

# **EWeRK, Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Nomos-Verlag, Heft 2/2016**

## **Reservekraftwerksbedarf gemäß Bundesnetzagentur**

**Prof. Dr. L. Jarass\***

Für den Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion und damit für die Integration erneuerbaren Stroms in die Stromversorgung spielen Reservekraftwerke eine wichtige Rolle. In diesem Beitrag werden Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf dargestellt und analysiert.

Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems sind gemäß § 13 Abs. 1 EnWG durch "1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere

durch Netzschaltungen und 2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelernergie... sowie Mobi-

---

\* Der Autor ist Professor an der Hochschule RheinMain, Wiesbaden. Er hat im Energiebereich über 80 Aufsätze und 8 Bücher veröffentlicht (häufig zusammen mit Prof. OBERMAIR), zuletzt  
- Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? MV-Verlag, 2012 und Windenergie  
- Zuverlässige Integration in die Energieversorgung, Springer-Verlag, 2009. Viele dieser Veröffentlichungen können unter Publikationen/Energie abgerufen werden.

lisierung zusätzlicher Reserven zu beseitigen". Lässt sich dadurch die Versorgungssicherheit nicht wiederherstellen, so sind gemäß § 13 Abs. 2 EnWG "sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen... anzupassen".

Zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in Notfällen regelt § 1 ResKV (Reservekraftwerksverordnung) "das Verfahren der Beschaffung einer Netzreserve". "Zweck der Bildung einer Netzreserve ist die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems" gemäß § 2 ResKV. Kraftwerke, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, müssen gegen Kostenersatz vorläufig in Betriebsbereitschaft gehalten werden, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist.<sup>1</sup>

§ 3 ResKV legt fest, dass die Bundesnetzagentur "den Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve" jedes Jahr prüft. Die Bundesnetzagentur untersucht deshalb regelmäßig mögliche kritische Grenzsituationen der Stromversorgung zur Bestimmung des Reservekraftwerksbedarfs. Dabei fließen systemtechnische Analysen ein unter Anwendung einer Kombination aus europäischen Last-, Erzeugungs- und Netzzustandsannahmen.<sup>2</sup>

Reservekraftwerke dienen dem Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion insbesondere beim Ausfall eines Kraftwerks oder einer Stromleitung. Im Fall von ungeplanten Kraftwerksausfällen oder Netzüberlastungen muss der Kraftwerkeinsatz unverzüglich angepasst werden, um die Stromversorgung sicherzustellen.<sup>3</sup> Für diese Anpassungen sind die jeweiligen Netzbetreiber zuständig. Die vom Netzbetreiber vorgenommenen Anpassungen von Kraftwerkeinsätzen werden als Redispatch bezeichnet.

## 1. Reservekraftwerke gemäß Bundesnetzagentur nur für Stromüberschuss erforderlich

Bei einem Stromüberschuss übersteigt die erwartete momentane Stromproduktion den momentanen Stromverbrauch. Ein Stromüberschuss muss unverzüglich ausgeglichen werden, z.B. durch Produktionsreduzierung oder Stromexport oder Verbrauchsanpassung, sonst bricht die Stromversorgung zusammen.

### 1.1 Tatsächlicher Einsatz von Redispatch und Reservekraftwerken im Winter 2014/15

Für den Winter 2014/15<sup>4</sup> wurden von den Übertragungsnetzbetreibern insgesamt rund 3,6 GW deutsche und ausländische Netzreserve kontrahiert. Diese Netzreserve wurde im Winter 2014/15 nur für wenige Stunden abgerufen und zwar am 30. März 2015 zwischen 11:00 und 18:00,<sup>5</sup> als während des Orkantiefs NIKLAS die maximale erneuerbare Stromproduktion zwischen 14:00 und 15:00 mit 47,6 GW ihren neuen Höchstwert erreichte.<sup>6</sup>

"Diese Einspeisung führte zur Notwendigkeit erheblicher Gegenmaßnahmen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Um in der Situation ein ausreichend großes Redispatchpotenzial

zur Verfügung zu haben, wurden vom 30. März bis zum 2. April Reserven in erheblichem Umfang zum Redispatch mobilisiert. Neben der Einsenkung konventioneller Erzeugung wurden dabei auch in erheblichem Maße Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen durchgeführt. Dabei mussten bis zu 6,4% der Einspeisung aus Windenergieanlagen entschädigungspflichtig abgeregelt werden."<sup>7</sup>

Im Klartext: Diese Windstromspitzen waren nicht mehr zeitgleich zu erheblicher Kohle- und Kernenergiestromproduktion<sup>8</sup> durch das bestehende Stromnetz transportierbar. Deshalb musste die Windstromproduktion für einige Stunden von insgesamt ca. 35 GW<sup>9</sup> um bis zu 6,4%, also um bis zu 2,1 GW abgesenkt werden.

Die tatsächlich realisierte maximale Absenkung der Windstromproduktion von 2 GW betrug übrigens nur rund 20% der für den Störfall bei Stromüberschuss 2015/16 vorgesehenen Absenkung von 10,2 GW (Tab. 1, Z. (1.1), Sp. (1b)). Man sieht also, dass sich die Zahlenangaben in Tab. 1 auf einen extrem seltenen Super-Störfall beziehen. Eine derartige vorsichtige Planung ist erforderlich, damit die deutsche Stromversorgung auch bei diesen extrem seltenen Störfällen sichergestellt ist.

Die Berücksichtigung einer möglichen Kappung der erneuerbaren Stromproduktion bei Netzstörfällen ist bei der Netzplanung zwingend erforderlich, da sonst das Netz für diese seltenen Windstromspitzen und Netzstörfälle ausgelegt werden müsste. Die Berücksichtigung einer möglichen Kappung der erneuerbaren Stromproduktion bei der Netzausbauplanung wurde von der Bundesnetzagentur erstmalig für den Netzentwicklungsplan 2025 vorgegeben.<sup>10</sup>

### 1.2 Geplanter Einsatz von Redispatch und Reservekraftwerken bis Winter 2019/20

Bei der Netzplanung wird eine mögliche Netzüberlastung berücksichtigt, die verhindern würde, dass ein Teil der geplanten Kraftwerksleistung nicht mehr zum Stromverbraucher transportiert werden kann.

Tab. 1 zeigt Redispatch und Netzreserve, die gemäß Planung der Übertragungsnetzbetreiber von 2015/16 bis 2019/20 für einen Störfall bei Stromüberschuss erforderlich sind. Die vom Netzengpass betroffenen Kraftwerke müssen dann entsprechend zurückgeregelt werden<sup>11</sup> (Tab. 1, Z. (1.1) und (1.2)), was als negativer Redispatch bezeichnet wird. Diese Reduzierung der Stromproduktion muss durch andere deutsche Kraftwerke ausgeglichen werden (Tab. 1, Z. (2.1)), was als positiver Redis-

1 § 13a EnWG und § 10 ResKV; siehe hierzu auch [Fietze 2014, S. 356].

2 [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 20].

3 [BNetzA 2015, S. 9/10].

4 Zu den folgenden Zahlenangaben siehe [BNetzA 2015, S. 10-14].

5 [BNetzA 2015, Abb. 2, S. 14].

6 [BNetzA 2015, S. 12].

7 [BNetzA 2015, S. 12].

8 Zur Abschätzung der Größenordnung siehe die Werte in Tab. 2, Z. (2.1).

9 [BNetzA 2015, Abb. 1, S. 12]. In Tab. 2, Z. (2.2a), Sp. (1) wird von einer maximalen Windstromeinspeisung bei Stromüberschuss von 37 GW ausgegangen.

10 [BNetzA 2014a, S. 3].

11 Zurückregelung von Windkraftwerken v.a. in Nord- und Ostdeutschland.

patch bezeichnet wird. Diese Ersatzkraftwerke dürfen nicht von dieser in der Netzplanung berücksichtigten Netzüberlastung betroffen sein und sollten nahe bei den Stromverbrauchern liegen.

Nur falls diese Kraftwerke nicht ausreichen, also nur im sehr seltenen Notfall, werden hierfür Kraftwerke aus der deutschen (Tab. 1, Z. (2.2)) und ausländischen (Tab. 1, Z. (2.3)) Netzreserve eingesetzt.

**Tab. 1: Erforderlicher Redispatch und Reservekraftwerke bei Stromüberschuss, 2015/16 bis 2019/20**

[GW]	Winter	2015/16		2016/17		2019/20	
		(1a)	(1b)	(2a)	(2b)	(3a)	(3b)
		ohne 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	mit 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	ohne 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	mit 0,5 GW polnische Reservekraftwerke	ohne Exportbeschränkung nach Österreich	mit Exportbeschränkung nach Österreich
(1) Negativer Redispatch		-21,3	-20,3	-22,2	-21,1	-25,3	-16,7
davon							
(1.1) Absenkung Windkraftwerke		-11,2	-10,2	-12,8	-12,8	-17,1	?
(1.2) Absenkung konv. Kraftwerke*		-10,1	-10,1	-9,4	-8,3	-8,2	?
(2) Positiver Redispatch		21,3	20,3	22,2	21,1	25,3	16,7
davon							
(2.1) Deutsche Reservekraftwerke*		13,6	13,6	14,0	14,4	19,2	15,1
(2.2) Deutsche Netzreserve**		3,0	2,8	3,5	3,4	3,7	1,6
(2.3) Ausländische Netzreserve***		4,8	3,9	4,7	3,3	2,4	0,0
* Marktbasierte Kraftwerke; diese bieten ihre Leistung am Strommarkt an, z.B. an der Strombörse in Leipzig.							
** Nicht marktbasierte Reservekraftwerke; diese kommen nur im extremen Notfall zum Einsatz.							
*** Kontrahiert gemäß Reservekraftwerksverordnung (ResKV) in Österreich, Italien und Polen.							

Hinweis: In den Sp. (3a) und (3b) wird keine Unterscheidung in 'ohne' und in 'mit Nutzung polnischer Reservekraftwerke' vorgenommen, da in beiden Fällen identische Werte resultieren [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3, letzte Spalte].

Quellen: [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation, S. 3]; (Sp. 3b), Z. (1): [BNetzA 2015, S. 89].

### 1.2.1 Reservekraftwerke wegen Stromexport erforderlich

Der Bericht der Bundesnetzagentur beschreibt die Gründe für die erforderliche Netzreserve sehr klar:<sup>12</sup> "Der Starklast-Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und im südlichen Ausland (Österreich, Schweiz, Frankreich, Italien und weitere) aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein."<sup>13</sup>

Der Bericht der Bundesnetzagentur beschreibt weiter die für den Winter 2019/20 prognostizierte Situation: "Der Starklast-/Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,7 GW.<sup>14</sup> Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist. Die hohe Windenergieeinspeisung führt zu ver-

gleichsweise niedrigen Preisen im vortägigen Handel, wodurch es zu hohen Exportüberschüssen ins europäische Ausland kommt. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone bestünde insgesamt ein deutscher Exportüberschuss in Höhe von 11 GW,<sup>15</sup> der mangels Leitungskapazitäten physisch nur teilweise transportiert werden könnte und durch entsprechenden Redispatch nur ökonomisch realisiert werden würde."<sup>16</sup>

Das heißt: Der Strom wird zwar an der Börse ins Ausland verkauft, aber wegen fehlender Stromtransportkapazitäten müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber auch ohne Störfall ost- und norddeutsche Kraftwerke abregeln und (zu Lasten des deutschen Stromverbrauchers) entschädigen. Die abgeregelte Stromproduktion müssen sie dann von deutschen und ausländischen Kraftwerken, die nicht durch den Netzengpass betroffen sind, einkaufen, was wiederum zu Lasten des deutschen Stromverbrauchers geht.

In diesem Sinne ist die Aussage der Bundesnetzagentur "Insbesondere an der kritischen Situation vom 30. März bis 2. April 2015 zeigt sich die Notwendigkeit eines raschen Netzausbaus"<sup>17</sup> zu verstehen: Die für den Stromexport benötigten Reservekraftwerke könnten nämlich reduziert werden, wenn das Stromnetz ausgebaut wird und damit insbesondere auch im Störfall die am Strommarkt (Strombörse) gehandelten Strommengen gesichert ins Ausland exportiert werden können.

Reservekraftwerke sind also gemäß Bundesnetzagentur mitnichten zur Aufrechterhaltung der regionalen Stromversorgung in Süddeutschland erforderlich, sondern zur Absicherung der kontrahierten Kohlestromexporte. Durch die geplanten HGÜ-Leitungen SuedLink<sup>18</sup> und SuedostLink<sup>19</sup> wird also der Umfang der für den Stromexport benötigten Reservekraftwerke reduziert und deshalb sollen diese Leitungen gebaut werden.

### 1.2.2 Beschränkung des Stromexports reduziert erforderliche Reservekraftwerke deutlich

Bei Stromüberschuss resultiert im Winter 2019/20 bei der Unterstellung eines unbegrenzt möglichen Stromtransports nach Österreich ein deutscher Stromexport von 11 GW (Tab. 2, Z. (1.2), Sp. (3a)), bei niedriger erneuerbarer Stromproduk-

<sup>12</sup> Die Fußnoten in den folgenden Zitaten sind vom Autor zur Erläuterung eingefügt worden.

<sup>13</sup> [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

<sup>14</sup> Deutsche Höchstlast von 86 GW (Tab. 2, Z. (1.1), Sp. (3a)) plus Übertragungsverluste von 1,7 GW (Tab. 2, Z. (2.3), Sp. (3a)).

<sup>15</sup> Vgl. Tab. 2, Z. (1.2), Sp. (3a).

<sup>16</sup> [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

<sup>17</sup> [BNetzA 2015, S. 14].

<sup>18</sup> Siehe [Jarass/Jarass 2016, Tab. A2.1, Leitungen DC3 und DC5].

<sup>19</sup> [Jarass/Jarass 2016, Kap. 8.2.1(1)] zeigt auf der Basis von Daten der Bundesnetzagentur für das Zieljahr 2023, dass der SuedostLink ausschließlich zum Transport von Kohlestrom erforderlich ist.

tion hingegen ein Stromimport<sup>20</sup> von 4,2 GW (Tab. 3, Z. (2.3), Sp. (3)). Gemäß Bundesnetzagentur kommt es nach Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze "zu einem gesamtdeutschen Exportüberschuss in Höhe von immerhin noch 8,1 GW,<sup>21</sup> der grundsätzlich auch physisch transportiert werden könnte."<sup>22</sup>

Bei den Käufern des deutschen Stromexports handelt es sich im Regelfall um ausländische Stromversorger in Frankreich, Schweiz, Österreich, Italien und Südosteuropa. Diese Stromexporte werden zu fast 80% über Süddeutschland<sup>23</sup> v.a. nach Österreich und Schweiz transportiert.<sup>24</sup> Redispatch und Netzreserve sind bei Stromüberschuss, wie vorher gezeigt, keinesfalls erforderlich, um den Stromverbrauch in Süddeutschland abzusichern, sondern im Wesentlichen, um insbesondere bei einer Netz- bzw. Kraftwerksstörung die vertraglich vereinbarten Stromexporte zu ermöglichen. Mit Beschränkung der Stromexporte wird der Bedarf an Reserveleistung deutlich geringer, die Kontrahierung von ausländischen Reservekraftwerken wäre dann nicht mehr erforderlich (Tab. 1, Z. (2.3), Sp. (3b)).

Entsprechend hat die Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2025 eine Beschränkung der maximalen Stromexporte von 5,5 GW für das Jahr 2025 und von 7,5 GW für das Jahr 2035 vorgegeben.<sup>25</sup>

**Ergebnis:**

Bei einer Beschränkung der Stromexporte nach Österreich um 2,9 GW (Abb. 1c) wird der Bedarf an Reservekraftwerken um 8,6 GW reduziert (= Tab. 1, Z. (2), Sp. (3a) minus Sp. (3b)).

**1.3 Stromverbrauch und Stromproduktion bei Stromüberschuss**

Tab. 2 zeigt Stromverbrauch und Stromproduktion bei Stromüberschuss (Starklast/Starkwind) für die Winter 2015/16, 2016/17 und 2019/20. Der maximale Stromverbrauch (Jahreshöchstlast) wird dabei konstant mit 86 GW angenommen (Tab. 2, Z. (1.1)).

**Tab. 2: Stromverbrauch und Stromproduktion bei Stromüberschuss, 2015/16 bis 2019/20**

[GW]	Winter	(1)	(2)	(3a)	(3b)
		2015/16	2016/17	2019/20 ohne Exportbeschränkung nach Österreich	2019/20 mit
(1) Stromverbrauch in Deutschland		98,1	98,8	97,0	94,1
davon					
(1.1) Maximaler Stromverbrauch		86,0	86,0	86,0	86,0
(1.2) Export		12,1	12,8	11,0	8,1
(2) Stromproduktion		98,0	98,8	96,9	94,0
davon					
(2.1) Konventionelle Kraftwerke		55,4	53,1	43,3	40,4
(2.2) Erneuerbare Kraftwerke		44,1	47,4	55,3	55,3
davon					
(2.2a) Windkraftwerke		37,0	40,2	47,9	47,9
(2.3) Übertragungsverluste		-1,5	-1,7	-1,7	-1,7

Quellen: zu Sp. (1): [BNetzA 2015, Tab. 15, S. 51]; zu Sp. (2): [BNetzA 2015, Tab. 25, S. 66]; zu Sp. (3a) und (3b): [BNetzA 2015, Tab. 35, S. 85].

**Ergebnis:**

- Die konventionellen Kraftwerke speisen mit sinkender Tendenz ein (Tab. 2, Z. (2.1)), die erneuerbaren Kraftwerke mit steigender Tendenz (Tab. 2, Z. (2.2)), insbesondere Windkraftwerke (Tab. 2, Z. (2.2a)).
- Der Export beträgt rund 12 GW (Tab. 2, Z. (1.2)); nur bei einer Beschränkung des Stromhandels zwischen Österreich und Deutschland auf die tatsächlich vorhandenen deutschen Grenzkuppelleitungen<sup>26</sup> liegt er mit 8,1 GW deutlich niedriger (Tab. 2, Z. (1.2), Sp. (3b)).
- Die im Winter 2019/20 von der Bundesnetzagentur erwartete maximale erneuerbare Stromproduktion liegt mit 55,3 GW (Tab. 2, Z. (2.2), Sp. (3a) und (3b)) deutlich unter der deutschen Jahreshöchstlast von 86 GW (Tab. 2, Z. (1.1), Sp. (3a) und (3b)). Die geplante erhebliche Abregelung von Kraftwerken (Tab. 1, Z. (1), Sp. (3a) und (3b)) ist deshalb ganz überwiegend bedingt durch die konventionelle Stromproduktion zeitgleich zu einer hohen erneuerbaren Stromproduktion.<sup>27</sup>

Die Angaben der Bundesnetzagentur belegen, dass derzeit die Leitungen für den resultierenden Kohlestromexport jedenfalls im Leitungsstörfall nicht ausreichen und deshalb einzig für diesen Kohlestromexport bei einem Ausfall von deutschen Nord-Süd-Leitungen Reservekraftwerke in Süddeutschland und in Österreich/Italien kontrahiert werden müssen (zukünftig auch in Polen) und nicht etwa, weil es in Süddeutschland zu wenig Strom gibt.

**1.4 Stromexport bei Stromüberschuss**

Die Verteilung der Stromexporte auf die Nachbarländer zeigt Abb. 1:

- In den Wintern bis 2015/16 und 2016/17 wird mit einem maximalen Stromexport von über 12 GW gerechnet, im Winter 2019/20 nur noch mit 11 GW.

20 Die Bundesnetzagentur schreibt bezgl. dieses Defizits: "Das Entstehen eines solchen Handelsdefizits ist dabei noch kein ernstes Anzeichen für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch fehlende Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland. Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt." [BNetzA 2015, S. 83].

21 Vgl. Tab. 2, Z. (1.2), Sp. (3b).

22 [BNetzA 2015, S. 87]; ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

23 Aufgrund von deutschen Leitungsempässen wird ein kleiner Teil dieser Exporte über Polen und Tschechien transportiert.

24 Siehe Abb. 1.

25 [BNetzA 2014a, S. 115].

26 Die im Stromhandel kontrahierte (virtuelle) Stromleistung wird derzeit über Polen und Tschechien transportiert bzw. insbesondere im Störfall mangels ausreichender Exportleitungen von vornherein durch andere Reservekraftwerke sichergestellt.

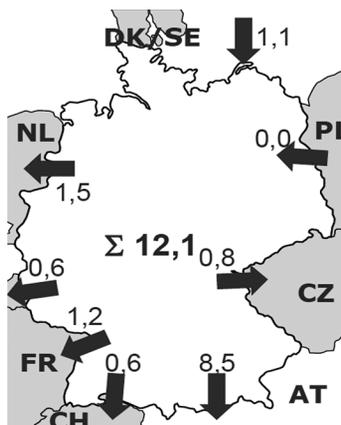
27 "Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein." [BNetzA 2015, S. 87]. Ganz ähnlich auch die BNetzA-Darstellung für 2015/16 [BNetzA 2015, S. 53] und für 2016/17 [BNetzA 2015, S. 68/69].

- Hauptabnehmerland ist in allen drei betrachteten Jahren Österreich mit gut 8 GW. Von dort wird der Strom nach Italien und nach Südosteuropa weitergeleitet. Ein Teil wird in den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert.
- Weitere Hauptabnehmerländer sind in allen drei betrachteten Jahren mit je etwa 1 GW die Niederlande, Belgien, Frankreich, Schweiz und Tschechien.
- Ein deutscher Stromüberschuss wird, wie gezeigt, durch Kohlestromproduktion zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion verursacht. Wenn in Norddeutschland viel Windstrom erzeugt wird, gilt das im Regelfall auch für Skandinavien. Teile der dortigen Windstromproduktion werden dann nach Deutschland exportiert, in den Wintern 2015/16 und 2016/17 gut 1 GW, im Winter 2019/20 schon 4,2 GW.

Wie schon erwähnt, plant die Bundesnetzagentur zur Reduzierung des Reservekraftwerksbedarfs eine Beschränkung der Stromexporte nach Österreich um 2,9 GW, vgl. Abb. 1c. Dadurch kann der Reservekraftwerksbedarf um 8,6 GW (= Tab. 1, Z. (2), Sp. (3a) minus Sp. (3b)) reduziert werden. Durch die Beschränkung der Stromexporte nach Österreich wird im Wesentlichen der deutsche Kohlestromexport zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion reduziert.

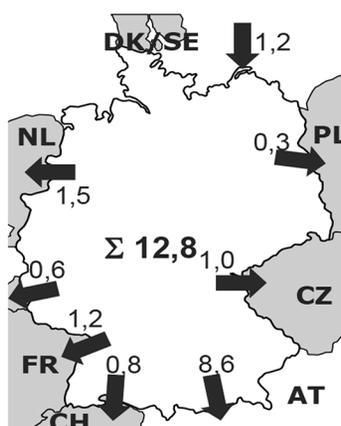
Abb. 1: Stromexporte bei deutschem Stromüberschuss, Winter 2015/16 bis 2019/20

a) Winter 2015/16



Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 11b, S. 50].

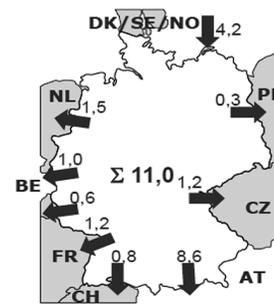
b) Winter 2016/17



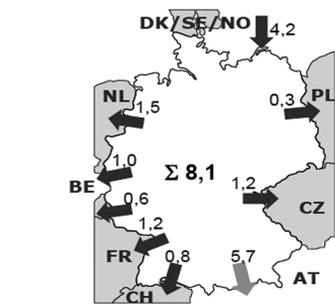
Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 16, S. 65].

c) Winter 2019/20

c1) ohne Beschränkung der Stromexporte nach Österreich



c2) mit Beschränkung der Stromexporte nach Österreich



- 2,9 GW

Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 22a, S. 84]. Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 22a, S. 84].

## 2. Reservekraftwerke gemäß Bundesnetzagentur bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion nicht erforderlich

Bei einem Stromdefizit übersteigt der erwartete momentane Stromverbrauch die mögliche momentane Stromproduktion. Ein Stromdefizit muss unverzüglich ausgeglichen werden, z.B. durch Produktionserhöhung oder Stromimport oder Verbrauchsanpassung, sonst bricht die Stromversorgung zusammen.

### 2.1 Für niedrige erneuerbare Stromproduktion keine Reservekraftwerke erforderlich

Wie in Kap. 1 gezeigt, belegen die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf, dass der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall bei Stromüberschuss auftritt und nicht bei dem im Folgenden erläuterten Fall einer niedrigen erneuerbarer Stromproduktion.<sup>28</sup> Für alle drei untersuchten Jahre, nämlich Winter 2015/16, Winter 2016/17 und Winter 2019/20, war bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion zwar Redispatch für den Störfall erforderlich, aber keine Netzreserve, "Schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken"<sup>29</sup> reichten aus.

### 2.2 Stromverbrauch und gesamte Stromproduktion bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion

Bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion müssen zusätzliche konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden. Zwar stünden hierfür neben deutschen Kohlekraftwerken grundsätzlich ausreichend viele deutsche Gaskraftwerke zur Verfügung, diese sind aber gegenüber ausländischen Kohlekraftwerken betriebswirtschaftlich nicht konkurrenzfähig. Deshalb wird

28 2015/16: [BNetzA 2015, S. 52, Tab. 16, S. 52]; 2016/17: [BNetzA 2015, S. 67, Tab. 26, S. 68]; 2019/20: [BNetzA 2015, S. 86, Tab. 36, S. 86]; "... wurde... explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute alleine mittels topologischer Maßnahmen, also Schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken beherrschbar."

29 2015/16: [BNetzA 2015, S. 52, Tab. 16, S. 52]; 2016/17: [BNetzA 2015, S. 67, Tab. 26, S. 68]; 2019/20: [BNetzA 2015, S. 86, Tab. 36, S. 86]. Zur Höhe des erforderlichen Redispatches werden keine Angaben gemacht.

bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion ausländischer Strom importiert.

Die Bundesnetzagentur weist zu Recht darauf hin, dass das Entstehen eines Handelsdefizits kein Anzeichen für mangelnde Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland ist. "Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass die, verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark, günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt."<sup>30</sup>

Tab. 3 zeigt Stromverbrauch und gesamte Stromproduktion bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion in Deutschland für die Winter 2015/16, 2016/17 und 2019/20. Der maximale deutsche Stromverbrauch (‘Jahreshöchstlast’) wird dabei von der Bundesnetzagentur konstant mit 86 GW angenommen (Tab. 3, Z. (1)).

**Tab. 3: Stromverbrauch und gesamte Stromproduktion bei niedriger erneuerbaren Stromproduktion, 2015/16 bis 2019/20**

[GW]	Winter	(1) 2015/16	(2) 2016/17	(3) 2019/20
(1) Maximaler Stromverbrauch in Deutschland		86,0	86,0	86,0
(2) Stromproduktion		86,0	86,0	86,1
davon				
(2.1) Konventionelle Kraftwerke		77,8	77,7	75,7
(2.2) Erneuerbare Kraftwerke		7,1	7,2	7,5
davon				
(2.2a) Windkraftwerke		0,0	0,0	0,0
(2.3) Import		2,1	2,4	4,2
(2.4) Übertragungsverluste		-1,0	-1,3	-1,3

Quellen: zu Sp. (1): [BNetzA 2015, Tab. 15, S. 51]; zu Sp. (2): [BNetzA 2015, Tab. 25, S. 66]; zu Sp. (3): [BNetzA 2015, Tab. 35, S. 85].

**Ergebnis:**

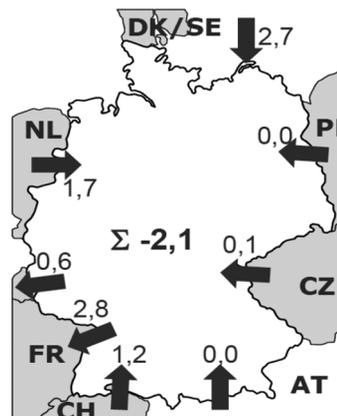
- Die konventionelle Stromproduktion ist mit rund 77 GW in allen betrachteten Wintern fast gleich hoch (Tab. 3, Z. (2.1)) wie auch die erneuerbare Produktion mit gut 7 GW (Tab. 3, Z. (2.2)).
- Das wachsende Stromdefizit wird durch wachsende Importe von 2,1 GW im Winter 2015/16 bis zu 4,2 GW im Winter 2019/20 ausgeglichen (Tab. 3, Z. (2.3)).

**2.3 Stromimport bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion**

Abb. 2 zeigt die Verteilung der Stromimporte auf die Nachbarländer für die Winter 2015/16 bis 2019/20. Für den Winter 2019/20 werden gemäß Abb. 2c deutsche Stromimporte von 4,2 GW prognostiziert gegenüber Stromexporten von 11,0 GW bei Stromüberschuss gemäß Abb. 1c1.

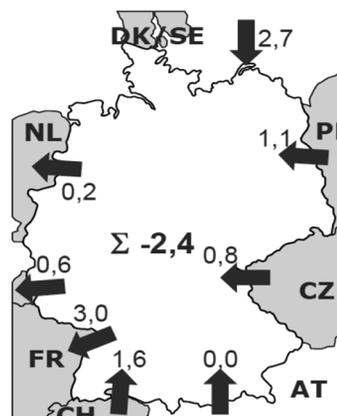
Abb. 2 : Stromimporte bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion, Winter 2015/16 bis 2019/20

a) Winter 2015/16



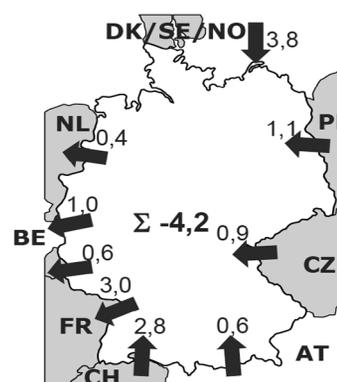
Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 11a, S. 50].

b) Winter 2016/17



Quelle: [BetzA 2015, Abb. 16a, S. 65].

c) Winter 2019/20



Quelle: [BNetzA 2015, Abb. 22a, S. 83].

**Ergebnis:**

- Für den Winter 2015/16 wurde mit einem maximalen Stromimport von 2,1 GW gerechnet, ansteigend bis auf 4,2 GW im Winter 2019/20.
- Hauptlieferländer sind Dänemark/Schweden mit 2,7 GW im Winter 2015/16, ansteigend auf 3,8 GW inkl. Norwegen im Winter 2019/20, sowie die Schweiz aus ihren Speicherkraftwerken mit 1,2 GW im Winter 2015/16, ansteigend auf 2,8 GW im Winter 2019/20.

30 [BNetzA 2015, S. 65/66].

- Die Niederlande werden von einem Lieferland mit 1,7 GW im Winter 2015/16 zu einem Strombezugsland mit 0,4 GW im Winter 2019/20.
- Weitere Lieferländer ab Winter 2016/17 sind Polen mit 1,1 GW und Tschechien mit 0,8 GW.

### 3. Stromüberschuss versus Stromdefizit

Tab. 4 zeigt für die möglichen Kombinationen aus Stromproduktion und Stromverbrauch, ob gemäß Bundesnetzagentur Redispatch und Reservekraftwerke erforderlich sind. Entgegen aller Erwartungen ist gemäß Bundesnetzagentur nicht etwa ein Stromdefizit ein Problemfall, sondern vielmehr ein Stromüberschuss.

**Tab. 4:** Nicht Stromdefizit ist gemäß Bundesnetzagentur ein Problemfall, sondern Stromüberschuss

Problemfälle laut Bundesnetzagentur bis 2019/2020		(1) hoher Stromverbrauch	(2) niedriger Stromverbrauch
(1) <b>hohe erneuerbare Stromproduktion</b>	(1a) plus <b>hohe</b> deutsche Kohlestromproduktion	<b>Stromüberschuss:</b> wegen Kohlestromexport Reservekraftwerke erforderlich	kommt nicht vor
	(1b) <b>niedrige</b> deutsche Kohlestromproduktion	kein Problemfall	kein Problemfall
(2) <b>niedrige erneuerbare Stromproduktion</b>	(2a) plus <b>hohe</b> deutsche Kohlestromproduktion	<b>Stromdefizit:</b> nur Redispatch erforderlich	kein Problemfall
	(2b) <b>niedrige</b> deutsche Kohlestromproduktion	kommt nicht vor	kein Problemfall

#### 3.1 Warum sind Reservekraftwerke nicht für Stromdefizit erforderlich, sondern nur für Stromüberschuss?

Gemäß Bundesnetzagentur kann eine Gefährdung des Stromversorgungssystems bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion und gleichzeitig hohem Stromverbrauch (Tab. 4, Z. (2a), Sp. (1)) in jedem Fall alleine durch Änderungen beim Einsatz von vorhandenen Kraftwerken (Redispatch) ohne Erfordernis von Reservekraftwerken vermieden werden (siehe die Erläuterungen im vorherigen Kap. 4.2).

Eine hohe erneuerbare Stromproduktion bei gleichzeitig hohem Stromverbrauch (Tab. 4, Z. (1), Sp. (1)) führt eigentlich zu keiner Gefährdung des Stromversorgungssystems, soweit die hohe erneuerbare Stromproduktion von den Stromverbrauchern zeitgleich verbraucht wird.<sup>31</sup> Die Berechnungen der Bundesnetzagentur zeigen jedoch, dass nur bei hoher erneuerbarer Stromproduktion und gleichzeitig hohem Stromverbrauch Reservekraftwerke erforderlich sind (Tab. 4, Z. (1a), Sp. (1) und die Erläuterungen im vorherigen Kap. 1).

Woher kommt dieses überraschende Ergebnis?

- Bei hohem Stromverbrauch in Deutschland ist auch in den Nachbarländern der Stromverbrauch hoch.
- Bei hoher deutscher erneuerbarer Stromproduktion werden deutsche Kohlekraftwerke trotz niedriger Stromproduktionskosten wegen des Einspeisevorrangs des erneuerbaren Stroms vom deutschen Markt verdrängt.
- Damit die Kohlekraftwerke auch bei hoher erneuerbarer Stromproduktion weiterproduzieren können, wird ein

zunehmender Teil der deutschen Kohlestromproduktion ins Ausland verkauft.

- Die bestehenden deutschen Stromleitungen werden durch die laufend zugebauten erneuerbaren Kraftwerke immer stärker ausgelastet. Deshalb werden für die zunehmenden Kohlestromexporte zusätzliche Leitungen erforderlich.
- Solange diese Leitungen nicht gebaut sind, müssen für den Leitungsüberlastungsfall Reservekraftwerke in der Nähe der ausländischen Kohlestromverbraucher kontrahiert werden.

Konventionelle Kraftwerke müssen nämlich bei hoher erneuerbarer Stromproduktion laut herrschender Rechtsmeinung nicht zurückgeregelt werden, sondern haben einen Rechtsanspruch auf gesicherte Einspeisung.<sup>32</sup> Deshalb werden im benachbarten Ausland teurere konventionelle Kraftwerke zurückgefahren und billigerer deutscher Strom, v.a. deutscher Kohlestrom, wird in großen Mengen vom Ausland eingekauft.<sup>33</sup> Dieser deutsche Stromexport führt zu einer enormen Belastung des bestehenden deutschen Stromnetzes von Nord nach Süd und in wachsendem Umfang auch in Richtung Polen. Damit auch bei drohender Netzüberlastung die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden kann, werden Reservekapazitäten gesichert durch den Aufbau einer deutschen Kraftwerksreserve, deren Kraftwerke nicht am Kraftwerksmarkt teilnehmen dürfen, und, falls das nicht ausreicht, durch den Einkauf von Reservekapazitäten im Ausland.

Nach geltender deutscher Rechtslage muss hierfür von den deutschen Netzbetreibern Reserveleistung in Süddeutschland und im südlichen Ausland kontrahiert werden (Tab. 1, Z. (2.2) und Z. (2.3)), damit auch bei einer Leitungsstörung die vertraglich vereinbarte Leistung an die ausländischen Importeure geliefert werden kann. Diese Reserveleistung kann dann direkt oder indirekt genau von denjenigen ausländischen Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden, die wegen des billigen deutschen Stroms für den laufenden Betrieb nicht mehr erforderlich sind. Für die Zurverfügungstellung der Reserveleistung erhalten die ausländischen Kraftwerksbetreiber eine Vorhaltegebühr von den deutschen Netzbetreibern, die diese Gebühr über erhöhte Netzentgelte auf die deutschen Stromverbraucher überwälzen.

Die ausländischen Stromproduzenten profitieren also doppelt:

- Zum einen können sie aus Deutschland billigen Strom beziehen und ihre teureren Kraftwerke zurückfahren.
- Zum anderen können sie eben diese Kraftwerke der deutschen Stromversorgung als Reservekraftwerke anbieten und erhalten dafür ein Entgelt.

#### 3.2 Stromdefizit könnte langfristig zum Problemfall werden

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke besteht irgendwann in der Zukunft die Gefahr eines Stromdefizits bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion.

<sup>31</sup> Vgl. [Jarass/Jarass 2016, Kap. 2.2.1].

<sup>32</sup> Vgl. [Jarass/Jarass 2016, Kap. 6.1.1(2)]; siehe auch [Jarass 2014, S. 231].

<sup>33</sup> Vgl. Abb. 1.

### 3.2.1 Defizitfall 1: Zu wenig Stromleitungen

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke wird in Süddeutschland ein Stromdefizit befürchtet. Selbst wenn in Ost- und Westdeutschland noch ausreichend Reservekraftwerke vorhanden sind, könne es trotzdem in Süddeutschland bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion zu Stromdefiziten kommen, falls nicht ausreichend Leitungen zum Transport dieser Reserveleistung nach Süddeutschland zur Verfügung stehen.

Die in Kap. 1 gezeigten Untersuchungen der Bundesnetzagentur zum Reservekraftwerksbedarf zeigen aber, dass – jedenfalls bis auf Weiteres – kritische Versorgungssituationen nicht etwa bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion zu befürchten sind, sondern ausschließlich im Falle eines prognostizierten Stromüberschusses wegen Einspeisung von Kohlestrom zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion, wodurch das Stromleitungsnetz überlastet wird.

Ein europaweites Super-Stromnetz wäre extrem teuer, hätte eine sehr niedrige Benutzungsdauer und könnte überregionale Kraftwerksknappheiten bestenfalls mildern.<sup>34</sup>

Bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke wird allerdings langfristig eine hohe erneuerbare Stromproduktion auch ohne zeitgleiche Kohlestromproduktion einen Stromüberschuss und damit kritische Versorgungssituationen verursachen.

### 3.2.2 Defizitfall 2: Zu wenig Reservekraftwerke

Wegen des Ausbaus der erneuerbaren Kraftwerke resultieren immer häufiger sehr niedrige Strompreise, deshalb werden mehr und mehr ältere konventionelle Kraftwerke stillgelegt:

- So sind nach BDEW-Angaben<sup>35</sup> derzeit in Deutschland insgesamt 74 konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 33 GW geplant, genehmigt oder im Bau, aber mittlerweile stünden davon 39 Projekte auf der Kippe, während 2014 erst 32 Projekte gefährdet waren und 2013 gar nur 22. Zudem seien 50 bestehende Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.
- In den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 wurde zur CO<sub>2</sub>-Einsparung beschlossen, schrittweise 2,7 GW Braunkohlekraftwerksleistung bis 2020 in die deutsche Netzreserve zu überführen und bis 2024 endgültig stillzulegen.<sup>36</sup>

Nach Stilllegung der Kernkraftwerke und vieler älterer Kohlekraftwerke bei gleichzeitig geringem Neubau<sup>37</sup> könnte also zumindest mittelfristig zusätzlich zum Problemfall Stromüberschuss ein Stromdefizit zum Problemfall werden, zumindest in Süddeutschland. Bei einer laufenden Stilllegung von konventionellen Kraftwerken ohne nennenswerten Neubau stehen dann nicht mehr genug Reservekraftwerke zur Verfügung, sodass zukünftig bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion ein Stromdefizit drohen könnte.

In keinem Fall kann internationaler Stromhandel überregionale konventionelle Kraftwerksknappheiten und dadurch verursachte kritische Versorgungssituationen beheben. Spätestens dann ist also der Bau zusätzlicher Reservekraftwerke insbesondere in Süddeutschland erforderlich.

### 3.3 Fazit

Nicht etwa eine niedrige erneuerbare Stromproduktion, sondern vielmehr ein erwarteter Stromüberschuss führt zu Gefährdungen bei der Stromversorgung. In den nächsten Jahren sind Reservekraftwerke nicht bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion, sondern vielmehr ausschließlich zur Absicherung des Kohlestromexports bei einem Stromüberschuss erforderlich. Bei niedriger erneuerbarer Stromproduktion ist nur ein Redispatch von Kraftwerken erforderlich, wofür die am Markt vorhandenen Reservekraftwerke ausreichen.

Deutsche Stromverbraucher bezahlen also für Reservekraftwerke und Netzausbau, die nur für den Kohlestromexport erforderlich sind. In der Öffentlichkeit wird aber der Eindruck erweckt, dass diese Reservekraftwerke für die Absicherung der süddeutschen Stromversorgung erforderlich seien.

### Quellen:

- [BDEW 2015]  
BDEW-Kraftwerksliste 2015: Inzwischen 53 Prozent aller geplanten Kraftwerksneubauten in Frage gestellt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW, 13. April 2015.  
<https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-kraftwerksliste-2015-veroeffentlicht-de> (29.1.2016)
- [BNetzA 2014a]  
Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 19. Dezember 2014.  
[http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen\\_2025\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile) (30.1.2016)
- [BNetzA 2015]  
Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. April 2015.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_1516\\_1617\\_1920.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (29.1.2016)
- [BNetzA 2015, Ergebnisdokumentation]  
Ergebnisdokumentation. Systemanalysen der deutschen ÜNB gemäß ResKV. 30. April 2015.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Systemanalyser\\_UeNB\\_1516\\_1617\\_1920.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Systemanalyser_UeNB_1516_1617_1920.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (30.1.2016)
- [Eckpunkte 2015]  
Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende – Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 01. Juli 2015.  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (2.1.2016)
- [Fietze 2014]  
Fietze D: Vorläufiges Stilllegungsverbot und Weiterbetrieb „systemrelevanter Anlagen“ – Rechtsfragen der Stilllegung von Kraftwerken. EWeRK – Zeitschrift für Energie- und Wettbewerbsrecht, Nomos-Verlag, Heft 6/2014, S. 351-358.

<sup>34</sup> [Jarass/Jarass 2016, Kap. 3.3.2].

<sup>35</sup> [BDEW 2015].

<sup>36</sup> [Eckpunkte 2015, S. 7].

<sup>37</sup> Siehe z.B. [Jarass/Jarass 2016, Tab. 1.3 und 1.4].

---

[Jarass 2014]

Jarass L: Rechtliche Defizite fördern überdimensionierten Stromnetzausbau. Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 3/2014, S. 231-233.

[Jarass/Jarass 2016]

Jarass A, Jarass L: Integration von erneuerbarem Strom. Stromüberschüsse versus Stromdefizite, mit Netzentwicklungsplan 2025. MV-Verlag, Münster, März 2016.