

Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld und Versorgungssicherheit in Bayern

Kurzstudie

im Auftrag von
.ausgestrahlt e.V.

Berlin, 27. Februar 2014
(rev 7.3.)

Carina Zell
Dr. Christine Wörten
Arepo Consult
Zimmerstraße 11
10969 Berlin
Telefon +49 30 809 206 81
woerlen@arepo-consult.com

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	2
Zusammenfassung	3
1 Einleitung	4
2 Die Stromversorgung in Bayern und der Netzregion Süd	4
2.1 Stromerzeugung und -verbrauch in Bayern	4
2.2 Die Netzregion Süd	7
2.3 Prognose für die Stromerzeugung in der süddeutschen Netzregion	9
3 Maßnahmen zum Ausgleich des Nord-Süd-Gefälles in der Stromerzeugung	10
3.1 Die „Thüringer Strombrücke“	11
3.2 Redispatch als Maßnahme zum Ausgleich der ungleichen geographischen Verteilung der Stromerzeugung in Deutschland	12
4 Maßnahmen der BNetzA zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter 2015/16	14
4.1 Reservekraftwerke als Maßnahme zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit	14
4.2 Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs	15
4.3 Die konkrete Planung zur Deckung des Reservekraftwerksbedarfs	16
4.4 Der Notfallplan der BNetzA	17
4.5 Ausblick auf den Winter 2016 / 2017	18
5 Fazit zur Versorgungssicherheit in Bayern	19
6 Könnte Grafenrheinfeld auch heute schon vom Netz gehen?	20
7 Quellenübersicht	21
8 Abkürzungsverzeichnis	25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energieerzeugungskapazitäten in Bayern laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 16.10.2013 (BNetzA 2013a)	5
Abbildung 2: Bayerische Stromerzeugung nach Energieträger im Jahr 2012	6
Abbildung 3: Stromerzeugung und -verbrauch in Bayern zwischen 2003 und 2012 laut Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2013	7
Abbildung 4: Netzausbaubedarf in Deutschland	8
Abbildung 5: Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerksleistung in der Netzregion Süd zwischen 2013 und 2018 (horizontale Achse: Jahre, vertikale Achse: Leistung in MW)	9
Abbildung 6: Abschnitte und Realisierungsstand der "Thüringer Strombrücke", Stand: August 2013	12
Abbildung 7: Beschaffung der Netzreserve laut BNetzA 2013c	16

Zusammenfassung

In Bayern findet derzeit eine intensive Diskussion um das Thema Versorgungssicherheit statt. Hintergrund ist die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, dessen Betriebserlaubnis laut Atomgesetz Ende 2015 endet. Das Abschalten eines größeren Kraftwerkes kann aus mehreren Gründen zu Engpässen in der Versorgungssicherheit führen: Die Strommengen können zur Deckung des Energiebedarfs in der Jahresbilanz fehlen, oder auch zum Zeitpunkt des maximalen Stromverbrauchs (Jahreshöchstlast). Beides ist nicht der Fall: Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) enthält aktuell Kraftwerke mit einer gesicherten Leistung im Umfang von 106 GW. Die Jahreshöchstlast in Deutschland beträgt – je nach Definition – zwischen 75 GW und 84 GW. Bilanziell und unter Gesichtspunkten der Jahreshöchstlast könnten über 20 GW der heute in der Kraftwerksliste verzeichneten Kraftwerke abgeschaltet werden.

Theoretisch kann die Versorgungssicherheit auch durch regionale Netzengpässe eingeschränkt werden, die die Lieferung von Strom an den Verbrauchsort behindern könnten. Tatsächlich besteht aktuell ein Übertragungsnetzengpass quer durch Deutschland, etwa entlang einer Linie vom Fichtelgebirge zur Grenze nach Luxemburg. Wenn die Kraftwerke in Norddeutschland den Strom billiger anbieten können als die Kraftwerke in Süddeutschland, und daher am Strommarkt Käufer aus dem Süden finden, kann der Strom oft trotzdem nicht von Nord nach Süd transportiert werden. Die Situation sollte durch die sogenannte „Thüringer Strombrücke“ gelindert werden, die aber möglicherweise erst in 2017 fertiggestellt wird.

Diese Engpässe werden durch Maßnahmen der Netzbetreiber (Redispatch, Reservekraftwerke) ausgeglichen. Beim Redispatch wird auf der „Überschuss“-Seite des Netzengpass die Stromerzeugung abgesenkt und bei Kraftwerken auf der „Unterschuss“-Seite erhöht. Stehen dafür nicht genug Kraftwerke am Markt zur Verfügung, werden seit 2011 auch Reservekraftwerke eingesetzt. Die Betreiberfirmen von Reservekraftwerken sind gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vertraglich verpflichtet, stets für den Redispatch zur Verfügung zu stehen.

Ob die für Redispatch zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung auch in Zukunft ausreicht, wurde von BNetzA und den ÜNB anhand von Worst-Case-Szenario-Analysen untersucht. Bei Höchstlast und reduzierter Einspeisung der erneuerbaren Energien in Süddeutschland ergab sich unter Annahme von Extrembedingungen für den Winter 2015/16 ohne Grafenrheinfeld und ohne die „Thüringer Strombrücke“ ein Reservekraftwerksbedarf von 4.800 MW. Die ÜNB haben bereits Reservekraftwerke in Süddeutschland und Österreich mit einer Leistung von 1.822 MW unter Vertrag genommen. Die Stilllegung von Kraftwerken im Umfang von 1.763 MW ist im Szenario eingeplant, sie sind aber noch am Markt tätig. Aufgrund von gesetzlichen Regelungen stehen sie damit entweder am Markt oder als Reservekraftwerke für die Sicherung des Systems zur Verfügung. Zusätzlich endete Ende Januar ein Interessensbekundungsverfahren, in dem sich Anlagenbetreiber auf die Bereitstellung der restlichen Fehllast von 1.215 MW bewerben konnten. Die in diesem Verfahren angebotenen 5.700 MW übersteigen den Bedarf bei Weitem. Die ausgewählten Kapazitäten zur Deckung der Fehllast werden nun durch die ÜNB ab Ende Februar 2014 unter Vertrag genommen, so dass der gesamte Bedarf an Reserveleistung für den Winter 2015/16 gedeckt ist. Damit ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, auch wenn die „Thüringer Strombrücke“ verspätet fertiggestellt wird.

Der bereits heute bestehende Nord-Süd-Stromtransport wird sich also durch den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld weiter verschärfen, jedoch nicht soweit, dass die Versorgungssicherheit in Bayern gefährdet würde. Übereinstimmend stellen dies die ÜNB, die für ihre Gewährleistung verantwortlich sind, und die BNetzA fest. Die Versorgungssicherheit in Bayern ist auch ohne Kraftwerksneubau sichergestellt. Die Entwicklungen der benötigten Reserveleistung werden regelmäßig überprüft. Falls sich hier weitere Verschärfungen zeigen, existieren relativ schnell einsetzbare Notfalloptionen, insbesondere die Begrenzung des Stromexports.

1 Einleitung

Im Zuge des Atomausstiegs erlischt laut Atomgesetz Ende 2015 die Betriebserlaubnis für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld mit einer Nettoleistung von 1.275 MW [Deutscher Bundestag 2011 und E.ON 2014a]. Eine intensive Diskussion in Bayern Ende 2013 / Anfang 2014 beschäftigt sich unter anderem mit der Frage, ob ohne dieses Kraftwerk die Versorgungssicherheit in Bayern trotzdem gewährleistet ist. Die Verunsicherung wird durch Nachrichten zur Verzögerung beim Bau der „Thüringer Strombrücke“ verstärkt, deren Fertigstellung vor Abschalten des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld geplant war [BNetzA 2014a]. Für den Fall, dass die Versorgungssicherheit gefährdet sein sollte, stehen diverse Vorschläge verschiedener Akteure im Raum, z.B. der Neubau eines Gaskraftwerks am Standort Grafenrheinfeld (u.a. von der bayerischen Staatsministerin für Wirtschaft, Medien, Energie und Technologie Ilse Aigner) (siehe z.B. BR 2013a). Auch eine Laufzeitverlängerung für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld wurde kurzzeitig vom Geschäftsführer der Vereinigung der bayerischen Wirtschaft (vbw) ins Gespräch gebracht, dann aber wieder verworfen [BR 2013b].

Die vorliegende Kurzstudie beschreibt, ob und wenn ja welche Gefährdungen für die Versorgungssicherheit in Bayern bestehen (könnten), insbesondere ohne die „Thüringer Strombrücke“. Des Weiteren skizziert die Studie die Maßnahmen, die nach Abschalten des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende 2015 die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleisten werden. Dabei wird beschrieben, inwieweit sich die ergriffenen Maßnahmen von den heute bereits üblichen Maßnahmen der BNetzA bzw. der ÜNB unterscheiden. Abschließend wird diskutiert, ob das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit bereits heute abgeschaltet werden könnte.

2 Die Stromversorgung in Bayern und der Netzregion Süd

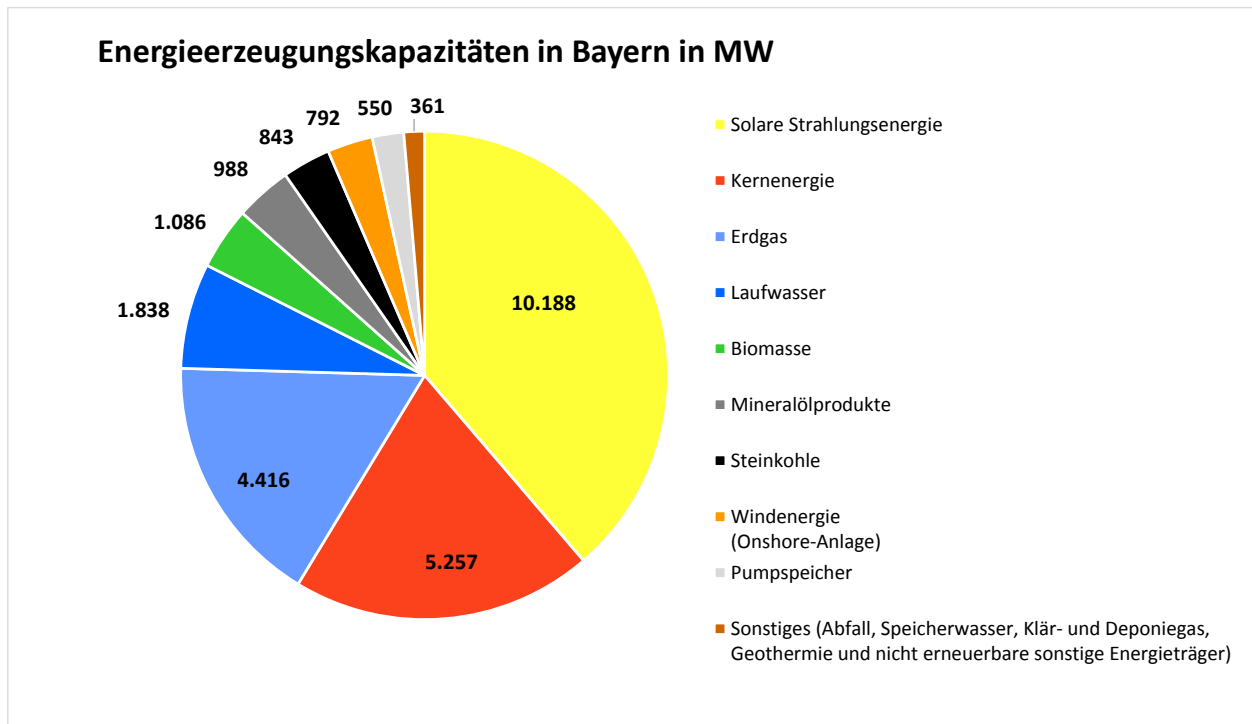
Daten zu Stromverbrauch und -erzeugung werden von den statistischen Landesämtern bereitgestellt. Im Folgenden wird diese Statistik für Bayern ausgewertet. Dabei zeigt sich ein aktuell ausgeglichenes Bild.

Allerdings ist die Stromversorgung keineswegs an Bundesländer- oder Staatengrenzen gebunden. Daher kann mit der bayerischen Strombilanz allein keine Aussage über die Versorgungssicherheit getroffen werden. Die Versorgungssicherheit wird über das Verbundnetz gewährleistet, in dem sich Last- und Erzeugungsspitzen aber auch Netzfehler, Kraftwerksausfälle und unvorhergesehene Lastabweichungen über ein möglichst weites Gebiet und möglichst viele Teilnehmer möglichst gut ausgleichen. Dies geschieht in einem Gebiet, das neben Süddeutschland u.a. auch Österreich.

2.1 Stromerzeugung und -verbrauch in Bayern

Solarenergie ist mit über 10 GW der Energieträger mit der größten installierten Leistung in Bayern (Abbildung 1). Sie stellt fast 40% der installierten Leistung. Darauf folgen die Kernenergie mit ca. 5,3 GW (20%) und Erdgas mit 4,4 GW installierter Leistung (17%) [BNetzA 2013a].

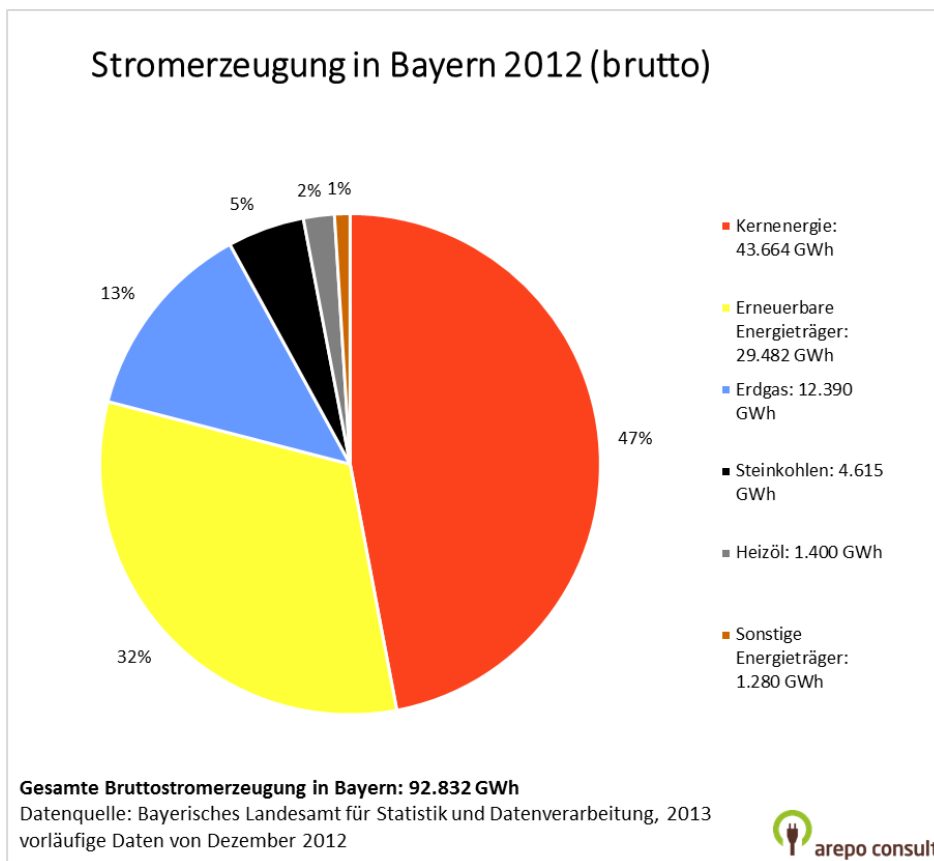
Abbildung 1: Energieerzeugungskapazitäten in Bayern laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur



Quelle: BNetzA 2013a (Stand 16.10.2013)

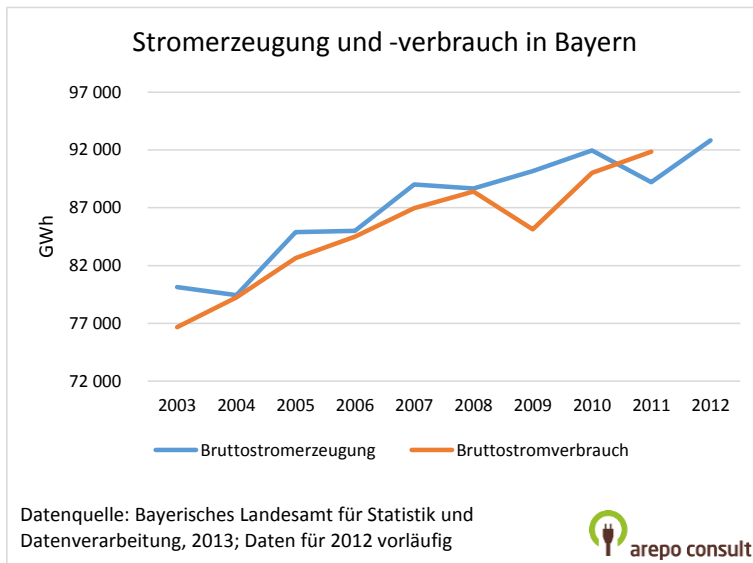
Betrachtet man hingegen die tatsächliche Stromerzeugung der installierten Kraftwerke, wird deutlich, dass die Kernenergie fast die Hälfte der bayerischen Stromerzeugung ausmacht. Ihr folgen die erneuerbaren Energieträger mit 32% und Erdgas mit 13%, jeweils im Jahr 2012 (Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2013, siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Bayerische Stromerzeugung nach Energieträger im Jahr 2012



Das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld mit einer Nettonennleistung von 1.275 MW wurde 1982 im unterfränkischen Landkreis Schweinfurt in Betrieb genommen und wird von der E.ON Kernkraft GmbH betrieben [E.ON 2014a]. Es macht 5% der gesamten in Bayern installierten Kraftwerksleistung aus. Unter den vier bayerischen Kernkraftwerken ist Grafenrheinfeld das kleinste und das älteste [nach BNetzA 2013a]. Pro Jahr werden vom Kernkraftwerk Grafenrheinfeld laut Betreiberangaben rund 10 Milliarden kWh (=10.000 GWh) Strom produziert [E.ON 2014a]. Das entspricht knapp 11% der Stromerzeugung in der bayerischen Strombilanz (eigene Berechnung nach Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2013). Nach dem Atomgesetz von Juli 2011, das nach dem Atomunglück von Fukushima geändert wurde, wird das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld in 2015 stillgelegt, und seine Berechtigung zum Leistungsbetrieb endet spätestens am 31.12.2015. Auch die weiteren Atomkraftwerke in Bayern werden abgeschaltet werden: Das Kernkraftwerk Gundremmingen B spätestens am 31.12.2017, und die Kernkraftwerke Gundremmingen C und Isar 2 zum Ende der Jahre 2021 bzw. 2022 [Deutscher Bundestag 2011].

Abbildung 3: Stromerzeugung und -verbrauch in Bayern zwischen 2003 und 2012 laut Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2013



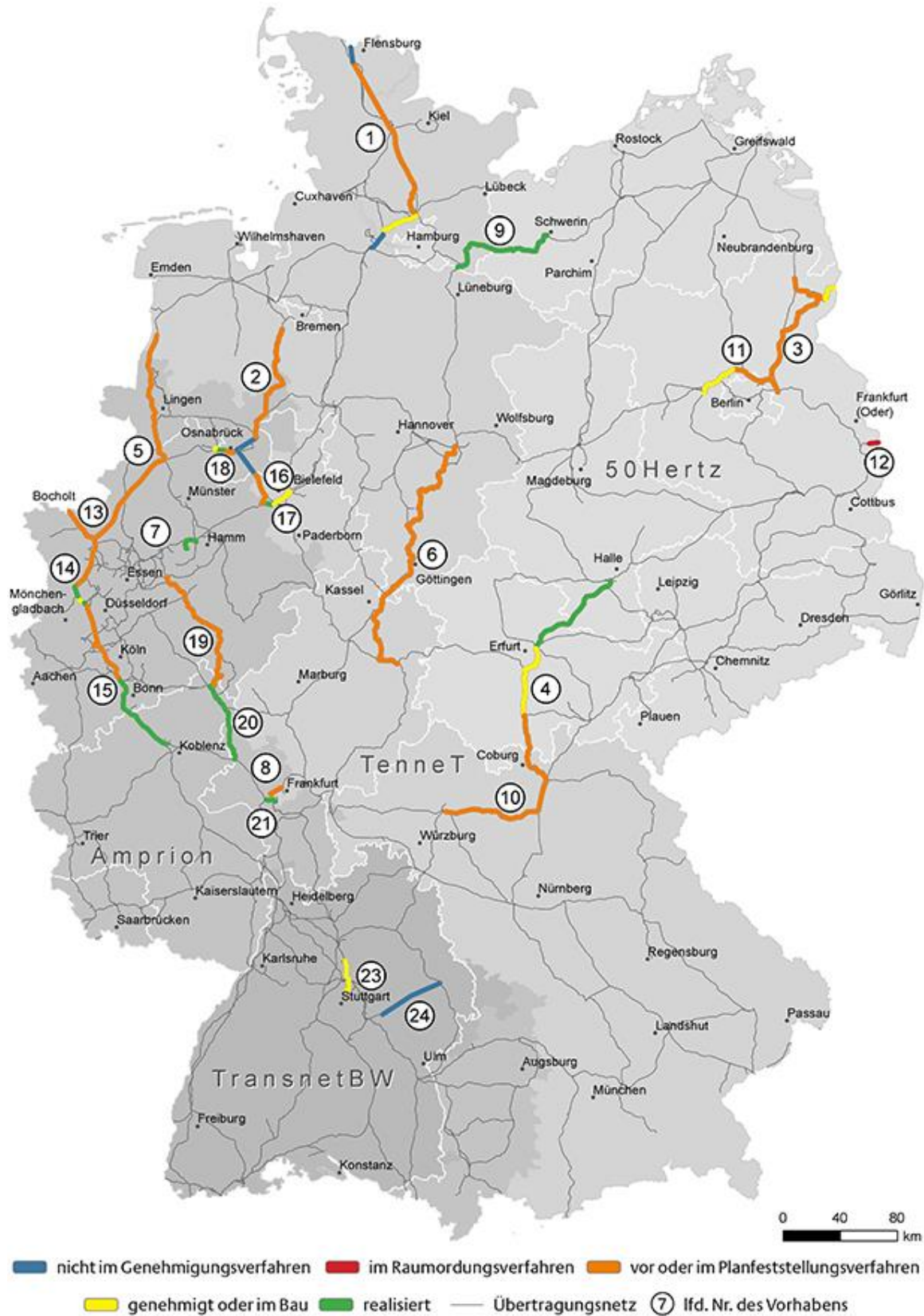
In Abbildung 3 sind die Stromerzeugung und der Stromverbrauch in Bayern gegenübergestellt. Beim Stromverbrauch ist ein Einbruch zur globalen Finanzkrise 2009 zu erkennen. Seitdem steigt der Stromverbrauch in Bayern jedoch wieder an. Nach dem Abschalten des Kernkraftwerks Isar 1 nach Fukushima (Japan) in 2011 sank die Stromerzeugung kurzzeitig unter das Verbrauchsniveau, stieg im Jahr 2012 jedoch wieder über das Niveau von 2010 an. Insgesamt decken sich die Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Allgemeinen recht gut. Der Stromverbrauch in Bayern wird allerdings trotz der Energieeffizienzziele der Bundesregierung und der Europäischen Union kaum sinken, jedenfalls nach der Studie der Prognos AG im Auftrag der vbw von 2011 bis zum Jahr 2023 [vbw 2011].

2.2 Die Netzregion Süd

Wie oben angemerkt, ist ein Bundesland jedoch für Zwecke der Stromversorgung nur eine statistische Abgrenzung. Der Stromhandel erfolgt europaweit. Wenn ein bayerischer Stromversorger oder Großverbraucher Strom an der Europäischen Strombörse einkauft, muss er nur für Kapazitäten aus dem Ausland auch die Übertragungskapazitäten an der Grenze nachweisen. Für inländische Kapazitäten geht der Stromhandel davon aus, dass keine Übertragungsengpässe bestehen. Bayerische Einkäufer kaufen also nach Kostenaspekten auch bei Kraftwerken jenseits solcher Übertragungsengpässe innerhalb von Deutschland. Die ÜNB sind verpflichtet, für den Stromtransport zum Verbraucher zu sorgen.

Um tatsächlich Aussagen über die Versorgungssicherheit zu treffen, muss man daher solche geographischen Einheiten betrachten, die von Netzengpässen beschrieben werden. Innerhalb solcher Einheiten ist Stromhandel von Netzaspekten unbehelligt möglich.

Abbildung 4: Netzausbaubedarf in Deutschland



Quelle: BNetzA 2014b

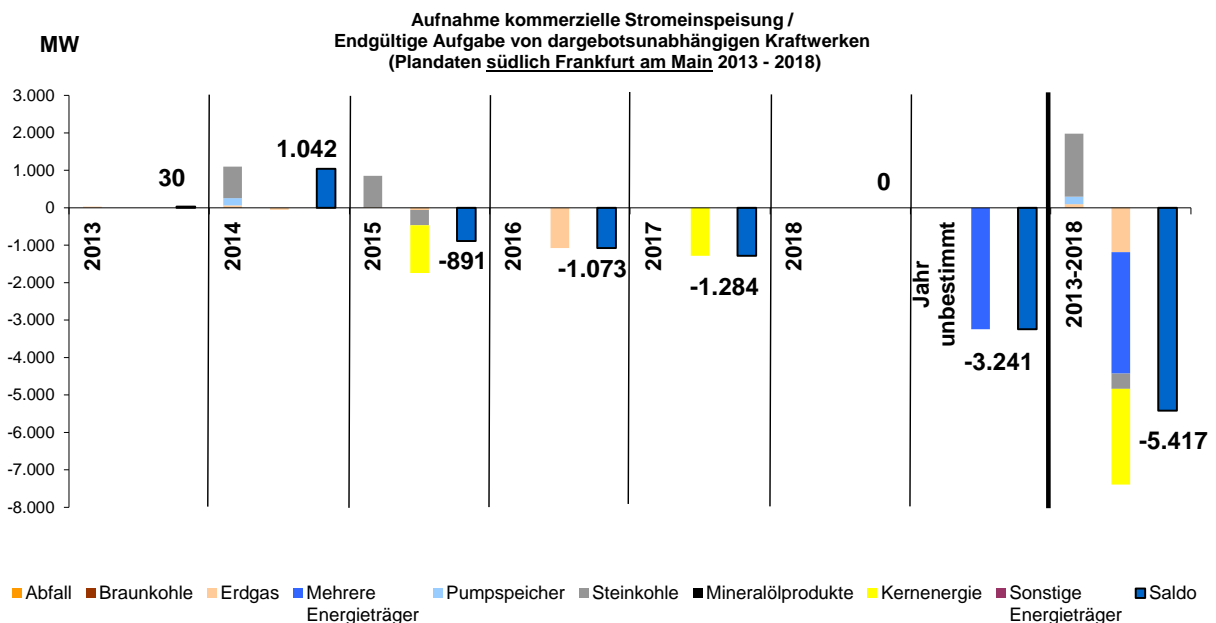
Wie Abbildung 4 veranschaulicht, gibt es besonders viele Engpässe von Norddeutschland nach Süddeutschland. Diese wirken oft limitierend für den Stromtransport von Nord nach Süd. Es ist daher für die Betrachtungen der Stromversorgungssicherheit sinnvoll, Deutschland nicht in administrativen Einheiten getrennt zu betrachten, sondern in zwei Netzregionen „Nord“ und „Süd“. Die „Netzregion Süd“ umfasst demnach nicht nur Bayern und Baden-Württemberg, sondern auch Südhessen, Rheinland-Pfalz und das Saarland, sowie Teile des angrenzenden Auslandes. Die Netzinfrastruktur ist z.B. nach Österreich so gut ausgebaut, dass es hier theoretisch zu „unlimitiertem Handelsfluss kommen kann“ (BNetzA 2013c, zitiert die ÜNB). Daher kann zumindest auch Österreich als Teil der Netzregion Süd gelten.

2.3 Prognose für die Stromerzeugung in der süddeutschen Netzregion

Der Kraftwerksbestand verändert sich aktuell stark. Neben dem – bald gebremsten – Ausbau der erneuerbaren Energien gehen auch einige Neubaukraftwerke ans Netz. Andere Kraftwerke planen Stilllegungen. Verschiedene Datenquellen über die Entwicklungen im Kraftwerkspark zeigen daher nicht unbedingt ein einheitliches Bild auf. Im Folgenden werden Angaben der BNetzA und der ÜNB zu den erwarteten Stilllegungen gegenübergestellt.

Die BNetzA geht mit Stand Oktober 2013 davon aus, dass neben Grafenrheinfeld und Gundremmingen B in der süddeutschen Netzregion bis 2017 weitere ca. 1,6 GW, also insgesamt ca. 4,2 GW, vom Netz gehen werden. Darunter sind jedoch die heute nur noch als Reservekraftwerk genutzten Kraftwerke Staudinger 4 und Irsching 3 mit einer Leistung von über 1 GW. Ohne Jahresangabe sind in Süddeutschland weitere ca. 3,2 GW zur Stilllegung angezeigt. Bis 2018 werden damit fast 7,4 GW Rückbau erwartet. Auf der anderen Seite wurde bei der BNetzA ein Zubau von fast 2 GW bis 2015 in der „Netzregion Süd“ angezeigt (Stand Oktober 2013). Aus diesem Zu- und Rückbau konventioneller Kapazitäten ergibt sich ab 2015 eine negative Bilanz, also ein absoluter Rückgang dieser Kraftwerkskapazitäten in der „Netzregion Süd“ um 5,4 GW (Abbildung 5, BNetzA 2013b).

Abbildung 5: Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerksleistung in der Netzregion Süd zwischen 2013 und 2018 (horizontale Achse: Jahre, vertikale Achse: Leistung in MW)



Quelle: BNetzA 2013b, Stand: Oktober 2013

Die Zahlen der ÜNB, die für die Analyse zur Versorgungssicherheit im Winter 2015/16 als Grundlage dienten, weichen davon leicht ab (siehe BNetzA 2013c). Bis 2017 sehen diese in Süddeutschland eine Stilllegung von 7,9 GW und einen Zubau von 1,8 GW, also insgesamt einen Rückgang der Kapazitäten um über 6 GW. Die Prognose der ÜNB ist damit etwa 600 MW pessimistischer als die der BNetzA, die auf den Meldungen der Kraftwerksbetreiber basiert.

Auf Bundesebene zeichnet sich laut BNetzA zwischen 2013 und 2018 ein Zubau von 10,9 GW an sog. „dargebotsunabhängigen Kapazitäten“¹ bei einem Rückbau von 9,9 GW ab, also in der Summe ein Zuwachs von knapp 960 MW [BNetzA 2013b]. Für Gesamtdeutschland gehen die ÜNB dagegen von einem Rückgang um 12,4 GW und einem Zubau von ca. 12,6 GW aus, sehen also insgesamt einen Zubau von ca. 240 MW und damit über 700 MW weniger Zubau als die BNetzA.

Das bedeutet, dass die ÜNB insgesamt von einer verschärfteren Situation ausgehen als die Kraftwerksbetreiber, die ihre Stilllegungen gegenüber der BNetzA angezeigt haben. Da für die Abschätzungen zur Versorgungssicherheit mit den extremeren Zahlen gerechnet wird, wird der Bedarf an Reservekraftwerksleistung also eher als zu hoch abgeschätzt.

Insgesamt kann durch beide Quellen festgestellt werden, dass bis 2017 bzw. 2018 von konstanten bis leicht steigenden dargebotsunabhängigen Stromproduktionskapazitäten in Deutschland ausgegangen werden kann, zusätzlich zu der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Das strukturelle Erzeugungsungleichgewicht innerhalb Deutschlands wird sich also durch den stärkeren Rückbau in Süddeutschland weiter verschärfen. Dazu trägt nicht nur die Abschaltung von Grafenrheinfeld bei. Stärker zu verspüren sind hier die wirtschaftlich begründeten Stilllegungen von anderen konventionellen Kraftwerken in Süddeutschland, inklusive moderner Gaskraftwerke wie Irsching 4 und 5 [TenneT 2013]. Zudem wird der Neubau von konventionellen Kraftwerken bisher nicht geographisch gelenkt, so dass für Kraftwerksbetreiber als geographische Standortfaktoren die Kraftstoffpreise höhere Anreizwirkung ausüben als die Nähe zum Verbraucher.

3 Maßnahmen zum Ausgleich des Nord-Süd-Gefälles in der Stromerzeugung

Im Norden existieren also bereits mehr Kraftwerkskapazitäten und werden mehr Kapazitäten zugebaut – erneuerbare wie fossile – im Süden besteht auch ein hoher Strombedarf. Zusätzlich gibt es einen deutlichen Stromexport in südliche Nachbarländer [BNetzA 2013c]. Daher gibt es eine klare Notwendigkeit, Strom von Norden nach Süden zu übertragen. Durch das Abschalten des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld spätestens Ende 2015 wird sich dieses Gefälle verstärken [BNetzA 2013c].

In Ermangelung anderer langfristiger Maßnahmen (wie zum Beispiel einer geographischen Steuerung der dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten) muss daher viel Strom transportiert werden.

Die Diskussion über Notwendigkeit und Charakter von Alternativmaßnahmen wird in der Fachwelt intensiv zwischen der BNetzA und den ÜNB sowie anderen relevanten Akteuren (z.B. Kraftwerksbetreiber, Experten) geführt, und fokussiert meist auf den Winter, denn kritische Netzzustände werden tendenziell im Winter erreicht: die Stromverbräuche sind höher, die Winde stärker oder gleich, die Solareinspeisung aber geringer.

¹ Dieser Ausdruck umfasst vor allem konventionelle Kraftwerke. Die regelbaren erneuerbaren Kraftwerke leisten hier kapazitätsmäßig stets einen deutlich untergeordneten Beitrag.

3.1 Die „Thüringer Strombrücke“

Schon seit langer Zeit kommt es unter anderem auf der Leitung zwischen Remptendorf (Thüringen) und Redwitz (Bayern), auf der einzigen Leitung, die Bayern mit den neuen Bundesländern verbindet, zu Engpässen. In letzter Zeit war sie sogar die mit Abstand am meisten überlastete Leitung in Deutschland [BNetzA und Bundeskartellamt 2013a und b]. Eine neue Stromtrasse, die sogenannte „Thüringer Strombrücke“ wurde daher bereits in der dena-Netzstudie I als vordringliches Trassenbauprojekt identifiziert und für eine Inbetriebnahme bis 2010 dringend empfohlen [dena 2005]. Sie besteht aus einer Neubaumaßnahme einer Höchstspannungsleitung sowie einer Netzzumrüstungsmaßnahme zwischen Halle / Saale und Schweinfurt zur „Erhöhung der Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern“ [BNetzA 2011b, S. 50]. 2006 wurde die 380kV-Höchstspannungsleitung als europäisches Vorrangprojekt eingestuft [50Hertz 2014]. Seit 2009 gehört sie – aufgeteilt in die Projektnummern 4 (Neubau) und 10 (Umrüstung) – auch zu den 23 Vorrangprojekten bei Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Deutschland im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG [EnLAG 2013], Abbildung 4).

Ursprünglich sollte das gesamte Projekt im Jahr 2010 fertiggestellt werden. In der Vergangenheit kam es jedoch zu Verzögerungen „aufgrund von mangelnder Akzeptanz in der Bevölkerung, der Klage einer Stadt sowie wegen politischer Verzögerungen“ wie der länderübergreifenden Abstimmung [BNetzA 2011b, S.46]. Ein weiterer Verzögerungsgrund ist die Aufnahme des Trassenabschnitts Altenfeld-Redwitz in die Liste der Pilotvorhaben zur Erprobung des Einsatzes von Erdkabeln nach §2 EnLAG [BNetzA 2011b und EnLAG 2013].

Der genaue Verlauf der Leitung geht von Lauchstädt nach Redwitz bzw. – mit dem Umbau der bestehenden Leitung – bis Grafenrheinfeld und wird von den beiden ÜNB 50Hertz (Sachsen-Anhalt bis Thüringen) und TenneT (Bayern) umgesetzt. Wie in Abbildung 6 zu sehen, wurden die Maßnahmen in drei Teilabschnitte für den Leitungsneubau sowie einen für den Leitungsumbau gegliedert [TenneT 2014a]. Der erste Abschnitt zwischen Lauchstädt und Vieselbach ist seit Ende 2008 in Betrieb, der zweite Abschnitt zwischen Vieselbach und Altenfeld befindet sich im Bau [BNetzA 2014a].

Abbildung 6: Abschnitte und Realisierungsstand der "Thüringer Strombrücke", Stand: August 2013



Quelle: <http://www.tennet.eu/de/typo3temp/pics/de8d5f690c.png>

Der dritte Abschnitt zwischen Altenfeld (Thüringen) und Redwitz (Bayern) befindet sich seit Juli 2013 im Planfeststellungsverfahren [Regierung von Oberbayern 2013a]. TenneT schreibt auf seiner Homepage, dass eine Fertigstellung der Neubauleitung bis Redwitz noch bis 2015 möglich ist, wenn die Genehmigung der Regierung von Oberfranken als Genehmigungsbehörde bis Mitte 2014 erfolgt [TenneT 2014b]. Auf den Seiten der BNetzA ist jedoch zu lesen, dass nur unter optimalen Bedingungen, den Verfahrensverlauf, die Ausnahmegenehmigungen und die Bauzeiten betreffend, eine Fertigstellung in 2015 möglich ist. Es wird darauf hingewiesen, dass sich das Projekt auch bis 2017 verzögern kann [BNetzA 2014a].

Auch die Netzbauumaßnahme zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld befindet sich derzeit im Planfeststellungsverfahren [Regierung von Oberfranken 2013b]. Die Inbetriebnahme der umgerüsteten Leitung zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld von 220 kV auf 380 kV ist momentan für das zweite Quartal 2014 geplant [BNetzA 2014c].

Eine verzögerte Fertigstellung der „Thüringer Strombrücke“ stellt zwar keine Bedrohung für die Versorgungssicherheit in Deutschland dar, wie im Folgenden erläutert wird, macht aber Ausgleichsmaßnahmen wie Redispatch notwendig.

3.2 Redispatch als Maßnahme zum Ausgleich der ungleichen geographischen Verteilung der Stromerzeugung in Deutschland

Das Gefälle und die Engpässe stellen keine optimale Situation dar, sind aber mit Maßnahmen der ÜNB beherrschbar. Die wichtigste kurzfristige Maßnahme zur Entschärfung der Situation ist der Redispatch, der von den ÜNB betrieben wird [BNetzA 2013c].

Dispatch bedeutet Kraftwerkseinsatzplanung. Redispatch erklären die ÜNB folgendermaßen: „Redispatch ist eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), mit dem Ziel, auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseiti-

gen“ [ÜNB 2014]. Dabei wird die Einspeisung eines Kraftwerks zu Gunsten eines anderen Kraftwerks in einer anderen Region jenseits des Netzengpasses abgesenkt, so dass Engpässe im Übertragungsnetz durch eine Verlagerung der Wirkleistungseinspeisung entschärft werden. Der Strom wird also nicht über das Übertragungsnetz transportiert, sondern gleich an einem Ort näher am Verbrauch produziert. Redispatch entlastet somit das Übertragungsnetz. Die Summe der eingespeisten Wirkleistung bleibt dabei konstant, sie wird lediglich geografisch verlagert [ÜNB 2014].

Redispatch stellt heute einen wichtigen Teil der Versorgungssicherheit dar. In 2012 wurden in 7.160 Stunden Redispatch-Maßnahmen durchgeführt, mit einem Gesamtvolumen von knapp 2,6 TWh (0,44 % des deutschen Bruttostromverbrauchs). Auf der bestehenden Verbindung zwischen Thüringen und Bayern waren z.B. 2012 in 1.857 Stunden (21% des Jahres), 2011 in 1.727 Stunden (20% des Jahres) und 2010 in 791 Stunden (9% des Jahres) Redispatch-Maßnahmen nötig, um die Engpasssituation zu entschärfen [BNetzA und Bundeskartellamt 2013a und b sowie eigene Berechnungen mit den darin enthaltenen Daten].

Die Netzengpässe sind also aktuell und auf absehbare Zeit beherrschbar, auch wenn diese Situation suboptimal ist. Maßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement der Erneuerbaren Energien wurden bis vor ein paar Jahren nur in Ausnahmesituationen genutzt, sind aber heute regelmäßig zu ergreifen [BNetzA 2011a]. Redispatch-Maßnahmen verursachen außerdem Kosten, die von den ÜNB über die Netznutzungsentgelte an die Stromverbraucher weitergegeben werden. Diese Kosten entstehen dadurch, dass auf der einen Seite für die Kraftwerke, die überhaupt oder mit einer höheren Leistung eingesetzt werden, Brennstoffkosten und evtl. Anfahrtskosten der Anlage erstattet werden müssen. Auf der anderen Seite entstehen bei den Kraftwerken, die auf Grund der Maßnahme heruntergefahren werden, Kosten zur Glättstellung des Bilanzkreises [Next Kraftwerke 2014]. 2012 fielen fast 165 Mio. Euro an Kosten für Redispatch an, was 15% der Kosten der ÜNB für Systemdienstleistungen ausmachte. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Gesamtkosten für Systemdienstleistungen um 58 Mio. Euro gesunken, gleichzeitig sind jedoch die Kosten für den Redispatch um 123 Mio. Euro, also um fast 300% gestiegen [BNetzA und Bundeskartellamt 2013a und b sowie eigene Berechnungen mit den darin enthaltenen Daten].

Netzverstärkungen wie die „Thüringer Strombrücke“ sind daher nicht nur sinnvoll, um den bestehenden Engpass nach Bayern zu entlasten, sondern sind demgegenüber auch mit niedrigeren Kosten verbunden, stellen also auch ökonomisch die sinnvollere Maßnahme als Redispatch dar [BNetzA 2013c, S. 12].

Alternativen könnten auch in der Ausgestaltung des Strommarkts gesucht werden. Aktuell ist es den Anlagenbetreiber überlassen, wo sie Strom produzieren, und den Käufern, wo sie Strom kaufen. Die ÜNB werden verpflichtet, die physikalische Übertragung an die Stromverbraucher zu ermöglichen. Im Vergleich zu einer rein lokalen Produktion des Stroms profitieren die bayerischen Verbraucher dadurch von tendenziell niedrigeren Preisen im Einkauf, die u.U. auch die Kosten des Netzausbaus rechtfertigen. Wie die Stilllegungs- und Zubauzahlen der Bundesnetzagentur andeuten (vgl. auch 2.3), sind Stromerzeugungskapazitäten im Norden wirtschaftlich attraktiver als im Süden – dort wird mehr zugebaut und weniger stillgelegt. Auffällig ist aber, dass auch die aktuellen Vorschläge für die Neugestaltung des Strommarktes, z.B. Kapazitätsmarktmodelle, selten auf die geographische Steuerung der Ansiedlung oder des Betriebs konventioneller Kraftwerke bzw. gesicherter Leistung eingehen, sondern in dieser Dimension gerne auf eine staatliche Intervention verzichten. Falls die notwendigen Kraftwerke zur Sicherung der Jahreshöchstlast nicht verbrauchernah gebaut und betrieben werden, müssen entsprechende Netzkapazitäten den Ausgleich ermöglichen. Dies ist jedoch nicht Teil dieser Studie, in der nur die gegenwärtige Sicherstellung der Versorgungssicherheit dargestellt werden kann.

4 Maßnahmen der BNetzA zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter 2015/16

Die BNetzA ist seit Mitte 2013 durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) dazu verpflichtet, jährlich zu prüfen, wie hoch der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve ist und – wenn vorhanden – diesen zu bestätigen. Grundlage für die Feststellung der Größe der Netzreserve ist eine Systemanalyse, die im Vorfeld von den ÜNB erstellt wird [BNetzA 2013d].

In ihrem Bericht zum Winter 2015/16 geht sie gemäß der gesetzlichen Vorgaben von einem Abschalten des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld aus. Auf dieser Basis identifiziert sie einen Bedarf an Reservekraftwerksleistung von 4.800 MW. Davon gelten laut BNetzA 3.585 MW, also 75%, als gesichert, da diese Kapazitäten bereits entweder von den ÜNB unter Vertrag genommen wurden oder als Netzreserve ausgewiesen wurden bzw. werden.

Die fehlenden Kapazitäten von 1.215 MW wurden bis Ende Januar 2014 von den ÜNB in einem Interessensbekundungsverfahren ausgeschrieben und sollen bis Ende Februar 2014 von diesen vertraglich gesichert werden [BNetzA 2013c und TransnetBW 2013]. Insgesamt haben verschiedene, von der BNetzA nicht näher benannten, Kraftwerksbetreiber in diesem Verfahren eine Leistung von ca. 5.700 MW angeboten, was den Bedarf bei Weitem übersteigt. Die ÜNB bewerten derzeit zusammen mit der BNetzA die Angebote und steigen dann in die Vertragsverhandlungen ein, um die benötigten Kapazitäten vertraglich zu sichern [BNetzA 2014d].

Mit dieser dann vertraglich gesicherten Reserveleistung kann laut den ÜNB und der BNetzA ohne das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld, ohne die „Thüringer Strombrücke“ und auch unter den angenommenen extremen äußeren Umständen von einem sicheren Netzbetrieb ausgegangen werden.

4.1 Reservekraftwerke als Maßnahme zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Seit dem Abschalten von acht Kernkraftwerken in 2011 wurde für die Überbrückung der kritischen Wintermonate die Netzreserve eingeführt. Die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) regelt seit Juni 2013 genau, wann welche Kraftwerke als Netzreserve eingesetzt werden müssen und wie der Bedarf ermittelt werden muss [ResKV 2013]. Diese Reservekraftwerke agieren „ausschließlich außerhalb des Energiemarktes [...] und [werden] somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt“ [BNetzA 2013c, S. 5]. Kraftwerke, die vertraglich in die Netzreserve aufgenommen werden, verpflichten sich, zwischen der Beendigung des Vertrags und der Stilllegung des Kraftwerks das Kraftwerk nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen [ResKV 2013 §5(2)2]. In Frage kommen sowohl Kraftwerke in Deutschland als auch im europäischen Ausland. Erst wenn es keine Kraftwerke mehr gibt, die zum Redispatch als Reservekraftwerke eingesetzt werden können, darf seitens der ÜNB ein Kraftwerksneubau zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geprüft werden [ResKV 2013].

Die Netzreserve für 2013 / 2014 beträgt laut BNetzA 2.022 MW. Sie setzt sich zusammen aus den deutschen Reservekraftwerken Irsching 3 in Vohburg an der Donau (Bayern), ein Erdgaskraftwerk mit 415 MW, Staudinger 4 in Großkrotzenburg (Hessen), einem Erdgaskraftwerk mit 622 MW sowie dem Großkraftwerk Mannheim 3 (Baden-Württemberg) mit 200 MW. Zusätzlich sind 785 MW als Reservekraftwerke in Österreich unter Vertrag: die Erdgaskraftwerke Theiß Kombi mit 450 MW, Theiß A mit 130 MW, Maschine 1 mit 65 MW und das Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk Korneuburg mit 140 MW [BNetzA 2013f, S. 27].

Als Reservekraftwerke werden diejenigen Kraftwerke aus dem Interessensbekundungsverfahren ausgewählt, die neben einer gewährleisteten Sicherheit und Zuverlässigkeit die geringsten Kosten und einschlägige netzstabilisierende Wirkung aufweisen [ResKV 2013]. Außerdem sollte die Anfahrtzeit nicht länger als einen Tag betragen [ÜNB 2013a]. In einem Gutachten stellt das Institut für ZukunftsEnergie-

Systeme fest, dass ein Kernkraftwerk als Reservekraftwerk – insbesondere aufgrund der langsamen Anfahrsgeschwindigkeit – kaum in Frage kommt und es viele Alternativen gibt, die vorher in Betracht gezogen werden sollten [IZES 2011]. Auch die BNetzA sah in einer Studie in 2011 den Einsatz eines Kernkraftwerks als Reservekraftwerk als nicht zielführend an, was auch bis heute der Fall ist [BNetzA 2011c und BNetzA 2014d]. Neue Anlagen sind gemäß Energiewirtschaftsgesetz (§13b) nur in begründeten Ausnahmefällen in die Netzreserve aufzunehmen.

Seit ihrer Etablierung in 2011 wurde die Netzreserve kaum genutzt. Im Winter 2012/13 wurde sie nur an einem einzigen Tag, im Winter 2011/12 wurden „die deutschen und österreichischen Reservekraftwerke [...] mehrmals angefordert“ (im Dezember 2011 an zwei und im Februar 2012 an mehreren Tagen) [BNetzA 2013e und 2012, S. 10]. Diese Situationen waren stets von extremen Umständen gekennzeichnet, die ihre Gründe allerdings nicht unbedingt in technischen Ausfällen, sondern oft auch in Management- und Marktaspekten sowie Prognosefehlern hatten.

4.2 Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs

Der Reservekraftwerksbedarf wird in einem wissenschaftlich fundierten Analyseprozess von den ÜNB ermittelt und von der BNetzA streng überprüft und genehmigt. Dies geschieht für Jahre, in denen viel Kraftwerkskapazität vom Netz geht. Daher wurde z.B. für den Winter 2014/15 keine Bedarfsanalyse erstellt. Die von den ÜNB durchgeführte Systemanalyse für den Winter 2015/2016 (genannt t+3, da sie 3 Jahre in die Zukunft blickt) berechnet zwei Szenarien, die sich nur darin unterscheiden, ob die „Thüringer Strombrücke“ zum Ende 2015, wenn das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld abgeschaltet wird, fertiggestellt ist, oder nicht [BNetzA 2013c].

Um eine möglichst kritische Netzsituation zu simulieren, wird ein Netznutzungsfall (Nummer 7455) angenommen, bei dem am 7. November 2015 um 14:00 Uhr (Stunde 7455 im Jahr 2015) zwar eine hohe Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken sowie Wind on- und offshore angenommen wird, jedoch keine PV-Einspeisung vorliegt, eine Starklast vorherrscht und zudem ein sehr hoher Stromexport stattfindet. Zusätzlich wurde noch mit einem Ausfallpuffer für Kraftwerkskapazitäten gerechnet: „Bezüglich der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken sollte von vorhandenen statistischen Werten ausgegangen werden, wozu noch ein zusätzlicher ungeplanter Kraftwerksausfall von ca. 2.600 MW in Süddeutschland hinzugefügt werden sollte“ [BNetzA 2013c, S. 8]. Dieser Netznutzungsfall ist eine Prognose, die sich mit den Erfahrungen der ÜNB und den Analysen der BNetzA deckt, aber eine starke Belastung für das Netz darstellt. „Vorhersehbare Gefahren für die Systemsicherheit [wurden] ermittelt und berücksichtigt [...]“ [BNetzA 2013c, S. 30]. Die genauen Annahmen zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Beschreibung des Netznutzungsfalls 7455 am 7. November 2015 um 14:00 Uhr

	Last	Handel	Konventionelle Kraftwerke	EEG-Einspeisung	Nichtverfügbarkeit	Summe Einspeisung	Netzverluste
Beschreibung	Starklast	sehr hoher Export	hohe Einspeisung	kein PV onshore Wind: sehr stark offshore Wind: sehr stark	statistischer Wert plus Puffer		
Leistung [MW]	91.972 (incl. Netzverluste)	Saldo: 8.459	56.494 (incl. Netzverluste)	43.936	statistischer Wert plus 2.600	100.430	5.359

Quelle: BNetzA 2013c, eigene Darstellung

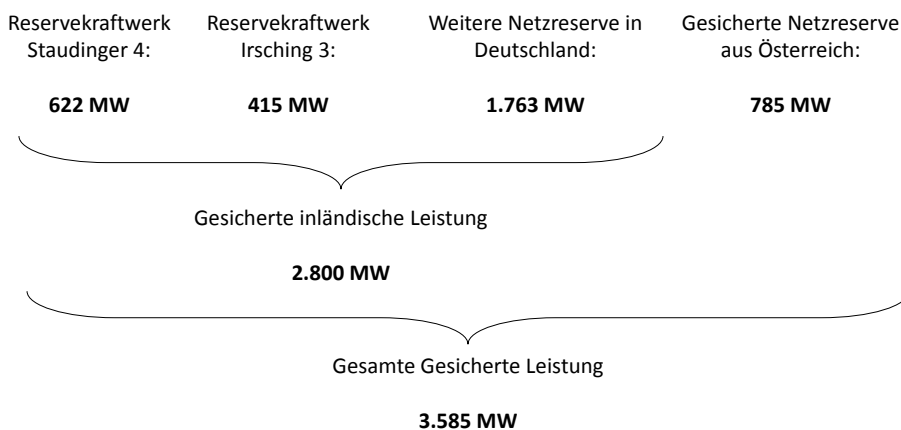
In der Folge kommt es laut den Prognosen der ÜNB zu Engpässen in Bayern, und zwar sowohl durch „wegen des erheblichen Transportbedarfs von Norddeutschland nach Süddeutschland und Österreich“ [BNetzA 2013c, S. 28], als auch durch Fehlen lokaler Blindleistungseinspeisung in Süddeutschland [BNetzA 2013c]. Beide Aspekte – Leistungsdefizite und Spannungshaltung – werden durch die identifizierte Netzreserve dann in Form lokaler Strombereitstellung ausgeglichen, so dass diese extremen Bedingungen ein oberes Limit der benötigten Reserveleistung definieren.

Die ÜNB haben ermittelt, dass daher insgesamt ein Redispatchbedarf von 10,1 GW besteht um das Übertragungsnetz sicher zu betreiben. Davon können laut BNetzA 5,3 GW mit Anlagen, die sich im Winter 2015/16 am Markt befinden, bedient werden. Folglich gibt es einen Bedarf an 4,8 GW, der durch die Netzreserve gedeckt werden muss. Ein Neubaubedarf an neuen Kraftwerken wird nicht gesehen [BNetzA 2013c].

4.3 Die konkrete Planung zur Deckung des Reservekraftwerksbedarfs

Die Beschaffung dieser 4.800 MW benötigten Leistung erfolgt über die Netzreserve, die aus Kraftwerken in (Süd-)Deutschland und Österreich besteht. Davon gelten laut BNetzA 75% bzw. 3.585 MW als gesichert [BNetzA 2013c] (Abbildung 7).

Abbildung 7: Beschaffung der Netzreserve laut BNetzA 2013c



Quelle: Eigene Darstellung

Als erstes Reservekraftwerk mit 622 MW dient das im Jahr 1977 in Betrieb genommene Erdgaskraftwerk Staudinger 4 in Hessen. Dazu gibt es eine Vereinbarung zwischen dem Betreiber E.ON und der BNetzA, dass das Kraftwerk bis März 2016 betriebsbereit gehalten werden muss [E.ON 2014b]. Das Kraftwerk Irsching 3 in Oberbayern, das seit 1974 in Betrieb ist, mit Erdgas und Öl betrieben wird und eine installierte Nettonennleistung von 415 MW besitzt, dient ebenfalls als Reservekraftwerk und wird daher derzeit in Betriebsbereitschaft gehalten, um bei Bedarf zur Netzstabilität beizutragen. Ende 2012 wurde es dazu bis März 2016 unter Vertrag genommen [BNetzA 2013a und E.ON 2014c].² Daraus ergibt sich eine bereits heute vertraglich gesicherte Leistung durch die beiden genannten Kraftwerke von 1.037 MW.

Des Weiteren gibt es in Deutschland Kraftwerke mit einer Leistung von 1.763 MW, die stillgelegt werden sollen und die die BNetzA dann im Rahmen der Netzreserve für Redispatch in Süddeutschland einsetzen will. Diese Stilllegung wurde von den Kraftwerksbetreibern entweder bereits beschlossen oder wird erwogen. Die BNetzA benennt diese Kraftwerke in ihrem Bericht zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs nicht. Es ist aber bekannt, dass zum Beispiel die Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5 bereits

² Laut Aussage der BNetzA [BNetzA 2014d] muss der Betreiber E.ON die beiden Reservekraftwerke Staudinger 4 und Irsching 3 auch nach Auslaufen der bestehenden Verträge weiter in Betriebsbereitschaft halten, wenn – wie zu erwarten ist – die BNetzA die beiden Anlagen als systemrelevant ausweist.

vom zuständigen Netzbetreiber TenneT für Redispatch in den kommenden Jahren unter Vertrag genommen wurden [TenneT 2013]. Beide zusammen haben eine Kapazität von 1.391 MW [BNetzA 2013a].

Diese von der BNetzA genannten Kapazitäten in Höhe von 1.763 MW wurden in der Systemanalyse der ÜNB für den Winter 2015/16 als stillgelegt betrachtet und stehen damit potenziell als Reservekraftwerke zur Verfügung. Dazu muss zuerst die Systemrelevanz durch die BNetzA festgestellt werden. Dann erfolgt die Aufnahme in die Liste der Reservekraftwerke, entweder durch direkte vertragliche Regelung laut EnWG oder ein Interessensbekundungsverfahren [BNetzA 2013c]. Die Kraftwerke stehen also zur Verfügung, entweder am Strommarkt, oder als Reservekraftwerke. Falls die Betreiber die Kraftwerke doch nicht stilllegen, sinkt die benötigte Netzreserve, da mehr Kapazitäten am Markt Strom anbieten [BNetzA 2013c].

Mit den 622 MW des Kraftwerks Staudinger 4, den 415 MW des Kraftwerks Irsching 3 sowie den 1.763 MW zusätzlicher Netzreserve in Deutschland, stehen somit im Winter 2015/2016 inländische Kapazitäten in Höhe von 2.800 MW zur Verfügung. Davon sind 1.037 MW bereits vertraglich gesichert, die 1.763 MW gelten laut BNetzA wegen ihrer Systemrelevanz ebenfalls als gesichert. Dazu kommen bereits vertraglich gesicherte Kapazitäten in Österreich. Für den Winter 2015/16 sind dies 785 MW. Damit ergeben sich 1.822 MW an vertraglich gesicherter und 3.585 MW an insgesamt als gesichert angenommener Leistung. Die Deckungslücke zum identifizierten Bedarf von 4.800 MW beträgt somit 1.215 MW.

Diese Deckungslücke sollte laut ÜNB und BNetzA durch gesicherte Kapazitäten im Ausland – wenn vorhanden auch im Inland – gedeckt werden. Voraussetzung ist nur, dass die „Anlagen eine nennenswerte elektrische Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz haben“ [BNetzA 2013c, S. 32]. Die BNetzA sieht die Möglichkeit, dass es auch noch in Deutschland zusätzliche Kapazitäten geben könnte, die als Reserve in Frage kommen könnten. Am wahrscheinlichsten ist jedoch die Versorgung mit Kapazitäten aus Österreich. In der Stromnetzsimulation der ÜNB für den Netznutzungsfall 7455 standen dort rund 7 GW an gesicherter, ungenutzter Leistung zur Verfügung, welche für den Redispatch zur Verfügung stehen würden.

Gemäß § 4 ResKV schreiben die ÜNB die benötigte Reserveleistung im Rahmen eines Interessensbekundungsverfahrens aus. Bis Ende Januar 2014 konnten sich Kraftwerksbetreiber darauf bewerben, die Ausschreibung war im Internet auf den Seiten der ÜNB zu finden (siehe z.B. TransnetBW 2013). In den technischen Mindestanforderungen des Interessensbekundungsverfahrens ist spezifiziert, dass die Kraftwerksstandorte „südlich der von Engpässen betroffenen Leitungen Remptendorf-Redwitz und Mittelrheintrasse und damit im Bereich der Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz (Mainz) und (Süd-)Hessen oder im südlichen Ausland (südlich des 51. Breitengrads)“ liegen sollen, da sie nur dann die entsprechende netzentlastende Wirkung aufweisen [ÜNB 2013a, S. 6].

Die Anlagen der erfolgreichen Anlagenbetreiber, die ihr Interesse bekunden, werden in Folge dieses Verfahrens ab dem 1. Oktober 2015 in die Netzreserve aufgenommen. Die Entscheidung über die Anlagen, die in die Netzreserve aufgenommen werden, bedarf der Zustimmung der BNetzA. Es ist anvisiert, die Verträge für die Netzreserve, die im Winter 2015/16 eingesetzt werden kann, bis Ende Februar abzuschließen [TransnetBW 2013]. Derzeit werden die angebotenen Kapazitäten in Höhe von ca. 5.700 MW von den ÜNB und der BNetzA bewertet [BNetzA 2014d]. Zusätzlich laufen derzeit Abstimmungsgespräche zwischen den deutschen und österreichischen Behörden und ÜNBs dazu, ob auch weiteres Redispatchpotenzial bei den am Markt aktiven Kraftwerken in Österreich zur Verfügung steht [BNetzA 2013c].

4.4 Der Notfallplan der BNetzA

Sowohl im Jahr 2014 (Frühjahr) als auch in 2015 werden von den ÜNB weitere Systemanalysen durchgeführt bzw. die alten aktualisiert. Bis spätestens zum 1. Mai 2015 muss die BNetzA den endgültigen Reservebedarf für den Winter 2015/16 festgestellt haben. Falls eine Differenz zum derzeit angenommenen Bedarf besteht, werden die Übertragungsnetzbetreiber diesen zusätzlich zu den bereits geschlossenen Verträgen mit ähnlichen Methoden sichern müssen [ResKV 2013 und BNetzA 2013c]. Nach Abschluss

des Interessenbekundungsverfahrens steht aber fest, dass die Kraftwerksbetreiber eine Reserveleistung von 5.700 MW anbieten konnten [BNetzA 2014d], was der BNetzA Zuversicht gibt, dass die bisher ergriffenen Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit des Kraftwerkspools (Feststellung der Systemrelevanz durch die BNetzA) ausreichen.

Falls dabei trotzdem nicht genug Reserveleistung vertraglich gesichert werden kann, schlägt die BNetzA zwei weitere Notfallmaßnahmen vor:

Sollte sich durch die im Frühjahr 2014 durchzuführende erneute Systemanalyse der ÜNB ein höherer Bedarf an Reservekraftwerksleistung ergeben, zum Beispiel durch einen höheren Stromverbrauch, durch Schäden an Netzen, heute nicht absehbaren Kraftwerksabschaltungen durch eine Panne oder ähnliches, könnten als allerletzte Option mobile Gasturbinen zur Stromproduktion errichtet werden. Diese Option braucht laut Betreiberangaben nur ca. ein Jahr Vorlaufzeit [BNetzA 2013c].

Sollte sich herausstellen, dass im Interessensbekundungsverfahren keine ausreichenden Kapazitäten für die Deckungslücke in Höhe von 1.215 MW gefunden werden können oder dass unvorhergesehene Störungen weitere Maßnahmen erforderlich machen, bleibt laut BNetzA auch die Prüfung der Einrichtung eines Engpassmanagements. Dann würde in besonders kritischen Situationen der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich auf (immer noch) 4.000 MW begrenzt werden, indem an besonders kritischen Tagen nur noch für diese Menge Transportkapazitäten zur Verfügung gestellt werden.³ „Aufgrund der europarechtlichen Implikationen“ [BNetzA 2013c, S. 34] einer solchen Verkleinerung des Handelsgebietes bzw. Volumens zieht die BNetzA diese Maßnahme nur als Notfalloption in Betracht. Technisch und möglicherweise auch aus Kostensicht betrachtet wäre sie jedoch ein durchaus gangbarer Weg, falls sich die Situation weiter verschärfen sollte. Eine dauerhafte Einschränkung des Stromexports ist hierbei sicher politisch und möglicherweise wirtschaftlich genau zu überlegen, da u.U. eine Reziprozität Einfluss auf die Strompreise haben könnte. Die daraus entstehenden möglichen Folgen sollten vorher genau analysiert und abgewägt werden. Zeitweise Beschränkungen der Exportmöglichkeiten könnten aber bei tatsächlichen Gefährdungen der Stromversorgungssicherheit durchaus kurzfristig und effektiv Abhilfe schaffen.

4.5 Ausblick auf den Winter 2016 / 2017

Die Versorgungssicherheit im Winter 2016/17, also ein Jahr nach Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld und wahrscheinlich vor Fertigstellung der „Thüringer Strombrücke“, wurde bislang von den ÜNB noch nicht durch eine Systemanalyse bzw. eine Bedarfsanalyse untersucht, da nach heutigem Wissen keine größeren Kapazitäten vom Netz gehen werden. Dann wäre der Bedarf an Reservekraftwerkskapazität sehr ähnlich wie im untersuchten Winter 2015/16 und es könnte dieselbe Netzreserve wie für diesen Winter genutzt werden. Das Auslaufen der bestehenden Verträge mit den Reservekraftwerken Staudinger 4 und Irsching 3 stellt dabei laut Aussage der BNetzA [BNetzA 2014d] kein Problem dar, da der Betreiber E.ON diese auch danach in Betriebsbereitschaft halten muss, wenn – wie zu erwarten ist – die BNetzA die beiden Anlagen als systemrelevant ausweist. Die Nutzung eines Kernkraftwerks als Reservekraftwerk steht laut BNetzA nicht zur Debatte [BNetzA 2014d] und wurde bereits in einer Studie im Jahr 2011 als Option abgelehnt [BNetzA 2011c].

Neben der Möglichkeit der Netzstabilisierung durch die „Thüringer Strombrücke“ und andere bereits in Angriff genommene Netzausbaumaßnahmen, können die bereits ergriffenen Maßnahmen einfach weiter durchgeführt und ggf. ausgeweitet werden. Sinnvoller wären allerdings grundlegendere Anstrengungen für Stromeffizienz in Bayern bzw. Süddeutschland. Um das deutschlandweite Stromungleichgewicht

³ Der deutsche Stromexport erreichte in 2013 mit 31,4 TWh seinen bisherigen Höchststand. Im Vergleich zu 2012 stellte dies eine Erhöhung um 36% dar. Der innerdeutsche Stromverbrauch beträgt ca. 600 TWh p.a., der Export belief sich also 2013 auf 5% [Fraunhofer ISE 2014].

zu nivellieren wäre weiterhin ein systematischer Ausbau von system- und umweltverträglichen Stromerzeugungsoptionen absolut unabdingbar und volkswirtschaftlich sinnvoll.

5 Fazit zur Versorgungssicherheit in Bayern

Hintergrund der Studie sind einige Aspekte der Stromversorgung in Bayern, die insbesondere im Winter 2015/16 zeitlich zusammenfallen werden:

- In Süddeutschland gehen in nächster Zeit deutlich mehr Kraftwerkskapazitäten vom Netz als neue gebaut werden, unter anderem Ende 2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld.
- Durch den Rückgang an Erzeugungskapazität in Süddeutschland, der wahrscheinlich nicht mit einem Rückgang des Stromverbrauchs einhergehen wird, verstärken sich die bereits bestehenden Nord-Süd-Engpässe beim Stromtransport innerhalb Deutschlands.
- Der zur Linderung der Engpässe geplante Netzausbau – insbesondere die sog. „Thüringer Strombrücke“ – wird vermutlich nicht rechtzeitig fertiggestellt. Die BNetzA rechnet mit einer Fertigstellung bis 2017.

Die verantwortlichen Stellen – die BNetzA und die ÜNB – haben bereits zu diesen Herausforderungen Stellung bezogen und geeignete Gegenmaßnahmen ergriffen. In intensiven Analysen und Untersuchungen zu der Situation und mit geeigneten Maßnahmenpaketen stellen sie sicher, dass ausreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen, um die Stromversorgung in Süddeutschland zu gewährleisten. Nachfolgend sind die von der BNetzA eingeleiteten Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit nochmals übersichtlich aufgelistet:

- Die BNetzA hat auf der Basis der Systemanalyse der ÜNB festgestellt, dass im Winter 2015/16 auf Grund von Netzengpässen ein Redispatchbedarf in Deutschland in Höhe von bis zu 10,1 GW bestehen wird. Auch heute wird bereits in nicht geringem Umfang Redispatch betrieben, von daher stellt diese Situation kein Neuland für die ÜNB dar.
- 5,3 GW, also über die Hälfte dieser benötigten Leistung, kann über Redispatch mit sich am Markt befindlichen Anlagen gedeckt werden.
- Zusätzlich werden 4,8 GW als Netzreserve benötigt. 75% dieser Kapazitäten sind in Deutschland und Österreich bereits kraftwerksscharf identifiziert und zu einem großen Teil schon vertraglich gesichert.
- Die noch ungesicherten 1,2 GW werden aktuell in einem Interessensbekundungsverfahren von den ÜNB identifiziert und sollen bis Ende Februar 2014 von diesen in Verträgen gebunden werden. Der dafür in der Netzregion zur Verfügung stehende Kraftwerkspool ist mehr als ausreichend.
- Eine Unterschätzung des benötigten Redispatchbedarfs hält die BNetzA für sehr unwahrscheinlich. Die Annahmen, die der Analyse der Versorgungssituation zugrunde liegen, wurden bewusst pessimistisch gewählt. Es wurde zum Beispiel mit einem zusätzlichen ungeplanten Ausfall an 2,6 GW Kraftwerksleistung in Süddeutschland gerechnet. Die Kriterien der (n-1)-Sicherheit werden zusätzlich eingehalten.
- Falls trotz allem weitere Maßnahmen erforderlich sein sollten, z.B. da trotz der Vorsorge nicht genug Redispatchkapazitäten zur Verfügung stehen sollten, können weitere Notfallmaßnahmen ergriffen werden. Bei ausreichender Vorlaufzeit schlägt die BNetzA hierfür den Einsatz mobiler Gasturbinen zur Stromversorgung Bayerns vor. In kurzfristigeren Krisensituationen könnte auch der Stromexport auf 4.000 MW limitiert werden, der in den bisher betrachteten Extremszenarien stets in sehr hohen Mengen ermöglicht wird.
- Zusätzlich laufen derzeit Gespräche zwischen Deutschland und Österreich, ob bei dortigen am Markt aktiven Kraftwerken noch zusätzliches Redispatchpotenzial zur Verfügung steht.
- Die Notwendigkeit zur Inanspruchnahme der Netzreserve besteht seit dem Winter 2011 kaum. Im Winter 2012/13 wurden von den gesicherten 2,6 GW nur an einem einzigen Tag im Januar

2013 Reservekraftwerke angefordert. Im Winter 2011/12 wurden die Reservekraftwerke ebenfalls nur selten in Anspruch genommen, teilweise im Zusammenhang mit extremen Konstellationen aus verschiedenen Marktfaktoren.

Als Fazit kann festgestellt werden, dass der Bedarf an Reservekraftwerksleistung recht frühzeitig und für einen unwahrscheinlichen Extremfall von der BNetzA festgestellt wurde. Die für diesen Extremfall benötigten Kapazitäten wurden bereits bzw. werden derzeit von den ÜNB zur Sicherung der Netzstabilität und Stromerzeugung unter Vertrag genommen.

Regelmäßige Überprüfung aktueller Entwicklungen durch die ÜNB und die BNetzA stellen sicher, dass die Pläne angemessen bleiben. Diese frühzeitige aber gleichzeitig auf aktuelle Ereignisse reagierende Methode scheint sehr gut dafür geeignet, möglichst genau den tatsächlichen Bedarf an Reservekraftwerken bereitzustellen und somit die Versorgungssicherheit in allen Teilen Deutschlands zuverlässig zu sichern. Eine Beunruhigung scheint daher unnötig.

6 Könnte Grafenrheinfeld auch heute schon vom Netz gehen?

In der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs der BNetzA zum derzeitigen Winter 2013/14 wurde ein Bedarf an 2.540 MW festgestellt. Davon waren im September 2013 bereits 2.022 MW vertraglich gesichert, die restlichen Kapazitäten wurden von den ÜNB in einem Interessensbekundungsverfahren ausgeschrieben [BNetzA 2013f]. Für den Winter 2014/15 wurde keine Bedarfsanalyse durchgeführt, da keine relevanten Stilllegungen angezeigt sind und sich somit wenig Änderungen im Vergleich zu 2013/14 ergeben werden [ÜNB 2013b].

Die Strommenge des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld pro Jahr beträgt 10.000 GWh. Diese Strommenge könnte auch von anderen Kraftwerken in Deutschland bereitgestellt werden. Falls diese nicht in Süddeutschland platziert sind, muss man auch die Übertragungssituation mit berücksichtigen. Dann kann man die Situation des Winters 2015/16 auf die heutige Situation übertragen, und müsste den Redispatch entsprechend erhöhen. Der notwendige Kraftwerkspool existiert: Im Interessensbekundungsverfahren für den Winter 2015/16 wurden ca. 5.700 MW potenzielle Netzreserve angeboten, die für Redispatch genutzt werden können.

Wollte man das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld also früher als Ende 2015 stilllegen, könnte man prinzipiell dem gleichen Verfahren folgen: Die ÜNB müssten eine Bedarfsanalyse durchführen – die natürlich durch die existierende Bedarfsanalyse für den Winter 2015/2016 gestützt werden kann, mit einer Vorlaufzeit von einigen Monaten ein Interessensbekundungsverfahren durchführen und zusätzliche Kapazitäten für den Winter 2014/15 unter Vertrag nehmen. Dies scheint theoretisch machbar.

7 Quellenübersicht

Kurzbezeichnung	Ausführliche Quellenangaben
[50 Hertz 2014]	50Hertz (2014): Südwest-Kuppelleitung – Alle Informationen zum Leitungsprojekt. Online verfügbar unter http://www.50hertz.com/de/1607.htm , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung 2013]	Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (2013): Bruttostromerzeugung in Bayern insgesamt nach Energieträgern. Energiestatistiken. Berechnungsstand: Dezember 2013. Online verfügbar unter www.statistik.bayern.de , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[BMWi / BMU 2012]	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“.
[BNetzA 2014a]	Bundesnetzagentur (2014): ENLAG Nr. 4: Lauchstädt–Redwitz. Online verfügbar unter http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAG-04/EnLAG-04-node.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[BNetzA 2014b]	Bundesnetzagentur (2014): Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz. Online verfügbar unter http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html , zuletzt abgerufen am 17.02.2014.
[BNetzA 2014c]	Bundesnetzagentur (2014): ENLAG Nr. 10: Redwitz – Grafenrheinfeld. Online verfügbar unter http://www.netzausbau.de/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAG-10/EnLAG-10-node.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[BNetzA 2014d]	Bundesnetzagentur (2014): Mailkorrespondenz mit einem Mitarbeiter der BNetzA, Zuständigkeit: Zugang zu Elektrizitätsübertragungsnetzen und grenzüberschreitender Stromhandel. 18.02.2014.
[BNetzA 2013a]	Bundesnetzagentur (2013): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur, Stand: 16. Oktober 2013.
[BNetzA 2013b]	Bundesnetzagentur (2013): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2018, Stand: 16.10.2013.
[BNetzA 2013c]	Bundesnetzagentur (2013): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse.
[BNetzA 2013d]	Bundesnetzagentur (2013): Pressemitteilung. Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2015/16 bestätigt. Bonn, 30. September 2013.
[BNetzA 2013e]	Bundesnetzagentur (2013): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13.
[BNetzA 2013f]	Bundesnetzagentur (2013): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse.
[BNetzA 2012]	Bundesnetzagentur (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12.

[BNetzA 2011a]	Bundesnetzagentur (2011): Pressegespräch 27. Mai 2011. Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit.
[BNetzA 2011b]	Bundesnetzagentur (2011): Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsbetreiber. 14.03.2011.
[BNetzA 2011c]	Bundesnetzagentur (2011): Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes. 31. August 2011.
[BNetzA und Bundeskartellamt 2013a]	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: Dezember 2013.
[BNetzA und Bundeskartellamt 2013b]	Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 05.02.2013.
[BR 2013a]	Bayerischer Rundfunk (2013): Abfuhr für Aigner – Bayern braucht kein neues Gaskraftwerk. Artikel vom 18.12.2013. Online verfügbar unter http://www.br.de/nachrichten/unterfranken/neues-gaskraftwerk-statt-akw-grafenrheinfeld-100.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[BR 2013b]	Bayerischer Rundfunk (2013): Laufzeitverlängerung für Grafenrheinfeld – Bayerische Wirtschaft steht zur Energiewende. Artikel vom 05.12.2013. Online verfügbar unter http://www.br.de/nachrichten/unterfranken/kernkraftwerk-grafenrheinfeld-laufzeitverlaengerung-100.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[dena 2005]	Dena (Hrsg.)(2005): dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.
[Deutscher Bundestag 2011]	Deutscher Bundestag (2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011, Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011.
[EnLAG 2013]	Bundesgesetzblatt (2013): Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) vom 21. August 2009. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt I S. 2870. Zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543).
[EnWG 2013]	Bundesgesetzblatt (2013): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621). Zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746).
[E.ON 2014a]	E.ON SE (2014): Kernkraftwerk Grafenrheinfeld. Online verfügbar unter http://www.eon.com/content/eon-com/de/about-us/structure/asset-finder/grafenrheinfeld.html , zuletzt abgerufen am 30.01.2014.
[E.ON 2014b]	E.ON SE (2014): Kraftwerk Staudinger. Online verfügbar unter http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/staudinger.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.

[E.ON 2014c]	E.ON SE (2014): Kraftwerk Irsching. Online verfügbar unter http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/irsching.html , zuletzt abgerufen am 05.02.2014.
[Fraunhofer ISE 2014]	Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (2014): Electricity production from solar and wind in Germany in 2013. Präsentation von Prof. Dr. Bruno Burger vom 09.01.2014. Online verfügbar unter http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf?utm_source=twitterfeed&utm_medium=twitter , zuletzt abgerufen am 25.02.2014.
[IZES 2011]	Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (2011): AKW als Kaltreserve? Kurzexpertise. Im Auftrag von Greenpeace e.V..
[Next Kraftwerke 2014]	Next Kraftwerke (2014): Dispatch & Redispatch. Online verfügbar unter http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[Regierung von Oberfranken 2013a]	Regierung von Oberfranken (2013): 380/110-kV-Leitung Landesgrenze Bayern/Thüringen - Redwitz a.d.Rodach, Gegenstand des Verfahrens. Online verfügbar unter http://www.regierung.oberfranken.bayern.de/umwelt/energie/planfeststellung/ear/index.php , zuletzt abgerufen am 05.02.2014.
[Regierung von Oberfranken 2013b]	Regierung von Oberfranken (2013): Planfeststellungsverfahren für die Umstellung des 220-kV-Stromkreises der Freileitung vom Umspannwerk Redwitz a.d. Rodach bis zur Regierungsbezirksgrenze Ober-/Unterfranken auf 380 kV; Regierung von Oberfranken leitet Anhörungsverfahren ein. Pressemitteilung vom 30.10.2013. Online verfügbar unter http://www.regierung.oberfranken.bayern.de/presse/archiv/2013/pm2013-10-108.php , zuletzt abgerufen am 17.02.2014.
[ResKV 2013]	Bundesgesetzblatt (2013): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV). 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947).
[TenneT 2014a]	TenneT (2014): Projektbeschreibung Altenfeld - Redwitz. Online verfügbar unter http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/onshore-projekte/altenfeld-redwitz/projektbeschreibung.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[TenneT 2014b]	TenneT (2014): Verfahrensstand Projekt Altenfeld – Redwitz. Online verfügbar unter http://www.tennet.eu/de/netz-und-projekte/onshore-projekte/altenfeld-redwitz/verfahrensstand.html , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[TenneT 2013]	TenneT 2013: TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch. Artikel vom 26.04.2013. Online verfügbar unter http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/tennet-reserviert-irsching-4-und-5-fuer-redispatch.html , zuletzt abgerufen am 17.02.2014.

[TransnetBW 2013]	TransnetBW (2013): Netzreserve. Interessensbekundungsverfahren gemäß § 4 ResKV Winterhalbjahr 2015/16. Online verfügbar unter http://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/netzreserve , zuletzt geprüft am 12.02.2014.
[ÜNB 2014]	Übertragungsnetzbetreiber (2014): EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Redispatch-Maßnahmen. Online verfügbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/Redispatch.htm , zuletzt abgerufen am 12.02.2014.
[ÜNB 2013a]	Übertragungsbetreiber (2013): Interessensbekundung zur Aufnahme von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie in die Netzreserve gemäß Reservekraftwerksverordnung (ResKV). Unterlagen.
[ÜNB 2013b]	Übertragungsnetzbetreiber (2013): (t+3)-Bedarfsanalysen ResKV – 2013. Ergebnisse.
[vbw 2011]	Vereinigung der bayerischen Wirtschaft (2011): Konsequenzen eines Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 für Deutschland und Bayern. Eine Studie der Prognos AG im Auftrag der vbw. Stand: Juli 2011.

8 Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
kWh	Kilowattstunden
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vbw	Vereinigung der bayerischen Wirtschaft