Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen

nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion
PRpetuum GmbH, München

Stand
Juli 2014

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.

Zertifikat seit 2002
audit berufundfamilie

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen

nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG

Zusammenfassung

Die Regelungen der §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c, 16 Abs. 2a EnWG sowie die ResKV haben sich in der Praxis grundsätzlich bewährt. Von den Akteuren vorgebrachte Änderungsvorschläge betreffen lediglich Optimierungen des noch neuen Verfahrens, ohne die Regelungen grundsätzlich in Frage zu stellen.

Die jüngsten Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen zudem, dass auch für die nächsten Jahre (über 2017 hinaus) ein Bedarf bestehen wird, Reservekraftwerke für Redispatch-Maßnahmen zu binden, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die hier überprüften Regelungen bieten insoweit ein erprobtes und zwischen den Beteiligten eingeschwungenes Instrument. Mit diesem Instrument können bestimmte Herausforderungen, die sich aus der gegenwärtigen Übergangsphase in der Stromversorgung ergeben, adressiert werden. Es wird obsolet, sobald langfristige Lösungen – insbesondere die Vollendung wichtiger Netzausbauprojekte – erfolgreich implementiert sind.

Inhalt

1. Einleitung **4**

2. Hintergrund **5**

2.1 Regelungsbedarf 5

2.2 Regelungsumfang 5

3. Wirksamkeit der Maßnahmen **7**

3.1 Bindung von Reservekraftwerken 7
3.1.1 Gesetzliche Regelungen 7
3.1.2 Reservekraftwerksverordnung 7

3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke 7

4. Notwendigkeit der Regelungen **9**

4.1 Bindung von Reservekraftwerken 9

4.2 Systemrelevante Gaskraftwerke 10

5. Weiterentwicklung der Regelungen **12**

5.1 Befristung 12

5.2 Gesetzliche Regelungen 12
5.2.1 „Fahren auf Verschleiß“ 12
5.2.2 Anwendung von §§ 13a und 13c EnWG auf Verteilernetzbetreiber 12
5.2.3 Ausweisung der Systemrelevanz flexibilisieren 12

5.3 Reservekraftwerksverordnung 13
5.3.1 Betrachtungshorizont der Systemanalysen 13
5.3.2 Verfahren Bedarfsfeststellung 13
5.3.3 Vertragslaufzeiten 13
5.3.4 Neubaubedarf erst nach dem Interessenbekundungsverfahren bestimmen 13

5.4 Ausblick 14

6. Quellenverzeichnis **15**

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 63 Abs. 2a EnWG eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1a und 1b, den §§ 13a bis 13c und 16 Absatz 2a durch. Der entsprechende Bericht ist alle zwei Jahre zu erstellen und zu veröffentlichen, erstmals in 2014.

Mit dem Bericht sollen die Maßnahmen überprüft werden, die mit dem Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I, S. 2730) in das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) eingefügt worden sind sowie Maßnahmen, die auf dieser Grundlage erlassen wurden. Dies betrifft die 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) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I, S. 1947)

Im Mittelpunkt des Berichts steht die Frage, ob sich die genannten Maßnahmen als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen haben. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dieser Zweck fortbesteht und die Maßnahmen auch zukünftig notwendig sind. Hierzu hat das BMWi unter anderem eine Anhörung der betroffenen Akteure durchgeführt, deren Ergebnisse in diesen Bericht eingeflossen sind.

2. Hintergrund

2.1 Regelungsbedarf

Die hier zu prüfenden Vorschriften wurden insbesondere eingeführt, um den gestiegenen Bedarf an Redispatch zu adressieren, der sich aus einer erheblichen Auslastung der Nord-Süd-Stromtrassen ergeben hatte.

Der Handel mit Strom erfolgt innerhalb der einzelnen Gebotszonen – Deutschland und Österreich bilden eine solche Gebotszone – unabhängig von Netzverfügbarkeiten. Gleichzeitig erzeugen zahlreiche Anlagen im Norden Deutschlands günstig Strom, während sich zahlreiche Lastzentren eher im Süden der Republik befinden. Hinzu kommen weitere Faktoren, die das Transportaufkommen innerhalb Deutschlands erhöht haben bzw. erhöhen: Zum einen der Wegfall von rund 4,9 Gigawatt (GW) Erzeugungsleistung aus Kernkraftwerken in Süddeutschland auf der Grundlage von § 7 Abs. 1a Atomgesetz (AtG) und zum anderen marktgetriebene Stromexporte in südliche Nachbarländer wie Österreich und Italien. Dies verursacht einen Transportbedarf in den Netzen, für welchen diese noch nicht hinreichend ausgebaut sind.

Um die Systemsicherheit der Übertragungsnetze in kritischen Situationen zu erhalten, führen die Übertragungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang Redispatch-Maßnahmen durch. Unter Redispatch sind dabei Eingriffe in die marktbasierten Fahrpläne von Erzeugungseinheiten zu verstehen, die bestimmte Leitungsabschnitte vor einer Überlastung schützen sollen (BNetzA 2013a). Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln. Anlagen jenseits des Engpasses müssen ihre Einspeiseleistung erhöhen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Auf die Leistungsbilanz haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln anderer Kraftwerke ausgeglichen werden (BNetzA 2014b).

Um diese Maßnahmen durchführen zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend sicher verfügbare Erzeugungskapazitäten. Sind hierfür voraussichtlich nicht mehr ausreichend im Markt aktive Kraftwerke in geeigneter Lage vorhanden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken beschaffen. Dies sind noch vorhandene, aber inaktive Kraftwerke, die von den Übertragungsnetzbetreibern in kritischen Situationen eingesetzt werden, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten (BNetzA 2014b).

2.2 Regelungsumfang

Das EnWG und die ResKV sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass den Übertragungsnetzbetreibern ausreichend Kapazitäten für die netzstabilisierenden Maßnahmen zur Verfügung stehen.

Das EnWG sieht vor, dass Stilllegungen von Erzeugungsanlagen mindestens zwölf Monate im Voraus anzukündigen und innerhalb dieser Frist untersagt sind. Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, aber für die oben genannten Maßnahmen benötigt werden, können vom systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant ausgewiesen werden. Sofern und soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzausweisung genehmigt, erwächst den betreffenden Kraftwerksbetreibern die Pflicht, ihre Erzeugungseinheiten in einem Zustand zu erhalten, der es den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, die jeweilige Anlage effektiv zu Redispatch-Maßnahmen zu nutzen (§ 13a Abs. 3 Satz 1 EnWG). Auch Anlagen, bezüglich derer lediglich eine geplante vorläufige Stilllegung angezeigt wurde, die aber ebenso für die oben genannten Maßnahmen benötigt werden, müssen sich für Redispatch-Anforderungen betriebsbereit halten und ihre Einspeisung auf Anforderung des

Tabelle 1: Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen (2010–2013)

	2010	2011	2012	2013
Anzahl Stunden	1.589	5.000	7.160	7.965
Volumen getätigte Maßnahmen in GWh*	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar	2.566	2.278
Gesamtvolumen Redispatch (inkl. Gegengeschäfte in GWh)	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar	4.690	4.390
Saldierte Kosten für Redispatch (inkl. Countertrading) in Euro	48	129,4	164,8	114,85

* Auswertung anhand der Menge der getätigten Maßnahmen („Engpassvolumen“: Reduzierung der Einspeiseleistung von Kraftwerken zur Behebung des Netzengpasses). Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird hierbei nicht berücksichtigt.

Quelle: BNetzA

Übertragungsnetzbetreibers anpassen (§ 13 Abs. 1a EnWG). Darüber hinaus können bestimmte Gaskraftwerke als systemrelevant ausgewiesen werden (§ 13c EnWG) und sind dann vom Fernleitungsnetzbetreiber nur nachrangig einschränkbar (§ 16 Abs. 2a EnWG).

Die auf Grundlage von § 13b EnWG erlassene ResKV präzisiert zum einen die Regelungen des EnWG und normiert zum anderen erstmals die bereits zuvor praktizierte Kontrahierung von Reservekraftwerken durch die Übertragungsnetzbetreiber. Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse, mit welcher sie den zukünftigen Reservebedarf ermitteln. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve fest. Die Übertragungsnetzbetreiber führen auf dieser Grundlage ein Interessenbekundungsverfahren durch und binden die notwendigen Reservekraftwerke gegen Erstattung der Kosten.

Die Regelungen im EnWG und der ResKV sind bis zum 31. Dezember 2017 befristet. Sie sollen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Übergangsphase gewährleisten, bis der nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vorgesehene Netzausbau soweit fortgeschritten ist, dass er den oben beschriebenen Transportbedarf erfüllen kann.

3. Wirksamkeit der Maßnahmen

3.1 Bindung von Reservekraftwerken

3.1.1 Gesetzliche Regelungen

Das EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab zehn MW verpflichtet sind, die geplante Stilllegung mindestens zwölf Monate im Voraus beim verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzukündigen und es innerhalb dieser Frist zu unterlassen, die betreffende Anlage stillzulegen. Sie haben dabei anzugeben, ob es sich um eine vorläufige oder endgültige Stilllegung handelt. Der jeweils verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber prüft sodann, ob die für die endgültige Stilllegung vorgesehene Anlage systemrelevant ist und ihre endgültige Stilllegung daher zu unterbleiben hat. Hält er eine Anlage für systemrelevant, stellt er einen entsprechenden Antrag bei der Bundesnetzagentur, welche die Sach- und Rechtslage prüft und die Ausweisung der Systemrelevanz ggf. genehmigt.

Bislang sind 49 Stilllegungsanzeigen bei der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern eingegangen (BNetzA 2014a). Von diesen Kraftwerksblöcken wurden jedoch 19 lediglich zur geplanten vorläufigen Stilllegung angezeigt, sodass diese unabhängig von einer Systemrelevanzausweisung und Genehmigung bei Bedarf nach § 13 Absatz 1a EnWG jederzeit für Redispatch-Maßnahmen verfügbar zu halten sind. Von den 30 zur endgültigen Stilllegung angezeigten Blöcken haben die Übertragungsnetzbetreiber elf Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 2.697,4 MW als systemrelevant im Sinne des § 13a Abs. 2 EnWG ausgewiesen. Hinsichtlich weiterer sechs Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 1.895 MW prüfen die Übertragungsnetzbetreiber gegenwärtig die Systemrelevanz. Die übrigen dreizehn zur endgültigen Stilllegung angezeigten Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 3.308 MW wurden bereits von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht systemrelevant im Sinne des § 13a Abs. 2 EnWG eingestuft und können daher stillgelegt werden. Die Bundesnetzagentur hat bislang insgesamt für neun Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 1.660,4 MW die Systemrelevanz nach § 13a Abs. 2 EnWG genehmigt.

Die beschriebenen Regelungen haben sich in der Praxis bewährt. Sie ermöglichen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur, das für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze erforderliche Redispatch-Potential zu sichern, indem sie sowohl für geplante vorläufige als auch für geplante endgültige Stilllegungen ein Instrumentarium zur Verfügung stellen. Dabei wird die Verpflichtung auf diejenigen Anlagen begrenzt, die aus Gründen der Systemsicherheit zwingend benötigt werden. Andere Anlagen dürfen nach Abschluss der Prüfung durch den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber auch vor Ablauf der zwölfmonatigen Frist stillgelegt werden (§ 10 Abs. 5 ResKV).

3.1.2 Reservekraftwerksverordnung

Mit der ResKV wurde die bereits zuvor praktizierte Kontrahierung von Reservekraftwerken durch die Übertragungsnetzbetreiber kodifiziert und in ein transparentes Verfahren mit bestimmten Fristen überführt. Der Kontrahierung geht eine Bestimmung des Reservebedarfs mittels einer Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber voraus. Sie berücksichtigt die in der Abbildung 1 dargestellten Risiken für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze (siehe S. 8).

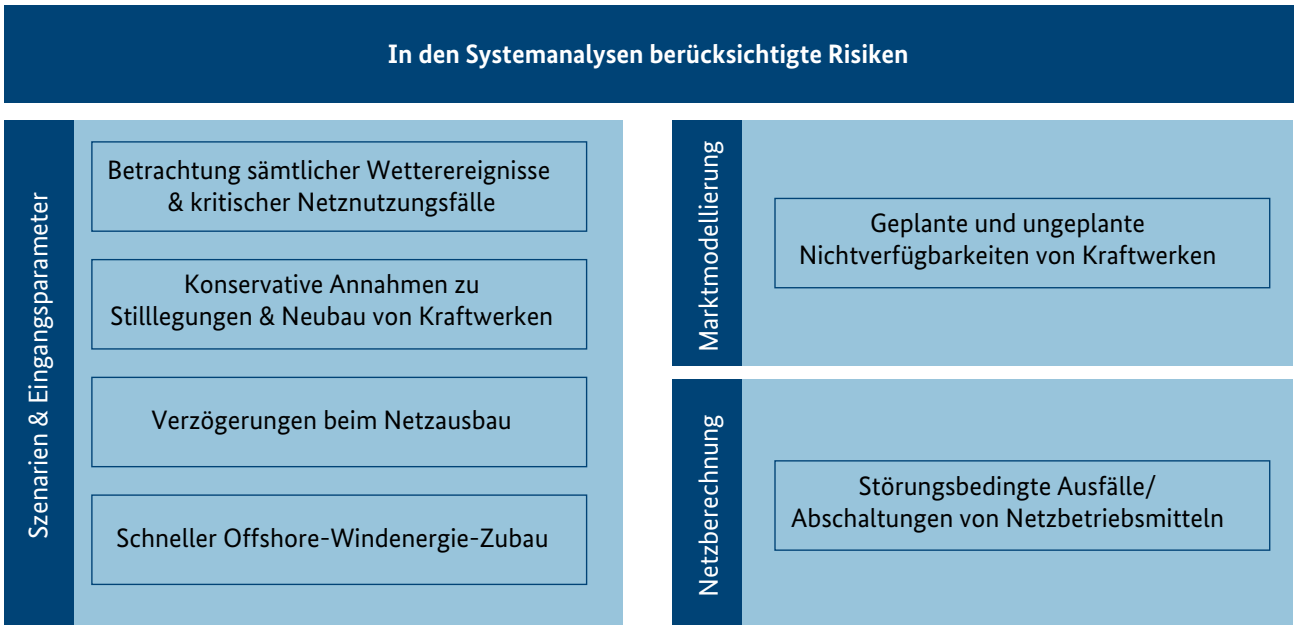
Anhand ausgewählter Netznutzungsfälle und mit Hilfe einer Marktmodellierung wird der Reservebedarf ermittelt. Der Redispatch-Bedarf wird zunächst durch Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit gehalten werden, gedeckt. Entsteht eine Differenz zwischen dem Redispatch-Bedarf und den tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerken, so resultiert ein Reservebedarf in dieser Höhe. Dieser Reservebedarf wird gedeckt durch a) regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13 Abs. 1a und § 13a EnWG angeordnet wurde und b) durch Kraftwerke, die zusätzlich durch Verträge der Übertragungsnetzbetreiber bereits kontrahiert wurden oder noch kontrahiert werden müssen (BNetzA 2014b). Für die Winter 2013/2014 und ausgewählte weitere Jahre hat die Bundesnetzagentur auf Grundlage der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber im Mai 2014 folgenden Reservebedarf bestätigt:

Tabelle 2: Prognose Redispatch- und Reservebedarf

Jahr	Redispatch-Bedarf gesamt in GW	hiervon Anteil Reservekraftwerke in GW(Reservebedarf)
Winter 2013/2014	6,1	2,54
Winter 2014/2015	6,2	3,1
Winter 2015/2016	11,1	6,0
Winter 2017/2018	12,5	7,0

Quelle: BNetzA 2014b

Abbildung 1: In den Systemanalysen für 2014/2015, 2015/2016 und 2017/2018 berücksichtigte Risiken



Quelle: BNetzA 2014b

Das in der ResKV geregelte Verfahren hat sich in den bisher zwei Durchläufen im Herbst 2013 sowie Frühjahr 2014 im Wesentlichen bewährt. Es besteht kein grundlegender Änderungsbedarf an dem mehrstufigen Verfahren aus Systemanalyse, Bestätigung des Bedarfs, Interessenbekundungsverfahren und Kontrahierung der notwendigen Kraftwerke. Verbesserungen im Detail sind dennoch möglich, insbesondere da das Verfahren neu eingeführt wurde und sich in der Praxis Anpassungsbedarf ergeben hat (Abschnitt 5).

3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Die Regelungen § 13c und § 16 Abs. 2a wurden in das Gesetz aufgenommen, um für das Stromnetz vergleichbare Situationen wie den Gasversorgungsengpass im Februar 2012 zu vermeiden. Eine vergleichbare Situation kann heute dank der erwähnten Regelungen mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr eintreten.

4. Notwendigkeit der Regelungen

4.1 Bindung von Reservekraftwerken

Seit 2011 kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke. In diesem Zeitraum mussten die Anlagen insgesamt selten in Anspruch genommen werden.

Im Winter 2011/2012 traten kritische Netzsituationen auf, so dass Reservekraftwerke mehrmals angefordert wurden. So mussten im Dezember 2011 bedingt durch den temporären Ausfall des Kernkraftwerks Gundremmingen C bei zeitgleich hoher Windeinspeisung auch kontrahierte Reservekraftwerke aus Österreich eingesetzt werden. Weitere Abrufe der gesamten Reservekraftwerkskapazitäten waren an einzelnen Tagen im Februar 2012 erforderlich, um „(...) erhebliche über mehrere Stunden anhaltende (...)“ Untereinspeisungen der Bilanzkreise auszugleichen. So wurden am 13. Februar 2012 die Reserve aus Österreich (785 MW) und die Kapazität des deutschen Reservekraftwerks GKM 3 (200 MW) nahezu ausgeschöpft (BNetzA 2012).

Im Winter 2012/2013 wurden von den gesicherten 2,6 GW Reservekraftwerksleistung nur an einem Tag im Januar die Reservekraftwerke Irsching 3 und Staudinger 4 und die österreichischen Reservekraftwerke mit Mindestleistung angefordert. Wegen aktualisierter Windprognosen konnte die Anforderung des Kraftwerks Irsching 3 später zurückgezogen werden. Die anderen angeforderten Reservekraftwerke kamen für Redispatch-Maßnahmen zum Einsatz. Grund für die Entspannung der Netzsituation im Vergleich zum Winter 2011/2012 waren ein Rückgang der Wetterextreme und bis dahin umgesetzte technische Erweiterungen bestehender Anlagen und Netze (BNetzA 2013a). Für den zurückliegenden, eher milden Winter 2013/2014 waren die netzstabilisierenden Maßnahmen im Rahmen des marktbasierten Redispatch ausreichend, so dass keine der im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens kontrahierten Kraftwerke angefordert werden mussten (BNetzA 2014b).

Daraus kann jedoch nicht der Schluss gezogen werden, dass die hier überprüften Regelungen nicht mehr benötigt würden. Vielmehr hat die jüngste Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Frühjahr 2014 für die betrachteten Zeiträume bis zum Winter 2017/2018 einen ansteigenden Reservebedarf ergeben. Dies beruht auf mehreren Faktoren:

Verzögerungen beim Netzausbau: Am Ende des ersten Quartals 2014 waren von den 23 laufenden EnLAG-Vorhaben 15 verzögert mit einem voraussichtlichen Zeitverzug von ein bis fünf Jahren. Erst 352 Kilometer der 1.877 Kilometer an neu zu errichtenden Trassen waren fertiggestellt. Der Grund für diese starke zeitliche Verzögerung gegenüber der Planung liegt in nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Eine Übersicht über die aktuellen Verfahrensstände kann jederzeit bei der Bundesnetzagentur im Rahmen des EnLAG-Monitoring eingesehen werden (BNetzA 2014e).

Entwicklung Kraftwerkspark: In den kommenden Jahren bis zum endgültigen Ausstieg in 2022 werden weitere Kernkraftwerke in Süddeutschland vom Netz gehen (Tabelle 3).

Diese Kraftwerke produzieren gegenwärtig marktgetrieben Strom, so dass sie das Transportaufkommen nach Süddeutschland und damit den Bedarf an Redispatch reduzieren. Ihr Wegfall wird diesen Bedarf erhöhen (vgl. Tabelle 2), insbesondere wenn keine größeren Fortschritte beim Netzausbau erzielt werden sollten.

Insgesamt werden im Zeitraum 2014 bis 2018 in Süddeutschland voraussichtlich 6.825 MW konventionelle Kraftwerkskapazität zurückgebaut, während im gleichen Zeitraum voraussichtlich nur 1.108 MW Kraftwerksleistung ans Netz gehen (BNetzA 2014c). Dies entspricht den aktuellen Entwicklungen im deutschen und europäischen Strommarkt, welcher größtenteils noch von Überkapazitäten geprägt ist (ÜNB 2013).

Tabelle 3: Kernkraftwerke Süddeutschland mit spätestem Stilllegungsdatum

Kernkraftwerk, Leistung in MW (netto)	späteste Stilllegung nach § 7 Abs. 1a AtG
Grafenrheinfeld, 1.275 MW	31.12.2015
Gundremmingen B, 1.284 MW	31.12.2017
Philippsburg 2, 1.402 MW	31.12.2019
Gundremmingen C, 1.288 MW	31.12.2021
Isar 2, 1.410 MW	31.12.2022
Neckarwestheim 2, 1.310 MW	31.12.2022

Quelle: eigene Darstellung, nach Kraftwerksliste, BNetzA 2014d

Zubau erneuerbare-Energien-Anlagen: Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren eine erhebliche Dynamik gezeigt, mit welcher der Ausbau der Netze nicht Schritt gehalten hat. Insbesondere der Strom aus den zahlreichen Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands verursacht erheblichen Transportbedarf.

Es wird daher auch zukünftig erheblicher Bedarf für Redispatch-Maßnahmen bestehen. Sofern kein neues Redispatch-Potential durch Zubau von Kapazitäten erschlossen werden kann – was angesichts der deutschland- und europaweiten Überkapazitäten nicht zeitnah zu erwarten ist – bedarf es daher eines Instruments, mit dem bestehende Kraftwerke gebunden werden können. So zeigt sich für die Winter 2015/2016 sowie 2017/2018, dass die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zu den aufgrund Gesetzes (§13a EnWG) oder mittels Verträgen bereits gesicherten oder potentiell gesicherten Kraftwerken weitere Anlagen binden müssen, um den Reservebedarf abzudecken.

Die Tabellen 4 und 5 führen die potentiell gesicherten Reservekraftwerke für den Winter 2015/2016 bzw. den Winter 2017/2018 auf.

Tabelle 4: (Potentiell) gesicherte Reservekraftwerke 2015/2016

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	335
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	200
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	200
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT (solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
Reservekraftwerksleistung in AT	EVN	785
Summe		**3.225**

Quelle: eigene Darstellung, nach BNetzA 2014b

Tabelle 5: Potentiell gesicherte Reservekraftwerke 2017/2018

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	335
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	200
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	200
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT (solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
EnBW	HLB 6	110
EnBW	HLB 5	110
Summe		**2.310**

Quelle: eigene Darstellung, nach BNetzA 2014b

4.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Es ist aus Versorgungssicherheitsgründen weiterhin erforderlich, systemrelevante Gaskraftwerke bevorzugt gegenüber anderen Gasverbrauchern, die nicht in den Schutzbereich des § 53a EnWG fallen, zu behandeln. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass sie im Bedarfsfall verfügbar und einsatzbereit sind. Hierfür ist es sinnvoll, die vorsorgende Regelung nach § 16 Abs. 2a EnWG beizubehalten. Ein systemrelevantes Gaskraftwerk sollte auch in Zukunft in seiner Gasversorgung nicht eingeschränkt werden können, wenn es für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems benötigt wird und der Übertragungsnetzbetreiber bereits alle verfügbaren netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG ausgeschöpft hat. Allerdings verlangt § 13 Abs. 2a von den Übertragungsnetzbetreibern, die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems angemessen zu berücksichtigen. Instabilitäten im Stromnetz dürfen sich nicht auf die Systemsicherheit im Gasnetz auswirken. Es ist sachgerecht, dass die Privilegierung des § 16 Abs. 2a EnWG nur in Bezug auf solche Gaskraftwerke zur Anwendung kommt, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Sinne von § 13c EnWG als systemrelevant ausgewiesen sind und dies entsprechend von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist.

5. Weiterentwicklung der Regelungen

Auch wenn sich die hier überprüften Regelungen als sinnvoll und notwendig erwiesen haben, hat die Praxis gezeigt, dass an einigen Punkten Verbesserungen denkbar oder sogar nötig sind. Insbesondere haben die Teilnehmer der Anhörung einige Punkte benannt, zu denen sie Änderungsbedarf sehen. Die wichtigsten sollen im Folgenden kurz dargestellt werden. Es handelt sich dabei nicht um eine vollständige, abschließende oder verbindliche Auflistung. Vielmehr soll sie der Auftakt zu weiterem Austausch sein.

5.1 Befristung

Gegenwärtig sind sowohl die Regelungen im EnWG als auch die ResKV bis zum 31. Dezember 2017 befristet. Bereits zum jetzigen Zeitpunkt ist jedoch absehbar, dass über diesen Stichtag hinaus ein Instrument notwendig sein wird, mit dem in einem transparenten und geordneten Verfahren der Reservebedarf ermittelt und ausreichend Kapazitäten für Redispatch-Maßnahmen gesichert werden können. Das hier diskutierte Instrumentarium adressiert diese Notwendigkeit im Hinblick auf einen verzögerten Netzausbau. Leistungsbilanzielle Fragen werden demgegenüber im Rahmen der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns untersucht (siehe dazu Abschnitt 5.4).

Gleichzeitig zeigen die Schwierigkeiten beim Ausbau der Übertragungsnetze, die Dynamik beim Ausbau erneuerbarer Energien, die Stilllegung von weiteren Kraftwerken in Süddeutschland (insbesondere durch den Kernenergieausstieg bis 2022) sowie der begonnene Prozess zu Leistungsfähigkeit und Weiterentwicklung des Marktdesigns[1], dass sich die Stromversorgung in einer Übergangsphase befindet. Viele mögliche Entwicklungspfade, sowohl auf Netz- als auch auf Marktseite, müssen zunächst gründlich untersucht und diskutiert werden, bevor es zu tiefgreifenden und dauerhaften Änderungen der Rahmenbedingungen kommen kann.

Aus heutiger Sicht sind daher die hier überprüften Regelungen als Übergangsinstrument weiterhin und voraussichtlich auch über den 31. Dezember 2017 hinaus notwendig, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, um auch in der Übergangsphase die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes gewährleisten zu können.

5.2 Gesetzliche Regelungen

5.2.1 „Fahren auf Verschleiß“

§ 13a Abs. 1 S. 2 EnWG sieht vor, dass vorläufige und endgültige Stilllegungen ohne vorherige Anzeige und vor Ablauf der zwölfmonatigen Anzeigefrist verboten sind, wenn ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Es ist zu prüfen, ob die Regelung sinnvoll so gestaltet werden kann und soll, dass die Möglichkeit des Weiterbetriebs nicht durch unzureichende Wartung ausgeschlossen wird.

5.2.2 Anwendung von §§ 13a und 13c EnWG auf Verteilernetzbetreiber

Nicht alle Anlagen, die gemäß § 13a EnWG ihre Stilllegung ankündigen müssen, sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Bisher sieht die Regelung vor, dass Stilllegungen dem jeweils verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzuzeigen sind. Erfahrungen mit Kraftwerken, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, haben allerdings gezeigt, dass es sinnvoll sein kann, eine entsprechende Regelung (Anzeigepflicht und gegebenenfalls Ausweisung als systemrelevant) auch für das Verhältnis zwischen Verteilernetzbetreiber und Anlagenbetreiber einzuführen.

Auch auf Verteilernetzebene kann eine Verringerung des Redispatch-Potentials durch Kraftwerksstilllegungen die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung gefährden. Während Verteilernetzbetreiber für vorläufige Stilllegungen auf § 13 Abs. 1a und 1b EnWG zurückgreifen können, ist die Situation bei endgültigen Stilllegungen schwieriger. § 13a EnWG sieht die Ausweisung und Genehmigung der Systemrelevanz eines Kraftwerks als Voraussetzung für die Untersagung der endgültigen Kraftwerksstilllegung seinem Wortlaut nach nur vor, wenn die Anlage aus der Perspektive des Übertragungsnetzbetreibers zur Aufrechterhaltung der sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgung erforderlich ist. Eine Prüfung durch den Verteilernetzbetreiber ist nicht vorgesehen. Allerding kann aus Perspektive des Verteilernetzbetreibers eine Anlage in Bezug auf das Verteilernetz systemrelevant sein. Es erscheint daher sinnvoll, klarzustellen, dass auch Verteilernetzbetreiber ermächtigt werden, Anlagen auf Systemrelevanz zu prüfen und entsprechend auszuweisen.

1 Diese Fragen werden in der neu gegründeten Plattform Strommarkt behandelt: http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromversorgungssicherheit-und-Kraftwerke/plattform-strommarkt.html

Nach § 13c Abs. 1 S. 1 EnWG können Übertragungsnetzbetreiber ein Gaskraftwerk als systemrelevant ausweisen, soweit eine Einschränkung der Gasversorgung dieser Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems stört oder gefährdet. Die gleiche Befugnis erscheint auch für Verteilernetzbetreiber sinnvoll, wenn die betroffene Anlage für das Verteilernetz systemrelevant ist. Auf diese Weise könnte die Versorgung eines für das Verteilernetz systemrelevanten Gaskraftwerkes sichergestellt und so die Versorgungssicherheit im jeweiligen Netzgebiet gewährleistet werden.

5.2.3 Ausweisung der Systemrelevanz flexibilisieren

Die Ausweisung als systemrelevant ist richtigerweise grundsätzlich auf den Zeitraum von 24 Monaten beschränkt, um den Eingriff in die Entscheidungsfreiheit des Anlagenbetreibers so gering wie möglich zu halten. Allerdings hat sich in der Praxis gezeigt, dass manche Anlagen länger als 24 Monate zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität benötigt werden. Dies kann sich z. B. aus dem Betrachtungshorizont der Systemanalysen nach § 3 ResKV ergeben.

Auch von Seiten der Anlagenbetreiber wurde angemerkt, dass eine längere Ausweisung und damit verbundene längere Bindung als Reservekraftwerk vorteilhaft für die Planungssicherheit (Instandhaltung, Personal, Ressourcen) sei. Es scheint daher sinnvoll, die Regelung dahingehend zu flexibilisieren, dass im Einvernehmen aller Beteiligten die Systemrelevanz auch für längere Zeiträume ausgewiesen werden kann.

Eine entsprechende Flexibilisierung wäre analog zu § 13a EnWG auch im Rahmen des § 13c EnWG zu prüfen.

5.3 Reservekraftwerksverordnung

5.3.1 Betrachtungshorizont der Systemanalysen

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Neuausrichtung der Energieversorgung in Deutschland, insbesondere dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, erscheint eine weiter in die Zukunft (Winter 2022/2023) gerichtete Untersuchung von Netzsicherheitsaspekten durch die Übertragungsnetzbetreiber angebracht. Diese sollte Herausforderungen für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze frühzeitig aufdecken, wegen der über einen solch langen Zeitraum gegebenen erheblichen Prognoseunsicherheiten jedoch keine Verpflichtung der ÜNB zur Kontrahierung von Kraftwerken auslösen. Vielmehr wäre als Ergebnis eine Reihe von Maßnahmen denkbar, die im Anschluss an die Analysephase sorgfältig ausgewählt werden sollten. Eine über den gegenwärtigen Betrachtungshorizont von t+5 hinausgehende Untersuchung würde daher von dem regelmäßigen Prozess der Systemanalyse getrennt erfolgen. Dies wäre auch deshalb sinnvoll, weil eine solche Untersuchung einer besonders gründlichen Abstimmung und Diskussion der Eingangsparameter bedürfte und daher einen längeren Zeitraum in Anspruch nähme.

5.3.2 Verfahren Bedarfsfeststellung

Das Verfahren zur Feststellung des Reservebedarfs hat sich grundsätzlich bewährt. Allerdings hat sich auch gezeigt, dass einige Verfahrensschritte wesentlich mehr Zeit in Anspruch nehmen als erwartet. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur haben daher eine Anpassung der Fristen vorgeschlagen, insbesondere sollte die Abstimmung der Eingangsdaten, Annahmen und Parameter bereits zum 30. Oktober eines jeden Jahres erfolgen.

5.3.3 Vertragslaufzeiten

Bisher sieht § 5 Abs. 1 S. 2 ResKV vor, dass Verträge für höchstens 24 Monate geschlossen werden. Insoweit besteht ein Gleichlauf mit den Regelungen in §§ 13a und 13c EnWG. Nur in begründeten Ausnahmefällen ist eine längere Vertragslaufzeit zulässig. Um die Planungssicherheit, sowohl für die Anlagenbetreiber als auch für die Übertragungsnetzbetreiber, zu erhöhen, erscheint es angebracht die mögliche Vertragslaufzeit zu flexibilisieren und auch längere Laufzeiten zuzulassen.

5.3.4 Neubaubedarf erst nach dem Interessenbekundungsverfahren bestimmen

Das zur Beschaffung der Netzreserve in § 4 ResKV geregelte Interessenbekundungsverfahren hat sich zwischen den beteiligten Anlagenbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur bewährt und sollte fortgeführt werden. Bisher konnte der Reservebedarf stets mit den Angeboten gedeckt werden, die im Interessenbekundungsverfahren abgegeben wurden. Insbesondere lag bisher bei jedem Interessenbekundungsverfahren die angebotene Kraftwerksleistung deutlich über dem tatsächlich offenen Reservebedarf. Eingeschränkt mit diesem Verfahren vereinbar erscheint jedoch die Vorgabe, wonach über einen Neubaubedarf bereits vor Durchführung des Interessenbekundungsverfahrens zu entscheiden ist. Diese Reihenfolge sollte genauer überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

5.4 Ausblick

Die beschriebenen Maßnahmen sind als Übergangsinstrumente konzipiert. Während die volkswirtschaftlich langfristig sinnvollste Lösung nicht ohne einen weiteren deutlichen Netzausbau funktionieren wird, können möglicherweise mittelfristig, gegebenenfalls in Ergänzung zur Netzreserve, weitere Maßnahmen erforderlich werden. Hierfür sind vertiefende Analysen für die nächsten Jahre erforderlich.

Dabei ist zwischen zwei Fragen zu unterscheiden: Zum einen bestehen regionale Herausforderungen im Übertragungsnetz fort, für welche die Regelungen im EnWG und der ResKV eine vorübergehende Lösung bieten. Zum anderen steht auch der Strommarkt insgesamt, insbesondere durch den Umbau der Energieversorgung, vor einem Wandel. Wie ein tragfähiges Strommarktdesign für die Energiewende zu gestalten ist, wird im Rahmen der Plattform Strommarkt diskutiert. Aus dieser Plattform werden im November 2014 ein Grünbuch sowie im Frühjahr 2015 ein Weißbuch hervorgehen. Im Rahmen dieses Prozesses werden auch die hier evaluierten Maßnahmen betrachtet und ihre mögliche Weiterentwicklung im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns insgesamt geprüft.

Die Umsetzung langfristiger Maßnahmen – sowohl was den Netzausbau als auch was das Strommarktdesign angeht – benötigt allerdings Zeit und wird bis nach 2017 in Anspruch nehmen. Dies bedeutet, dass die Maßnahmen in EnWG und ResKV weiterhin als Übergangsinstrument benötigt werden. Und auch bei Fortgeltung dieses Instruments müssen voraussichtlich weitere Herausforderungen adressiert werden: So sind die für den Einsatz ausländischer Reservekraftwerke erforderlichen Netzkuppelkapazitäten nicht in beliebiger Höhe verfügbar. Zudem werden auch im Ausland Kraftwerke endgültig stillgelegt, was gegebenenfalls das verfügbare Redispatch-Potential beeinträchtigen könnte.

Ebenso wichtig ist, dass Redispatch nicht die einzige mögliche Option darstellt, um die Systemsicherheit im Übertragungsnetz zu gewährleisten. Sollte die Differenz zwischen Handelsströmen und Transportfähigkeit der Netze noch weiter auseinanderlaufen und einen Redispatch-Bedarf erzeugen, für den – auch im Ausland – nicht ausreichend Kapazitäten vorhanden sind oder für den die fehlerfreie praktische Handhabbarkeit nicht mehr hinreichend sicher gewährleistet werden kann, müssen mittelfristig weitere Maßnahmen, wie z.B. von der Bundesnetzagentur in der Feststellung des Reservebedarfs genannt (BNetzA 2014b), geprüft werden. Diese Maßnahmen müssten implementiert werden, bis der Netzausbau in ausreichendem Maße umgesetzt worden ist.

6. Quellenverzeichnis

Bundesnetzagentur 2012: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 (BNetzA 2012)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur 2013a: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13 (BNetzA 2013a)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht130620.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur 2013b: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB (BNetzA 2013b)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15

Bundesnetzagentur 2014a: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur, Stand 23.07.2014, (BNetzA 2014a)
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

Bundesnetzagentur 2014b: Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018, Stand 02.05.2014, (BNetzA 2014b)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/FeststellungReservekraftwerksbedarf2014_2015_2016_2017_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Bundesnetzagentur 2014c: Veröffentlichung Zu- und Rückbau, Stand: 16.07.2014 (BNetzA 2014c)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_zuUndRueckbau_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=13

Bundesnetzagentur 2014d: Kraftwerksliste, Stand: 16.07.2014 (BNetzA 2014d)
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=14

Bundesnetzagentur 2014e: EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2014 (BNetzA 2014e) http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Gesamtuebersicht.pdf?__blob=publicationFile

Übertragungsnetzbetreiber 2013: Bericht zur Leistungsbilanz 2013 nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG, Stand 30.09.2013 (ÜNB 2013)www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013.pdf

www.bmwi.de