Eingriffe seitens der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber vor. Ist dies der Fall, führt sowohl die Erbringung negativer Reserve als auch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken zur Bewältigung negativer Gradienten außerhalb der 50HzT Regelzone bei gleichzeitig innerhalb der 50HzT Regelzone vorliegender Ursache für Bilanzungleichgewicht oder negative Gradienten zu einer zusätzlichen Belastung der engpassbehafteten Leitungen. Um hierdurch hervorgerufene, systemsicherheitsgefährdende Betriebszustände zu vermeiden, muss sowohl ein geeignet zu bemessender Teil der negativen Reserveleistung, als auch eine ausreichende Mindestenerzeugung zur Bewältigung negativer Gradienten innerhalb der 50HzT Regelzone vorgehalten werden.

Um den Effekt dieser regional differenzierten Leistungsvorhaltung auf die Mindestenerzeugungsdimensionierung abzuschätzen, werden folgende, von den in Abschnitt 5.3.2 genannten abweichende Annahmen getroffen:

- Die Vorhaltung negativer SRL und MRL in Höhe des Beschaffungsanteils der 50HzT Regelzone am Netzregelverbund erfolgt innerhalb der 50HzT Regelzone
- Die Bewältigung des innerhalb der 50HzT Regelzone zu erwartenden maximalen negativen 1-h-Gradienten (2.080 MW; vergleiche Tabelle 5.1) wird durch Vorhaltung ausreichender Mindestenerzeugung innerhalb dieser Regelzone sichergestellt.

- In der 50HzT Regelzone wird PRL in Höhe von 20 % der deutschlandweit benötigten PRL vorgehalten.
- Es erfolgt keine Vorgabe zur Vorhaltung positiver Reserve oder Flexibilität zur Abdeckung positiver Lastgradienten innerhalb der 50HzT Regelzone, da deren Erbringung außerhalb der Regelzone tendenziell Netzentlastungen nach sich zieht und damit unter Systemsicherheitsgesichtspunkten unkritisch ist.

Unter diesen Annahmen müssen zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit innerhalb der 50HzT Regelzone 3.800 MW Wirkleistungserzeugung und 4.000 MW Nennleistung am Netz vorgehalten werden. Für den Rest Deutschlands ergibt sich ein Bedarf von 9.210 MW Wirkleistungseinspeisung und 12.000 MW Nennleistung am Netz. Der Vergleich mit der für Deutschland insgesamt berechneten Mindesterzeugung zeigt identische summarische Werte für eingespeiste Leistung und Nennleistung der am Netz befindlichen Blöcke. Allerdings liegt die auf die Nennleistung bezogene Wirkleistungseinspeisung der Kraftwerke in der Regelzone 50HzT wegen der geforderten höheren Flexibilität in negative Richtung höher als in den anderen Regelzonen.

## 6 Erörterung weiterer Aspekte

Innerhalb der in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten zentralen Untersuchungen dieser Studie wurden bereits einzelne Aspekte mit Einfluss auf die dort betrachteten technischen Randbedingungen erörtert. Darüber hinaus wurden weitere Aspekte mit erwartetem Einfluss auf die Mindesterzeugung qualitativ oder mit überschlägigen Berechnungen adressiert. Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- *Rotierende Masse*

Mit der Verdrängung von Synchrongeneratoren in konventionellen Kraftwerken durch über Umrichter einspeisende Erzeugungsanlagen - die häufig und zunehmend bei EE-Anlagen gewählte Technologie - nimmt die am Netz befindliche rotierende Masse und damit die Dynamik von Frequenzänderungen bei Wirkleistungsbilanzabweichungen zu. Überschlägige Berechnungen auf Basis der Vorgaben des ENTSO-E Operation Handbooks [12] sowie der aktuellen Last- und Erzeugungsangaben im synchron betriebenen Verbundnetz haben aufgezeigt, dass selbst bei vollständig fehlender rotierender Masse in Deutschland der maximale Frequenzeinbruch nach einem Leistungsdefizit in Höhe des Auslegungskriteriums von 3 GW nicht die Größenordnung erreicht, ab der konzeptgemäß der automatische Lastabwurf einsetzt. Analog zur Diskussion zur Kurzschlussleistung (Abschnitt 4.3) ist aber zu beachten, dass dies nur durch die Beiträge des Auslands ermöglicht wird. Damit kann eine entsprechende Mindesterzeugung relevant werden, wenn - wie absehbar - sich der Umfang der rotierenden Masse im Ausland ebenfalls reduziert.

- *Versorgungswiederaufbau nach Blackout*

Grundlagen und Richtlinien zu Netzwiederaufbaukonzepten sind im ENTSO-E Operation Handbook dokumentiert [13], indem u.a. die Vorhaltung einer ausreichenden Zahl schwarzstartfähiger Kraftwerke sowie Kraftwerke, die sich im sicheren Eigenbedarf fangen, festgehalten wird. Das Netzwiederaufbaukonzept muss aber auch alleine mit schwarzstartfähigen Kraftwerken durchführbar sein. Demzufolge ist die Schwarzstartfähigkeit eines Systems mit einem grundsätzlich technisch geeigneten Kraftwerkspark - dafür kommen heute nur konventionelle Kraftwerke in Frage - sicherzustellen und es ergibt sich demnach keine Anforderung an eine jeweils im Betrieb befindlichen Mindesterzeugung konventioneller Anlagen. Allerdings begünstigt ein größeres Potenzial konventioneller Erzeugung, die sich bei einem Netzzusammenbruch im Eigenbedarf fängt, selbstverständlich einen erfolgreichen und zügigen Versorgungswiederaufbau.

- *Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen*

Wie bereits in Abschnitt 3.4 erwähnt, ist die Möglichkeit einer Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen in den aufgrund ihres größeren Einflusses auf die Übertragungsnetze relevanten Hochspannungsnetzen eine Anschlussvoraussetzung. Allerdings ist eine Blindleistungsbereitstellung für die Übertragungsnetze durch die Einhaltung der Spannungsbänder im Hochspannungsnetz begrenzt, insbesondere bei größerer elektrischer Entfernung der Erzeugungsanlagen von der Umspannung Höchst-/Hochspannung. Außerdem sind die verfügbaren Blindleistungsvolumina infolge der geringeren Transport- und Anschlusskapazitäten in den Hochspannungsnetzen aus Sicht der Übertragungsnetze beschränkt. Sofern die Blindleistungsregelung zu einer Reduktion der vertikalen Blindlasten im Übertragungsnetz führt, ist eine Reduktion der für die Spannungshaltung erforderlichen Mindesterzeugung möglich (s. Tabelle 3.2), doch folgt die Blindleistungsregelung heute in erster Linie den Anforderungen in den Verteilungsnetzen.

- *Kurzschlussstrombeitrag der EE-Anlagen*

Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 4.3 besteht beim Nutzen der von den Verteilungsnetzbetreibern auf Basis der aktuellen Netzanschlussregeln einforderbaren Blindstromeinspeisung bei Spannungseinbruch für die Sicherung minimaler Kurzschlussströme im Übertragungsnetz Untersuchungsbedarf.

- *Risiko außergewöhnlicher Fehlerereignisse*

Das ENTSO-E Operation Handbook [9] fordert von den Übertragungsnetzbetreibern eine Berücksichtigung außergewöhnlicher Fehlerereignisse in den Netzsicherheitsrechnungen von Betriebsplanung und -führung, sofern diese sich aus Risikoerwägungen als erforderlich erwiesen haben. Als Kriterium ist dabei die Vermeidung kaskadierender Folgeauslösungen mit überregionaler Auswirkung aufgeführt.

Wir halten die dafür erforderliche Risikoanalyse und deren Diskussion für grundsätzlich und damit nicht nur der Fragestellung einer Mindesterzeugung zuzuordnen. Jedoch motiviert die im Operation Handbook verankerte Möglichkeit einer situationsabhängigen Entscheidung – z.B. bei Terror- oder Unwetterwarnungen – die Diskussion des Einflusses auf die dann erforderliche Mindesterzeugung.

Bei existierenden gleichgerichteten Transportkorridoren im Lastfluss besteht eine größere Gefahr kaskadierender und überregionaler Auswirkungen bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen (Sammelschienenfehler, Ausfall mehrerer Stromkreise auf gleichem Gestänge infolge eines sogenannten Common-Mode-Fehlers, wegen geringer Wahrscheinlichkeit in normaler Sicherheitsrechnung nicht betrachtete Ausfallkombinationen), da

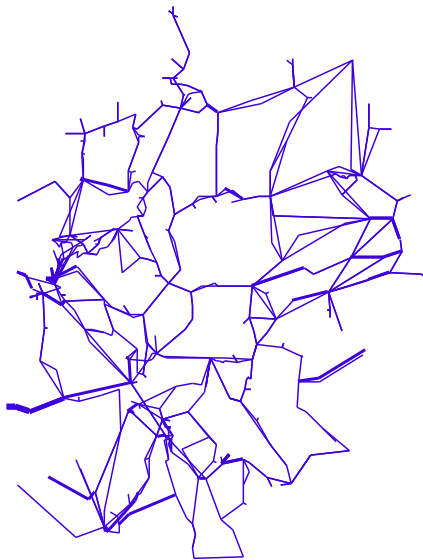
- der Lastfluss auf andere, ebenfalls bereits höher ausgelastete Betriebsmittel verdrängt wird und
- die Wirkleistungsbilanzen regional stark unterschiedlich sind.

Solche Transportkorridore entstehen bei lokal konzentrierter Erzeugung in größerer Entfernung zu den Verbrauchslasten. Da über das Dargebot bestimmt ist ein solcher Effekt auch bei überwiegender EE-Einspeisung zu erwarten. Eine Betrachtung anhand der Power Transmission Distribution Factors (PTDF, vgl. Verwendung in [5]) in Bild 6.1 bestätigt diese Vermutung. Bei einer Übertragung der EE-Einspeisung zu den Lasten sind sehr viel mehr Leitungen von hohen Lastflüssen betroffen als bei Betrachtung einer Versorgung aus konventionellen Kraftwerken (vgl. auch Ausführungen in Abschnitt 3.1).

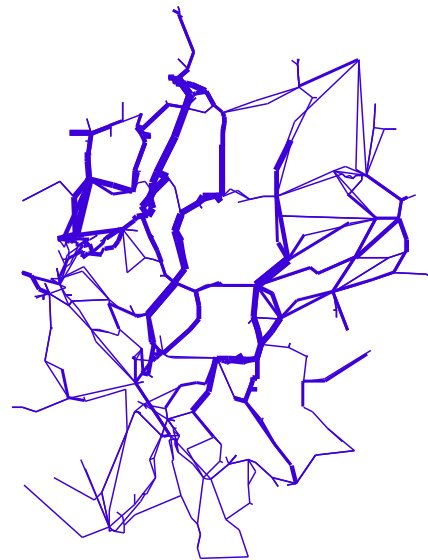
Auch bilden sich ausgeprägte Transportkorridore in Nord-Süd(west)-Richtung heraus. Daher erscheinen bei zu einem bestimmten Zeitpunkt nachweisbarem hohem Risiko außergewöhnlicher Fehlerereignisse Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung einer lastnahen Versorgung gerechtfertigt, die einen verstärkten Einsatz konventioneller Kraftwerke und damit in diesen Situationen eine signifikant höhere Mindestleistung erfordern.

PTDF für Leistungsübertragung ‚von‘ → ‚nach‘

*konventionelle Erzeugung* → Last



*EEG-Einspeisung* → Last



*Bild 6.1: Vergleich der Power Transmission Distribution Factors (PTDFs) bei Versorgung der deutschen Verbrauchslast aus ausschließlich konventionellen Kraftwerken (links) und komplett aus EE-Anlagen bei heutiger regionaler Verteilung (rechts)*

## Referenzen

- [1] Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 41, ausgegeben zu Bonn am 3. August 2011
- [2] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zu Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008
- [3] VDN Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V.: Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. August 2007
- [4] Amprion GmbH; EnBW Transportnetze AG; transpower stromübertragungs GmbH; Vattenfall Europe Transmission GmbH: Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“). Stand 11. März 2009. Einsehbar z.B. unter [http://www.50hertz-transmission.net/de/file/090901\\_Regionenmodell\\_Stromtransport\\_2013.pdf](http://www.50hertz-transmission.net/de/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2013.pdf)
- [5] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, November 2011
- [6] Wittenberg, P.: Neue Energien = Neue Netze? Vortrag auf der FGE-Tagung 2011, 15. Und 16. September 2011, Aachen
- [7] Graf, F.-R.: Beitrag zur Erkennung kritischer Spannungszustände in stark belasteten Übertragungsnetzen. etzArchiv Bd.8 (1986), H. 4
- [8] UCTE OH – Policy 3: Operational Security. Final policy 1.3 E, 20.07.2004
- [9] ENTSO-E OH – Policy 3: Operational Security. Final policy, 19.03.2009
- [10] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734)
- [11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [12] ENTSO-E OH – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. Final version, 19. März 2009
- [13] ENTSO-E RG CE OH 2nd release – Policy 5: Emergency Operations. August 2010

## Anhang

### A Gradienten der VNL in Abhängigkeit von Last und EE-Einspeisung

In diesem Abschnitt werden die Annahmen und Ergebnisse der zusätzlich durchgeführten Untersuchung zur Abhängigkeit der Höhe der auftretenden Gradienten von der jeweiligen Last-/Erzeugungssituation beschrieben. Der Hintergrund der Untersuchung ist, dass bei deutlichem Zusammenhang von Höhe des Gradienten und der Last-/Erzeugungssituation für diejenigen Situationen, in denen nur niedrige Gradienten zu erwarten sind, ggf. keine Vorhaltung von Mindestenergie notwendig ist.

Für die Untersuchung werden die Viertelstunden des untersuchten Jahreszeitraums anhand folgender Kriterien gruppiert:

- Höhe der aktuellen vertikalen Netzlast, wobei hier die um Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE), d. h. Windenergie (WEA) und Photovoltaik (PV), bereinigte vertikale Netzlast verwendet wird. Die Netzlast wird dabei in drei Klassen, Schwach- (SW), Mittel- (MI) und Starklast (ST), unterteilt.
- Aktuelle Einspeisung aus EE ebenfalls klassifiziert nach Schwach- (SW), Mittel- (MI) und Starkeinspeisung (ST).

Insgesamt ergeben sich somit neun kombinierte Last-/EE-Klassen. Anhand dieser Zuordnung und der bereits bestimmten Zeitreihe auftretender Gradienten (s. Abschnitt 5.2.1) erfolgt die Bestimmung der maximalen positiven und negativen Gradienten separat für jede Last-/EE-Klasse.

Zur Visualisierung der Ergebnisse dient Bild A.1. Je Zeitbereich werden die maximalen positiven und negativen Gradienten getrennt nach den neun Last-/EE-Klassen anhand eines Kreises dargestellt. Der Kreisdurchmesser repräsentiert dabei die relative Höhe der Gradienten innerhalb eines Zeitbereichs<sup>9</sup>. Diese Darstellung ermöglicht eine Bewertung, wie innerhalb eines Zeitbereichs die Höhe der maximalen Gradienten von den unterschiedlichen Last-/EE-Klassen abhängt.

---

<sup>9</sup> Die Kreisdurchmesser sind aufgrund der großen Unterschiede der absoluten Höhe der Gradienten über Zeitbereiche hinweg nur innerhalb des Diagramms für einen Zeitbereich konsistent skaliert. Sie können daher nicht zum zeitbereichsübergreifenden Vergleich herangezogen werden.

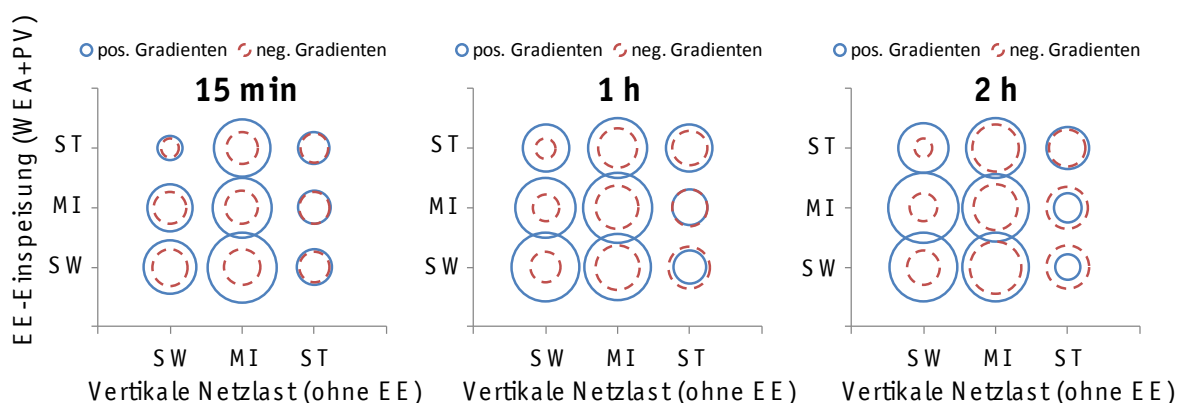


Bild A.1: Abhängigkeit der Gradienten von Last-/EE-Klassen für unterschiedliche Zeitbereiche

Bild A.1 zeigt, dass die Höhe der Gradienten in allen Zeitbereichen weitgehend unabhängig von der EE-Einspeisung ist. Auch hinsichtlich der Abhängigkeit der Gradienten von der Last ist kein eindeutiger Zusammenhang feststellbar<sup>10</sup>.

Hinsichtlich der möglicherweise notwendigen Mindesterzeugung zur Beherrschung positiver Gradienten ist relevant, dass hohe positive Gradienten gerade in Zeiten niedriger bis mittlerer VNL auftreten also in Situationen, in denen tendenziell relativ wenige Kraftwerke zur Bereitstellung der Mindestreserve am Netz sein werden.

Insgesamt kann aus den Ergebnissen dieser Untersuchung gefolgert werden, dass unabhängig von der aktuellen Last-EE-Situation durch die Vorhaltung von Mindesterzeugung sicherzustellen ist, dass die maximal zu erwartenden Gradienten bewältigt werden können. Die Einschränkung der Vorhaltung von Mindesterzeugung nur auf Zeiträume, in denen bestimmte Last-/Erzeugungssituationen vorliegen, ist daher nicht sinnvoll.

<sup>10</sup> Die zu beobachtende Abnahme der positiven Gradienten mit steigender Last und der negativen Gradienten mit sinkender Last bei Zeitbereichen größer als 1 Stunde ist trivial und dadurch zu erklären, dass z. B. mit Blick auf die positiven Gradienten bei schon hoher Last keine weitere starke Laststeigerung auftritt.

## **B Diskussion der Auswirkungen des beschleunigten Ausstiegs aus der Nutzung der Kernkraft zur Energiegewinnung auf die Mindestenerzeugung**

Da die quantitativen Untersuchungen in dieser Studie auf Modellen aufbauen, die den beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Kernkraft zur Energiegewinnung nicht berücksichtigen, wurden qualitative Überlegungen zum erwarteten Einfluss auf die Mindestenerzeugung angestellt, die im Folgenden dargestellt werden.

Grundsätzlich unterstreicht eine derartige Änderung von Randbedingungen die Notwendigkeit einer situationsabhängigen Bewertung, ob die erforderliche Mindestenerzeugung für einen sicheren Systembetrieb gewährleistet ist, sowie die Bereitstellung der für eine sachgerechte Bewertung erforderlichen Daten. Für die behandelten die Mindestenerzeugung bestimmenden Aspekte wird folgender Einfluss erwartet:

- *(n-1)-Sicherheit / Redispatchfähigkeit*  
Das für die Mindestenerzeugung maßgebende Leistungserhöhungspotenzial wird durch den Wegfall von üblicherweise im Grundlastbetrieb und damit bei hoher Wirkleistungseinspeisung betriebenen Kernkraftwerken kaum verringert. Es ist allerdings zu erwarten, dass sich über die bereits bestehenden Netzrestriktionen hinaus durch den Wegfall verbrauchsnahe Erzeugung die Engpasssituation weiter verschärft und somit der Redispatchbedarf sowie in Folge die Mindestenerzeugung als Sicherung von Flexibilitätspotenzialen weiter steigt.
- *Spannungshaltung*  
In den in den Szenarien ermittelten Kraftwerkspark für die Mindestenerzeugung sind durchaus auch vom Ausstieg betroffene Kernkraftwerke enthalten. Oftmals ist ein Ersatz durch andere Generatoren in der Region mit nur wenig erhöhter Mindestenerzeugung möglich. In einzelnen Regionen, insbesondere im Hamburger Raum sowie der Rhein-Main-Neckar-Region ist ein grundsätzlicher Mangel an Blindleistungsquellen allerdings nicht auszuschließen, dem dann durch eine Reduktion der Leitungsauslastungen oder spannungsbedingtem Redispatch zu begegnen ist.
- *Frequenzhaltung / Einhaltung der Systembilanz*  
Für diesen Aspekt ist keine wesentliche Änderung der Mindestenerzeugung zu erwarten, da hier – bis auf die Existenz von Netzrestriktionen – keine Anforderungen an die regionale Verteilung der Mindestenerzeugung gelten, die exemplarischen quantitativen Betrachtungen auf Basis von Steinkohleblöcken als typische Erbringer von Regelleistung erfolgten und das für die Bemessung maßgebende Verhältnis zwischen maximaler und minimaler Wirkleistungseinspeisung bei Kernkraftwerken nicht günstiger als bei anderen Kraftwerken ist.