

**Working Paper Series**

**Die Versorgungssicherheit des deutschen  
Kraftwerkparcs**

Christoph Müller

Working Paper No. 6

06/2011

# Die Versorgungssicherheit des deutschen Kraftwerksparks

Christoph Müller, EnBW<sup>1</sup>

**Die Diskussion um die Versorgungssicherheit der Stromversorgung wird in Deutschland intensiv geführt. Obwohl eine quantitative Fundierung möglich wäre, ist eine analytische Betrachtung der Versorgungssicherheit bisher nicht erfolgt, oder hat zumindest keinen Widerhall in der öffentlichen Debatte gefunden. Ausfallstunden (engl. Loss-of-Load-Hours) pro Jahr können als Maß der Versorgungssicherheit des deutschen Kraftwerksparks dienen. Die Ausfallstunden sollten an zentraler Stelle, z.B. durch die Bundesnetzagentur, berechnet werden. In einer Abschätzung zeigt sich, dass mit dem Ausstieg aus der Kernenergie bei ansonsten unverändertem Kraftwerkspark ein deutlicher Anstieg der Ausfallstunden pro Jahr einhergeht.**

Die Debatte um den Weiterbetrieb der deutschen Kernkraftwerke wird seit der Katastrophe von Fukushima von der deutschen Politik mit dem Ziel geführt, einen zügigen Ausstieg aus der Kernenergie zu erreichen. Im März 2011 wurden sieben Kernkraftwerke vom Netz genommen, ohne dass es – jenseits einer Marktpreiserhöhung um ca. €5/MWh – kurzfristig spürbare Auswirkungen gegeben hat. Darin sehen einige den praktisch erbrachten Beweis, dass man sofort und vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernenergie verzichten kann. Andere betonen den Verlust von Grundlastenergie und sehen die Ablösung von Kernenergie durch Stromerzeugung aus Wind und Sonne als den sicheren Weg in den Stromausfall.

---

<sup>1</sup> Christoph Müller, EnBW Trading GmbH, chr.mueller@enbw.com; der Artikel ist angenommen für die et - Energiewirtschaftlichen Tagesfragen, voraussichtliches Erscheinen in Ausgabe 8/2011.

In Bezug auf die kurzfristig erfolgte Abschaltung der sieben älteren Kernkraftwerke im März 2011 ist zunächst festzuhalten, dass diese schon seit langem ungefähr so geplant war. Der Kernenergiekonsens der Rot-Grünen Bundesregierung mit den vier großen Stromerzeugern aus dem Jahr 2000 sah bereits vor, dass diese sieben Blöcke in den Jahren 2011 und 2012, energiewirtschaftlich betrachtet also gewissermaßen „zu einem Zeitpunkt“, vom Netz gehen. Die quasi gleichzeitige Abschaltung der sieben Kernkraftwerke war also über 10 Jahre Basisannahme und Zielstellung für alle Netz- und Kraftwerksplanungen.

In Bezug auf den „sicheren Stromausfall“ ist festzustellen, dass der Austausch einer vergleichsweise sicher verfügbaren Grundlastkapazität allein durch witterungsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonne die Versorgungssicherheit natürlich verschlechtern würde. Ob dies auch tatsächlich ein Problem ist, bleibt allerdings offen – es ist theoretisch nicht ausgeschlossen, dass das Niveau der Versorgungssicherheit immer noch ausreichend hoch ist.

Insgesamt gewinnt man den Eindruck, dass die Debatte um die Versorgungssicherheit der Stromerzeugung in Deutschland vergleichsweise emotional geführt wird. Dabei ist dies gar nicht notwendig, denn die Frage nach der Versorgungssicherheit ist durchaus einer quantitativen Analyse zugänglich. Die Versorgungssicherheit des Kraftwerksparks eines Energieversorgers oder auch eines Landes lässt sich quantitativ bestimmen. Und damit können auch die Auswirkungen von Veränderungen in der Struktur des Kraftwerksparks berechnet werden. Es muss hier also nicht um „gefühlte Effekte“ gehen; diese Effekte sind konkret bestimmbar.

Dieser Artikel zeigt die Methodik zur Bestimmung der Versorgungssicherheit eines Kraftwerksparks auf, modelliert diese exemplarisch für den aktuellen deutschen Kraftwerkspark und zeigt die Effekte eines partiellen bis vollständigen Ausstiegs aus der Kernenergie auf. Dabei wird der Vorschlag unterbreitet, in der Diskussion um die Zukunft der Energieversorgung den Aspekt Versorgungssicherheit stärker an quantitativen Kriterien auszurichten. Dem Ziel einer sachlichen Diskussion folgend werden die Annahmen der exemplarischen Modellierung aufgezeigt. Das zugrunde gelegte Modell (in Excel) stellt der Autor auf Anfrage gerne zur Verfügung.

### Die quantitative Bestimmung der Versorgungssicherheit

In der deutschen Diskussion wird in Bezug auf die Versorgungssicherheit eines Kraftwerksparks in der Regel auf die Reservekapazität eines Kraftwerksparks abgestellt, d.h. auf den Anteil der Gesamtkapazität, der über die Spitzenlast hinausgeht.<sup>2</sup> Ausfallwahrscheinlichkeiten werden dabei statisch berücksichtigt, d.h. ein Kohlekraftwerksblock mit einer Kapazität von 500 MW und einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 15% wird mit  $500 \cdot (1 - 0,15) = 435 \text{ MW}$  modelliert. Dieses Vorgehen ist vertretbar bei einer ausreichend großen Anzahl von Blöcken mit vergleichsweise hohen planbaren Verfügbarkeiten (d.h. niedrigen „Ausfallwahrscheinlichkeiten“). Schwierig wird es bei niedrigeren planbaren Verfügbarkeiten, wie dies bei Wind und Photovoltaik mit jeweils rund 20% der Fall ist. Es ist dann gleichermaßen unzweckmäßig, durch Ansatz des Erwartungswerts 20% der Kapazität der Windstromerzeugung als „gesichert“ anzusehen, wie wegen der hohen Ausfallwahrscheinlichkeit die Windstromerzeugung einfach gar nicht zu berücksichtigen.

Man kann sich von dieser statischen Betrachtungsweise lösen, in dem stärker auf die Ausfallwahrscheinlichkeiten abgestellt wird. Die betrachtete Frage wird – einfach gesprochen – von „Kann erwartet werden, dass die Nachfrage gedeckt wird?“ auf „Mit welcher Wahrscheinlichkeit wird die Nachfrage gedeckt?“ geändert. Die erste Frage lässt letztlich nur die binären Antwortmöglichkeiten „Ja“ und „Nein“ zu. Die zweite Frage erlaubt differenzierte Betrachtungen. Wird auf eine Jahresbetrachtung abgestellt, sind folgende Betrachtungsweisen für die Frage nach der Wahrscheinlichkeit der Nachfragedeckung denkbar:

- Die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kraftwerkspark die Spitzenlast eines Jahres abdecken wird. Das Bundeswirtschaftsministerium definiert hier eine Zielgröße von 99%.<sup>3</sup> Bei dieser Betrachtung wird sehr auf den Zeitpunkt der Spitzenlast abgestellt

<sup>2</sup> Vgl. beispielsweise S. Kohler, Studie „Entwicklung der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020, Vortrag auf der Konferenz Kraftwerke und Netze für eine nachhaltige Energieversorgung.“ Berlin, 27.11.2008, Prognos, EWI, GWS, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel, Köln, Osnabrück, 27.8.2010, insb. S. 183ff., J. Nitsch, Leitstudie 2008, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Oktober 2008.

<sup>3</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, Januar 2011, S. 9. Dem Bericht liegt ein Gutachten von Consentec zugrunde; Consentec, Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Abschlussbericht 30. September 2010. Laut Gutachten wird bei der Berechnung

und damit entsprechend die Situation im übrigen Jahr vernachlässigt. Für eine grundsätzliche Betrachtung der Versorgungssicherheit greift diese Kennzahl daher zu kurz.

- Die Wahrscheinlichkeit, mit der zu wenigstens einem Zeitpunkt in einem Jahr die Last nicht gedeckt wird. Diese Kennzahl schlägt sehr schnell an, d.h. auch Kraftwerksparks mit einem hohen Anteil an Reservekapazität können hier schnell hohe Werte zeigen. Theoretisch gibt diese Kennzahl an, mit welcher Wahrscheinlichkeit mit einem Stromausfall zu rechnen ist – in der Praxis gibt es diverse „allerletzte Maßnahmen“, zum Beispiel (ungeplanter) Stromimport oder kurzzeitiges Fahren von Kraftwerken in Überlast, die diese Kennzahl entschärfen. Für diese Kennzahl gibt es keine Zielgröße des Bundeswirtschaftsministeriums.
- Der Erwartungswert für die Anzahl der Stunden in einem Jahr, in denen die Last nicht gedeckt wird. Die Anzahl der Ausfallstunden wird insbesondere von den Stunden mit (annähernder) Jahreshöchstlast getrieben, aber auch alle anderen Stunden des Jahres fließen hier mit ein. Die Ausfallstunden liefern auch in sich verschlechternden Situationen weiter aussagekräftige Kennzahlen – anders als die Wahrscheinlichkeit, dass in mindestens einer Stunde die Last nicht gedeckt wird; diese strebt zügig gegen 100% und verbleibt dann dort. Die Ausfallstunden steigen weiter und erlauben so auch für eine weiter sinkende Versorgungssicherheit eine differenzierte Betrachtung. Eine typische Zielgröße für die Ausfallstunden ist „ein Tag in 10 Jahren“, d.h. 2,4 Stunden pro Jahr.<sup>4</sup> Eine Zielgröße für Deutschland ist nicht definiert.

Die Verwendung der Ausfallstunden eines Jahres als Kenngröße für die Versorgungssicherheit ist international weit verbreitet und hat eine hohe praktische Bedeutung. Die Kapazitätzahlungen im Strommarkt von England & Wales in den Jahren 1990 bis 2000 beruhten beispielsweise auf einer Berechnung der Ausfallstunden.<sup>5</sup> Die Erfassung der Versorgungssicherheit über die Ausfallstunden kann ein nützlicher Ansatz sein, um die Debatten zu versachlichen, Probleme zu identifizieren und unnötige Ängste aufzulösen. Im Weiteren wird daher zunächst die

---

auf Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kraftwerke abgestellt, nähere Angaben zur Methodik, zur Sensitivität der Ergebnisse o.ä. finden sich aber nicht.

<sup>4</sup> Vgl. Pacificorp, Stochastic Loss of Load Study for the 2011 Integrated Resource Plan, S. 10.

<sup>5</sup> Vgl. The Electricity Pool, A Users' Guide to Pool Rules, Issue 2.00, London, 1996, Seite 103ff. Kritisch zu diesen Kapazitätzahlungen: C. Robinson, Profit, Discovery, Entry: The Case of Electricity, in M. E. Beesley (Editor), Regulation Utilities: A time for change?, London, 1996, Seite 121f.

theoretische Herleitung der oben erläuterten drei Kennzahlen dargestellt. Anschließend werden diese für die deutsche Stromwirtschaft im Jahr 2010 beispielhaft bestimmt.

#### Die Berechnung von Versorgungssicherheit

Für einen heterogenen Kraftwerkspark mit verschiedenen Kraftwerkstypen und entsprechend verschiedenen Ausfallwahrscheinlichkeiten lassen sich die drei Kennzahlen in einem iterativen Prozess bestimmen.<sup>6</sup> Hierbei sei  $P(X)$  die Wahrscheinlichkeit, dass in einem Kraftwerkspark *genau*  $X$  MW Leistung ausfallen. Ausgangspunkt ist ein Kraftwerkspark mit Null MW Kapazität. Dieser Kraftwerkspark bedient eine Nachfrage von  $D=0$  MW mit 100% Sicherheit, alle anderen Nachfragen werden sicher nicht bedient, d.h.  $P(D>0)=0\%$ . Dieser Kraftwerkspark wird dann schrittweise um jeden Block erweitert, wobei immer die Ausfallwahrscheinlichkeiten des neuen Kraftwerksparks als Kombination des alten Kraftwerksparks und des einen neuen Blocks bestimmt wird. Hat der neue Block eine Kapazität von  $K$  MW und eine Ausfallwahrscheinlichkeit von  $f$ , ergeben sich die Ausfallwahrscheinlichkeiten des neuen Kraftwerksparks wie folgt:

$$(1) \quad \begin{aligned} P^{\text{neu}}(X) &= P^{\text{alt}}(X) \cdot (1-f) + P^{\text{alt}}(X-K) \cdot f & \text{wenn } X \geq K \\ P^{\text{neu}}(X) &= P^{\text{alt}}(X) \cdot (1-f) & \text{wenn } X < K \end{aligned}$$

Dies wird so oft wiederholt, bis alle Kraftwerksblöcke hinzugefügt sind und  $P(X)$  die Wahrscheinlichkeit darstellt, dass *genau*  $X$  MW Leistung ausfallen, in welchen Kombinationen der vorhandenen Blöcke auch immer.

Mit Hilfe von  $P(X)$  kann dann auch die Wahrscheinlichkeit bestimmt werden, dass eine Nachfrage von  $D$  MW Leistung bedient werden kann. Hierzu werden alle Erzeugungskombinationen addiert, in denen so viele Kraftwerke ausfallen, dass die Nachfrage von  $D$  MW Leistung nicht mehr bedient werden kann. Wird diese Summe dann von 100% abgezogen erhält man die Wahrscheinlichkeit  $F(D)$ , mit der der Kraftwerkspark  $D$  MW Nachfrage nicht bedienen kann, also

$$(2) \quad F(D) = 1 - \sum_{n=0}^{G-D} P(n)$$

wobei  $G$  die Gesamtkapazität des Kraftwerksparks ist.

---

<sup>6</sup> Der hier verwendete Ansatz folgt H. G. Stoll, Least-cost electric utility planning, New York, 1989, Seite 321ff.

Mit Hilfe von  $V(D)$ , definiert als  $V(D)=1-F(D)$ , lassen sich dann die o.a. drei Kennzahlen für Versorgungssicherheit bestimmen, im weiteren  $A_1$ ,  $A_2$  und  $A_3$ .

- Die Wahrscheinlichkeit, mit der die Jahreshöchstlast  $D_{\max}$  gedeckt wird:

$$(3) \quad A_1 = V(D_{\max})$$

- Die Wahrscheinlichkeit, dass in wenigstens einer Stunde im Jahr die Nachfrage nicht gedeckt wird:

$$(4) \quad A_2 = 1 - \prod_{n=1}^{8760} V(D_n)$$

- Die Ausfallstunden pro Jahr:

$$(5) \quad A_3 = \sum_{n=1}^{8760} V(D_n)$$

Für die Berechnung der Kennzahlen sind bei der Modellierung eine Reihe von Annahmen notwendig.

#### Notwendige Annahmen zur Bestimmung der Versorgungssicherheit

Bei der hier angestellten Betrachtung geht es insbesondere um die langfristige Versorgungssicherheit, d.h. die Frage, mit welcher Wahrscheinlichkeit wird die Stromnachfrage in zwei oder drei Jahren gedeckt. Entsprechend werden bei der folgenden Modellierung Ausfallwahrscheinlichkeiten angesetzt, die Revisionen berücksichtigen. Dies erhöht die Ausfallwahrscheinlichkeiten, denn zu welchem genauen Zeitpunkt in drei Jahren eine Revision stattfinden wird lässt sich heute zwar planen, aber nicht exakt vorhersagen. Kürzere Betrachtungszeiträume würden die Versorgungssicherheit der großtechnischen Erzeugung relativ zu der erneuerbaren Erzeugung erhöhen. Es ist gut abschätzbar, dass ein Block in den nächsten sechs Wochen keine Revision braucht – das Windaufkommen oder die Sonnenintensität sind auf diesen Zeitraum aber nur schlecht prognostizierbar. Die angesetzten Ausfallwahrscheinlichkeiten sind für die einzelnen Primärenergieträger in Tabelle 1 zusammen mit den im Modell verwendeten Kapazitäten angegeben.

Primärenergieträger	Kapazität in 2010 (GW)	Ausfallwahrscheinlichkeit (%)
Biomasse <sup>7</sup>	3 (5)	0%
Wasser	5	5%
Pumpspeicher	6	5%
Kernenergie	20	10%
Braunkohle	20	12%
Steinkohle	25	12%
Erdgas	20	9%
Heizöl	6	9%
Sonst. Konventionelle	3	12%
Wind	27	78%
Photovoltaik (nur tagsüber)	17	79%
Summe	152 (154)	

*Tabelle 1: Kapazitäten und Ausfallwahrscheinlichkeiten<sup>8</sup>*

In Bezug auf die Ausfallwahrscheinlichkeit der erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind ist zum einen zu berücksichtigen, dass es sich um eine große Zahl dezentraler Anlagen handelt, was prinzipiell die Versorgungssicherheit erhöht. Gleichzeitig sind die Ausfallwahrscheinlichkeiten korreliert – steht ein Windrad in der Nähe von Emden wegen Windstille, wird mit Sicherheit auch das Nachbarwindrad stehen und mit einer sehr großen Wahrscheinlichkeit auch die übrigen Windräder im Großraum Emden und im nördlichen Niedersachsen. Im Modell ist dies darüber gelöst, dass die Stromerzeugung aus Wind in größeren Erzeugungsblocken von 3 GW abgebildet ist. Das richtige Vorgehen ist sicher zu diskutieren – kleinere Blöcke würden eine nicht vorhandene stochastische Unabhängigkeit für eine zunehmende Anzahl von Erzeugungsanlagen unterstellen, größere Blöcke eine zu diskrete Einsatzstruktur (würde man gedanklich alle Windräder als einen einzigen Block betrachten, dann gäbe es nur die beiden Erzeugungssituation „an“ mit 27 GW Windleistung und „aus“ mit null GW Windleistung; in der Realität ist dies natürlich nicht der Fall). Für Photovoltaik ist daneben zu berücksichtigen, dass der „Ausfall“ der Erzeugung in der Nacht nicht ungeplant ist. Dies lässt sich in der Modellierung vergleichsweise einfach über eine getrennte Abbildung der Tag- und Nachtstunden erfassen. Auch dies kann verfeinert

<sup>7</sup> Da es sich bei der Biomasse um sehr kleine Anlagen mit typischerweise geringer ungeplanter Ausfallwahrscheinlichkeit handelt, wurde hier vereinfachend 0% angesetzt. Dafür wurde die Leistung auf das Grundlastäquivalent der Erzeugung in 2010 reduziert.

<sup>8</sup> Kapazitäten nach BDEW, [www.bdew.de](http://www.bdew.de). Die Ausfallwahrscheinlichkeiten für die großtechnische Erzeugung nach VGB PowerTech, Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1997 – 2006, VGB-TW-103-V, Essen, 2007. Abgestellt wurde in allen Fällen auf die „Zeitverfügbarkeit“ der einzelnen Kraftwerksklassen (vgl. VGB PowerTech, a.a.O., S. 5) im Jahresdurchschnitt 1997 bis 2006. Die Ausfallwahrscheinlichkeiten für Wind nach J. Nitsch, a.a.o., S. 75.



werden, da die Wahrscheinlichkeiten der Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Morgen- und Abendstunden anders als in den Mittagsstunden sind.

Weiterhin ist Deutschland kein Inselnetz. Wenn der deutsche Kraftwerkspark nicht ausreicht die deutsche Last zu decken, dann kann begründet darauf gehofft werden, dass Erzeugung aus Frankreich, den Niederlanden, Schweiz, Österreich, Dänemark, der Tschechischen Republik oder Polen einspringen wird. Die Frage des Einbezugs der Kuppelstellen ist dabei in Zusammenhang mit dem angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit zu sehen. Wird eine rein nationale Betrachtung vorgenommen, können im Wissen um den europäischen Verbund auch niedrigere Zielwerte für das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit akzeptabel sein. Da die deutsche Stromwirtschaft in den letzten Jahren mehr exportiert als importiert hat, ist es zumindest bedenkenswert, in welchem Umfang sich die Nachbarstaaten bei der Festlegung ihres jeweiligen Versorgungssicherheitsniveaus auf eine gute Versorgungssicherheit in Deutschland verlassen haben.<sup>9</sup> Bei der weiteren Modellierung wird daher eine rein nationale Betrachtung ohne Berücksichtigung von Kuppelstellen vorgenommen.

Neben dem Kraftwerkspark ist auch die Netzsituation zu berücksichtigen. Nicht nur Kraftwerke können ausfallen, sondern auch Netzanlagen. Bei einer rein auf den Kraftwerkspark abstellenden Betrachtung wird implizit unterstellt, dass das Netz eine Kupferplatte ist, die jede Allokation der erzeugenden Kraftwerkseinheiten abbilden kann. Eine Berücksichtigung der Netzinfrastruktur wird daher die Versorgungssicherheit auf keinen Fall erhöhen, sondern nur reduzieren. Die im Weiteren vorgenommene Modellierung ist also bei integrierter Betrachtung eine Obergrenze für die Versorgungssicherheit.<sup>10</sup>

#### Die Modellierung des deutschen Kraftwerksparks 2010

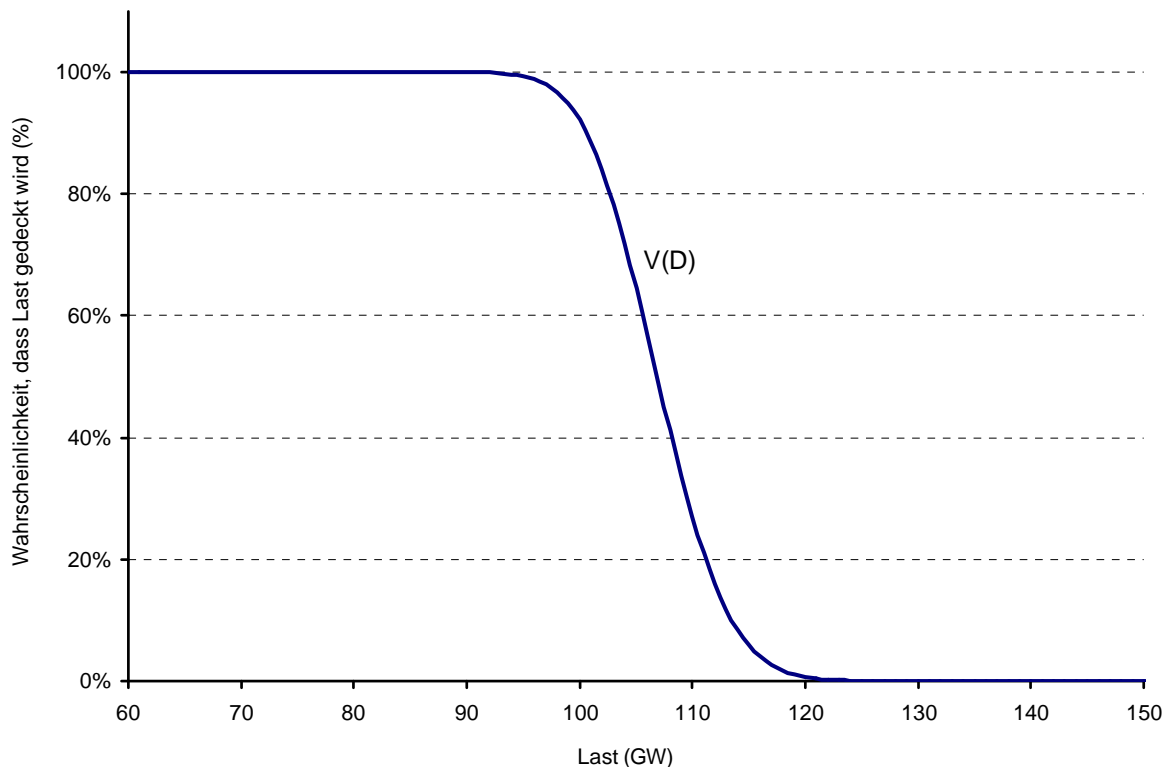
Auf Basis der oben beschriebenen Vorgehensweise zur Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeiten eines Kraftwerksparks und unter den im letzten Abschnitt getroffenen Annahmen lassen sich bereits mit einem einfachen Excelmodell

---

<sup>9</sup> Vgl. BDEW, [www.bdew.de](http://www.bdew.de).

<sup>10</sup> Zur Bedeutung der Netzsituation auf die Versorgungssicherheit in Deutschland siehe [Bundesnetzagentur](#), Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Kennzahlen der Versorgungssicherheit der deutschen Stromerzeugung im Jahr 2010 näherungsweise ermitteln. Mit diesem Modell können dann auch Veränderungen in der Versorgungssicherheit durch einen (schnelleren) Ausstieg aus der Kernenergie bestimmt werden. Abbildung 1 zeigt die Versorgungssicherheit des modellierten deutschen Kraftwerksparks für 2010.



*Abb. 1: Versorgungssicherheit des dt. Kraftwerksparks 2010*

In Abbildung 1 ist erkennbar, dass eine Nachfrage von zum Beispiel 80 GW mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit (~100%, bzw. im hier verwendeten Modell 99,9999997%) gedeckt wird. Ab ca. 95 GW beginnt diese Wahrscheinlichkeit zügig zu sinken. Nachfragen über 125 GW werden sehr sicher nicht mehr vom Kraftwerkspark bedient werden, obwohl die derzeitige Gesamtkapazität mit 154 GW deutlich größer ist.

Die Kurve für die Versorgungssicherheit kann nun der Stromnachfrage in Deutschland für das Jahr 2010 gegenübergestellt werden. Die Lastkurve basiert auf den BDEW Daten zur Nachfrage in Deutschland für 2010, die mit Hilfe von ENTSO-E Daten auf einen stundenscharfen Lastgang heruntergebrochen wurden. Aus der Gegenüberstellung können dann die oben definierten Werte  $A_1$  bis  $A_3$  für Deutschland

für das Jahr 2010 bestimmt werden. Die Höchstlast in 2010 von 96,7 GW konnte laut Modell mit einer Wahrscheinlichkeit von 98,1% ( $=A_1$ ) gedeckt werden. Im Jahr 2010 musste damit gerechnet werden, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 9,6% ( $=A_2$ ) mindestens eine Stunde die Last nicht gedeckt sein würde. Die erwarteten Ausfallstunden im Jahr 2010 lagen bei 0,1 Stunden pro Jahr ( $A_3$ ). Dies sind sehr gute Werte, die eine hohe Versorgungssicherheit ausdrücken. Sie veranschaulichen auch, dass das Bundeswirtschaftsministerium mit dem noch höheren Zielwert von 99% für die Wahrscheinlichkeit, dass die Höchstlast gedeckt wird, ein hohes Niveau für die Versorgungssicherheit anstrebt. Kritische Situationen in der deutschen Stromversorgung kamen in der praktischen Erfahrung des Jahres 2010 auch eher aus dem Übertragungsnetz als aus der Stromerzeugung.

Das Modell erlaubt nun auch die Betrachtung der Versorgungssicherheit bei einem (schnelleren) Ausstieg aus der Kernenergie. Abbildung 2 zeigt für eine abnehmende Kapazität von Kernenergie die Wahrscheinlichkeit für die Deckung der Höchstlast und die Wahrscheinlichkeit, dass wenigstens in einer Stunde die Last nicht gedeckt werden kann. Dabei wurden der übrige Kraftwerkspark und die Nachfrage unverändert gelassen.

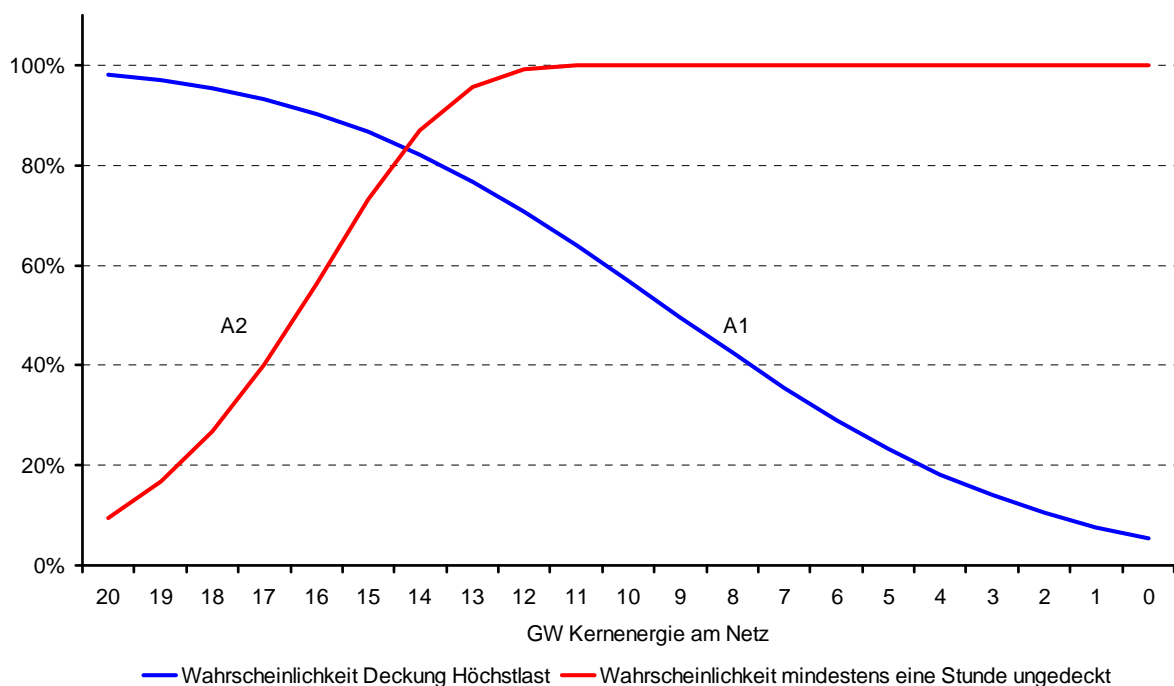
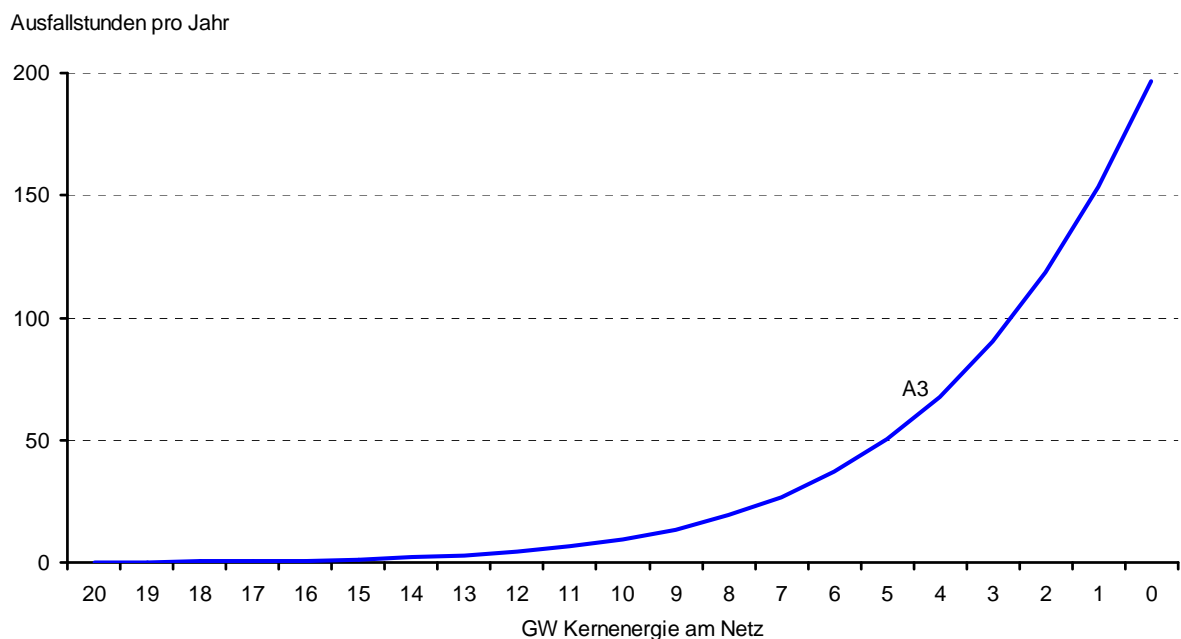


Abb. 2: Situation bei Kernenergieausstieg

Ausgehend von den relativ guten Werten in der Ausgangslage verschlechtert sich die Situation zügig mit einer reduzierten Leistung von Kernenergie am Netz. Das Absinken der Wahrscheinlichkeit in Bezug auf die Deckung der Höchstlast zeigt den erhöhten Anspannungsgrad in der Versorgungssicherheit auf. Das 99%-Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums wird in immer größerem Umfang verfehlt. Beim aktuellen Moratorium, in dem die sieben älteren Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 6 GW vom Netz genommen wurden, beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass es in mindestens einer Stunde ein Problem mit der Lastdeckung gibt (87%) Mit 2 GW Leistung mehr ist mit einer Wahrscheinlichkeit von 99% damit zu rechnen, dass es in mindestens einer Stunde keine autonome Lastdeckung aus dem deutschen Kraftwerkspark geben kann und somit die Last aus dem europäischen Verbund gedeckt werden muss. Dies zeigt sich auch in den erwarteten Jahresausfallstunden (Abbildung 3).



*Abb. 3: Ausfallstunden pro Jahr*

Vor dem Moratorium hatte der deutsche Kraftwerkspark einen Erwartungswert von 0,1 Ausfallstunden im Jahr. Mit dem Moratorium steigt dieser Wert auf 2,0 Stunden an. Mit einem weiteren GW weniger Kernenergieleistung wird eine Grenze von 2,4 Ausfallstunden pro Jahr überschritten. Danach werden schnell sehr hohe Werte

erreicht, die bei einem vollständigen Verzicht auf die Kernenergie auf 8 (Ausfall-)Tage pro Jahr steigen.

#### Beschränkungen des Modells und Einordnung der Ergebnisse

Das hier aufgezeigte Modell kann in Bezug auf zahlreiche Punkte kritisiert werden: Das grundsätzliche Raster einer 1-GW-Modellierung ist zu ungenau; die Abbildung der Windkraft als Blöcke mit 3 GW Leistung trifft nicht die Realität; die Speicherstände der Pumpspeicherkraftwerke sind implizit als „immer voll“ angenommen; die Kuppelstellen sollten berücksichtigt werden und viele Punkte mehr. Dennoch bleiben die grundsätzlichen Aussagen des Modells belastbar: Dies ist zum ersten der Punkt, dass die Versorgungssicherheit eines Kraftwerksparks bestimmbar ist – auf Basis beobachtbarer Daten sind hier sehr konkrete Aussagen möglich. Die Diskussion um die Versorgungssicherheit kann also deutlich faktenbasierter als bisher geführt werden. Zum zweiten hat die mit dem Moratorium entfallene Kernenergieleistung von 6 GW einen Umfang, der das Niveau der Versorgungssicherheit deutlich beeinflusst. Die genauere Analyse der Effekte ist also nicht nur möglich, sondern auch dringend empfehlenswert.

Vor dem Hintergrund einer sich wandelnden Stromwirtschaft und um der Bedeutung einer sicheren Stromversorgung für die Volkswirtschaft Rechnung zu tragen, sind – völlig unabhängig vom konkreten Vorgehen in Bezug auf den Kernenergieausstieg und die Energiewende – folgende Maßnahmen notwendig:

- Eine zentrale Stelle, zum Beispiel die Bundesnetzagentur oder die im Rahmen der Umsetzung des 3. Binnenmarktpakets zu schaffende Market Monitoring Unit, sollte beauftragt werden, regelmäßig die Versorgungssicherheit des deutschen Kraftwerksparks zu bestimmen und zu überprüfen.
- Dabei sollte auch ein Ausblick über absehbare Entwicklungen in den nächsten 5 bis 10 Jahren gegeben werden.
- Als zentrale Steuerungsgröße sollten die Ausfallstunden verwendet werden – hierzu ist ein angestrebtes Niveau politisch zu definieren.
- Die Verantwortung für die Versorgungssicherheit sollte durch eindeutige Zuständigkeiten geregelt werden (die Zuständigkeit kann den Versorgern, den Kraftwerksunternehmen, den Übertragungsnetzbetreibern, der Bundesnetzagentur oder anderen Stellen übertragen werden). Mit der Übertragung der Zuständigkeit

müssen auch (Eingriffs-)Möglichkeiten einhergehen, die der Verantwortung für die Versorgungssicherheit gerecht werden.

Die quantitative Analyse der Versorgungssicherheit kann aber auch ein hilfreiches Werkzeug bei dem avisierten Umbau der Stromerzeugung sein. Zielvorstellungen für den Erzeugungsmix der Zukunft können dahingehend untersucht werden, welche Versorgungssicherheit sie bieten. Ein neues Laufwasser- oder ein neues Pumpspeicherkraftwerk mit ihren vergleichsweise geringen Ausfallwahrscheinlichkeiten schaffen in Bezug auf die Versorgungssicherheit Spielraum für Stromerzeugung aus Wind oder Photovoltaik – wie groß dieser Spielraum ist, kann mit dem hier dargestellten Modell bestimmt werden. Versorgungssicherheit ist damit kein „Totschlagargument“ gegen fluktuierende Einspeisungen mehr, sondern kann als konkret formulierte Nebenbedingung in Planungen für eine erneuerbare Stromerzeugung einfließen.

In der intensiven Diskussion um Kernenergieausstieg, Laufzeitverlängerung, Stromlücke und Ausbau der erneuerbaren Energien muss es letztendlich überraschen, dass eine analytische Betrachtung der Versorgungssicherheit bisher unterblieben ist. Wird bedacht, dass im EnWG die Aufgabe der Sicherstellung der langfristigen Stromversorgung niemandem zugewiesen ist, ist dies aber vielleicht nur konsequent. Auf jeden Fall ist es bedenklich.