 **Zusammenfassung des Gutachtens
zur Versorgungssicherheit ab den Jahren 2020 ff.
(„Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und
Süddeutschland“) unter Berücksichtigung der Situation in Europa**

(Stand: März 2016)

Gutachten „Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland“: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Zusammenfassung: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft in
Abstimmung mit DLR und IER



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Kurzzusammenfassung:

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) haben das Gutachten zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland (u.a. innerdeutsche Netzingpässe) und der europäischen Nachbarländer von Oktober 2014 im erneuten Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft um wahrscheinlichkeitsbasierte Elemente ergänzt und die Ergebnisse nun vorgelegt.

Im **pessimistischen Szenario** ergibt sich im Jahr **2020 für Deutschland eine Leistungslücke** von maximal 8,8 GW und **im Mittel von 1,36 GW**.

Im Mittel ist in Deutschland unter optimistischen Bedingungen im Jahr 2025 eine Lücke von knapp über 1 GW zu erwarten, die, je nach Wetter- und Lastjahr auf maximal 3,3 GW ansteigen kann. Auch in den Nachbarländern Frankreich und Polen treten auch unter optimistischen Bedingungen Unterdeckungen auf.

Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland liegt - ohne die Berücksichtigung der Kapazitätsreserve - im pessimistischen Fall für 2020 bei ca. 97%, im optimistischen Fall für 2025 bei ca. 99,33%. Sie liegt also unter den in Frankreich und Belgien geforderten Minimalwerten.

Durch die Reserven, die angesichts der Analyseergebnisse auch **tatsächlich benötigt** werden, ist **Versorgungssicherheit** mit einer großen Wahrscheinlichkeit auch **mittelfristig gewährleistet**. Wenn jedoch keine neuen Kapazitäten in den Markt kommen, kann dies, in Abhängigkeit davon, wie viele Kraftwerke aus ökonomischen Gründen stillgelegt werden, zu einem exorbitanten und hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zwingenden Kostenaufwand führen.

Die Leistungslücke ist – auch nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke – bei optimistischer Betrachtung relativ moderat. Bei pessimistischer Betrachtung ist sie allerdings so hoch, dass nahezu alle verfügbaren Reserven benötigt werden.

Erweiterung des Gutachten IER/DLR zur Versorgungssicherheit

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) haben das Gutachten zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland (u.a. innerdeutsche Netzengpässe) und der europäischen Nachbarländern von Oktober 2014¹ im erneuten Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft um Unsicherheiten ergänzt und somit wahrscheinlichkeitstheoretische Aspekte in Analogie zu den Gutachten des BMWi (r2b 2015) integriert. Konkret werden Kraftwerksausfälle, Lastgänge und EE-Einspeisung variiert.

Das **Gutachten von (DLR/IER 2014)** hat - sowohl in der *statischen* Leistungsbilanzanalyse als auch in der *dynamischen* Marktsimulation - für Deutschland einschließlich seiner europäischen Nachbarn gezeigt, **dass zwischen 2018 und 2022 erste Versorgungslücken auftreten können**, wenn nicht neue Flexibilitätsoptionen erschlossen, bestehende Kraftwerke über ihre übliche technisch-ökonomischen Lebensdauer hinaus am Netz gehalten oder zusätzliche Reserven eingeführt werden.

Das BMWi hat Anfang 2015 ein **Gutachten von r2b und Consentec²** vorgelegt, das wahrscheinlichkeitstheoretische Aspekte bzw. Unsicherheiten in Form von Kraftwerksverfügbarkeiten sowie unterschiedlichen Wetter- und Lastjahren in einer stündlichen Marktsimulation berücksichtigt. Ein ähnliches Gutachten wurde vom Pentalateralen Forum³ erstellt. Die Gutachten kommen zum Schluss, dass in den Jahren 2020 bzw. 2025 **keine** Versorgungsengpässe drohen. Es werden allerdings keine innerdeutschen Netzengpässe berücksichtigt.

Allerdings wird **in beiden Gutachten ein exogen vorgegebener Kraftwerkszubau angenommen, der schon implizit für mehr Versorgungssicherheit sorgt. Insofern liegt die Vermutung nahe, dass nicht die neuartige Methodik, sondern vor allem die Annahme eines Zubaus eine so deutliche Abweichung zu den Ergebnissen des Gutachtens von DLR/IER hervorgerufen hat.**

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (2014): Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 –unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten.

² Consentec und r2b (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung.

³ Pentalateral Energy Forum Support Group 2 (2015): Generation Adequacy Assessment

In der nun vorgelegten Studie werden unter Berücksichtigung auch der innerdeutschen Netzengpässe ein optimistischer und ein pessimistischer Fall betrachtet und jeweils folgende Indizes zur Bewertung der Versorgungssicherheit berechnet:

- **Lastausgleichswahrscheinlichkeit⁴**: Quotient aus der Anzahl der Stunden mit gedeckter Last und der Anzahl aller betrachteten Stunden.
- **Lastunterdeckungshäufigkeit**: Anzahl der Stunden mit Unterdeckung
- **Ungedeckter Bedarf**: Jahressumme der nicht bereitgestellten Energie
- **Lastunterdeckungshöhe: Höhe der Leistungslücke**

a) Pessimistischer Fall (Simulationsjahr 2020)

Zentrale Rahmenannahmen:

<ul style="list-style-type: none"> • um drei Jahre reduzierte Lebensdauer der Kraftwerke • Lastjahr 2012 (wenig internationale Ausgleichseffekte bei der Last) und Lastjahr 2014 (bessere Ausgleichseffekte bei der Last) 	<ul style="list-style-type: none"> • Wetterjahr 2010 (ganzjährig unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und PV) • Keine Erschließung von zusätzlichem DSM-Potential im Vergleich zu heute • konstante Spitzenlast
---	--

Im **pessimistischen Szenario** ergibt sich im Jahr **2020 für Deutschland eine Leistungslücke** von maximal 8,8 GW und **im Mittel von 1,36 GW**. Das Maximum ergibt sich im Wetterjahr 2012 (wenig europäischer Ausgleich) und einer zugleich hohen Zahl von Kraftwerksausfällen. Für ein Lastjahr mit besserem innereuropäischem Ausgleich reduziert sich die maximale Lücke auf 4,4 GW und die mittlere Lücke auf 0,85 GW.

⁴ In Frankreich und Großbritannien ist eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,97 % bzw. 8757 h/a (d. h. eine maximale Ausfallhäufigkeit von 3 h/a) und in Belgien eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,79 % bzw. 8742 h/a (d. h. eine maximale Ausfallhäufigkeit von 18 h/a) vorgegeben.

Auch in den Nachbarländern treten Leistungslücken auf:

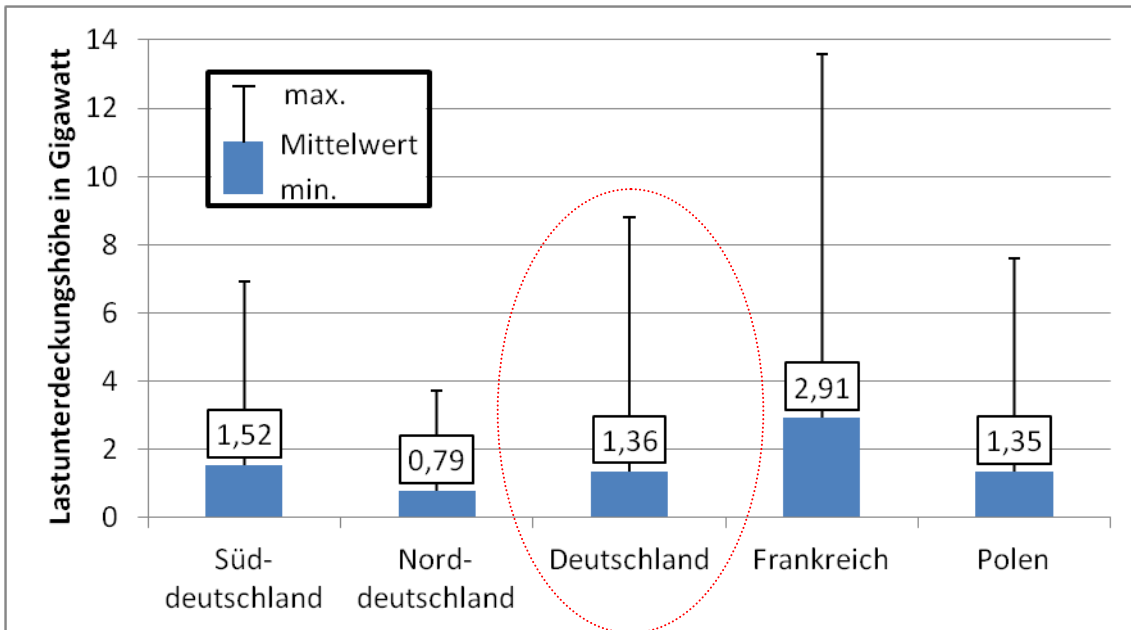


Abbildung 1: mittlere und maximale Lastunterdeckungshöhe in Gigawatt, Pessimistischer Fall

Die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung beträgt für Deutschland im Mittel 279 Stunden (Spanne: 139-453), wie die folgende Abbildung zeigt. Das bedeutet unter diesen Rahmenannahmen, dass sich in diesen Stunden kein reguläres Handelsergebnis im Strommarkt und somit ein Preis von 3000€/MWh ergibt. Zumindest ein Teil der Reserven würde anschließend zum Einsatz kommen. Insgesamt ergibt sich eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von deutlich unter 99 % (ohne die Berücksichtigung von Reserven).

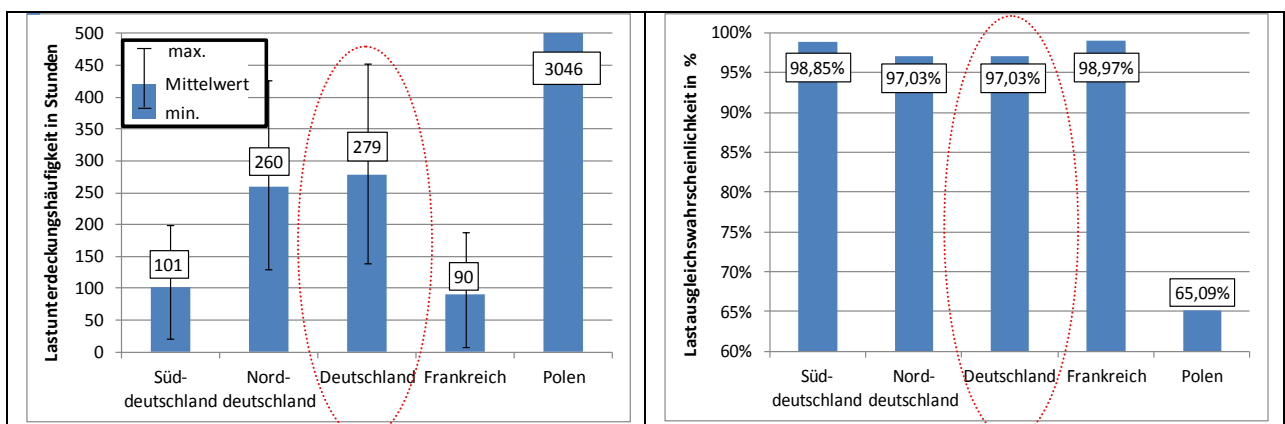


Abbildung 2: Lastunterdeckungshäufigkeit in Stunden (links), Lastausgleichswahrscheinlichkeit in Prozent (rechts), pessimistischer Fall

b) Optimistischer Fall (Simulationsjahr 2025)

zentrale Rahmenannahmen:

<ul style="list-style-type: none"> • Technische Lebensdauer der Kraftwerke 40-45 Jahre • Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006 (durchschn. Stromerzeugung aus Wind und PV) • Lastjahr 2012, Wetterjahr 2010 (unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und PV im gesamten Jahr) 	<ul style="list-style-type: none"> • Lastjahr 2012, Wetterjahr 2009 (unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wind und PV in den Wintermonaten) • Lastjahr 2012, Wetterjahr 2006, reduzierter Netzausbau (in 2025 ist nur die Trasse in Korridor 1 realisiert) • Lastjahr 2014, Wetterjahr 2006
--	---

Im Mittel ist in Deutschland unter optimistischen Bedingungen in 2025 eine Lücke von knapp über 1 GW zu erwarten, die je nach Wetter- und Lastjahr auf maximal 3,3 GW ansteigen kann. Auch in den Nachbarländern Frankreich und Polen treten Unterdeckungen auf.

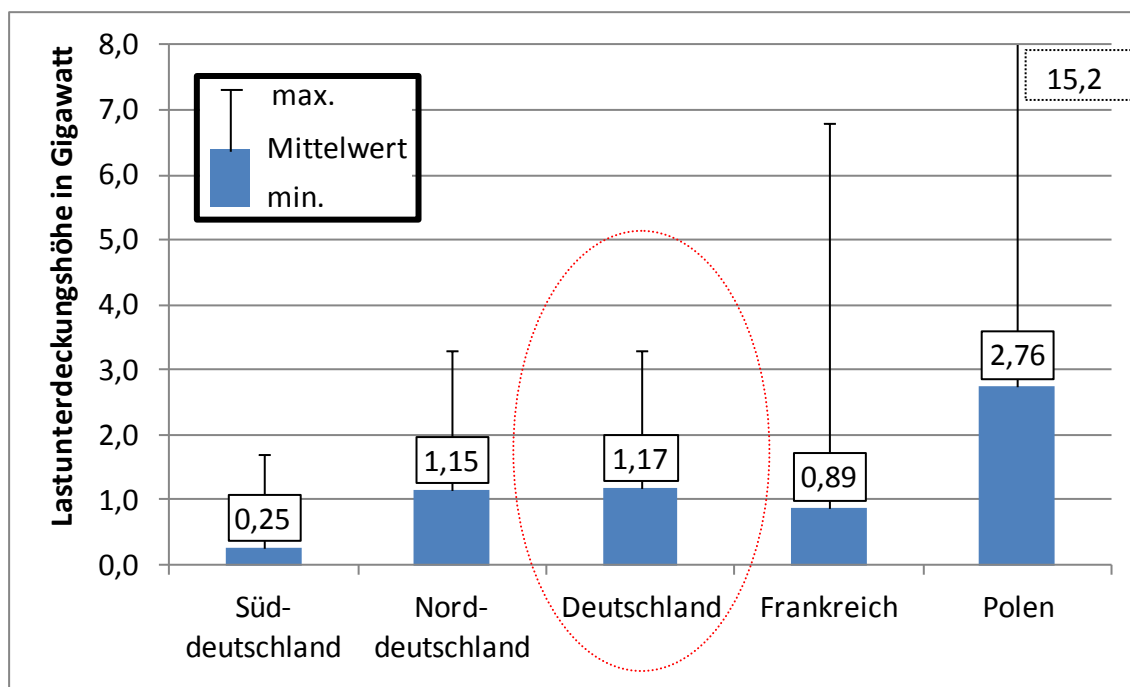


Abbildung 3: mittlere und maximale Unterdeckung in Gigawatt, optimistischer Fall

Die erwarteten Stunden mit Unterdeckung sind deutlich geringer als im pessimistischen Szenario und liegen im Mittel bei 59 Stunden mit einer Spanne von 1 bis 178 Stunden. Insgesamt ergibt sich eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,33 %.

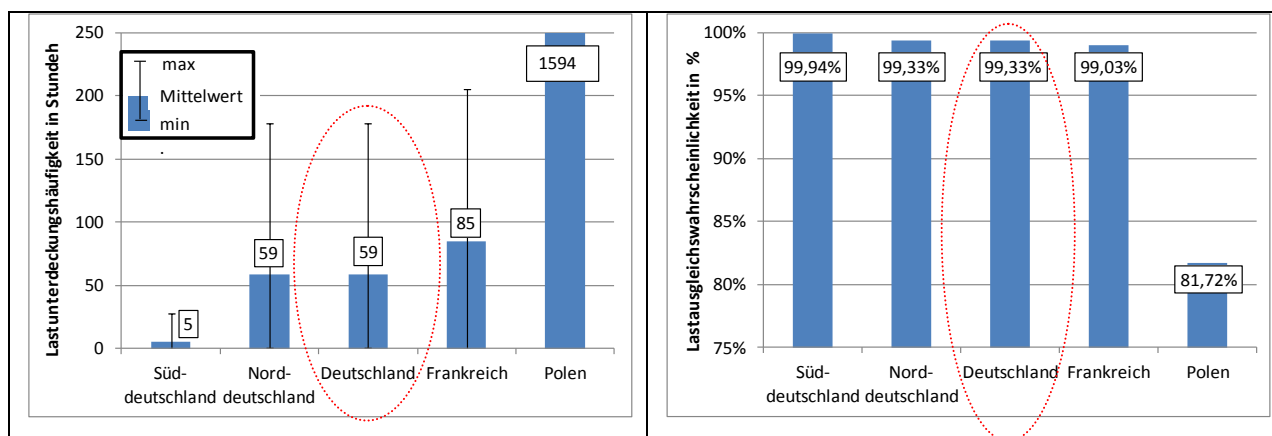


Abbildung 4: Lastunterdeckungshäufigkeit in Stunden (links), Lastausgleichswahrscheinlichkeit (rechts), jeweils optimistischer Fall

c) Fazit

Die Ergebnisse des ersten DLR/IER Gutachtens werden grundsätzlich bestätigt. Eine wahrscheinlichkeitstheoretische Betrachtung, wie sie die Gutachter des BMWi vorgenommen haben, führt nicht zu einer grundlegend anderen Bewertung der Versorgungssicherheitssituation.

Der Unterschied zu den Gutachten des BMWi ergibt sich v.a. durch die exogene Annahme eines Zubaus von Erzeugungskapazitäten, die hier in diesem Gutachten nicht vorgenommen wurde!

Für das pessimistische Szenario wäre somit die Versorgungssicherheit mit einer Reserve, die im Jahr 2020 auf etwa 6,4 GW angewachsen sein wird (Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft), aller Voraussicht nach immer noch gesichert, da nach derzeitigem Stand zusätzlich ca. 6 GW an Netzreserve verfügbar sein werden.

Die Reserve müsste allerdings relativ häufig eingesetzt werden. Aufgrund des sich ergebenden Preises von mindestens 3.000 €/MWh bei Unterdeckung des Marktes und dem daraus folgenden Einsatz der Reserve in 257 Stunden des Jahres (mittlerer Wert) würde der durchschnittliche Preis um fast 90 €/MWh steigen. Auf der anderen Seite würden bei einem solchen Preisanstieg weniger Kraftwerke stillgelegt, so dass dieses Szenario eher ein Extremum darstellt. Nichtsdestotrotz würde sich die Situation in den darauffolgenden Jahren aber verschärfen, da weiter Kraftwerksleistung vom Netz geht.

Im optimistischen Fall ist das Ergebnis etwas weniger kritisch. Es gibt Szenarien, in denen die Leistungslücke relativ niedrig und deren Auftreten selten ist. Im Mittel ist jedoch auch hier in 59 Stunden mit einer Lücke von im Mittel 1,17 GW zu rechnen. In allen Szenarien würden die Reserven hier klar ausreichen, um die Leistungslücken zu kompensieren. In den Szenarien mit seltenem Auftreten der Spitzen wäre der Strompreiseffekt durch die Preisspitzen kaum bemerkbar, in den Szenarien mit höherem Auftreten aber ebenfalls deutlich spürbar (ca. 20 €/MWh bei 59 Preisspitzen, mittlerer Wert).

In der folgenden Tabelle sind die jeweiligen Auswirkungen der auftretenden Knappheitspreise in den Szenarien auf die Marktpreise dargestellt:

Szenario		pessimistischer Fall			optimistischer Fall		
		min.	Mittel	max.	min.	Mittel	max.
Knappheitspreis	[€/MWh]	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Knappheitsstunden	[h]	139	259	453	1	59	178
Strompreis 2015	[€/MWh]	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7
Jahresstunden	h	8760	8760	8760	8760	8760	8760
Referenzpreis + Knappheitspreis	[€/MWh]	78,80	119,46	185,20	32,04	51,69	92,01
Erhöhung durch Knappheit	[€/MWh]	47,10	87,76	153,50	0,34	19,99	60,31
Erhöhung durch Knappheit	[%]	148,58	276,85	484,22	1,07	63,07	190,27
Stromverbrauch	[TWh]	550	550	550	550	551	551
Preiserhöhungsvolumen	[Mrd. €]	25,905	48,269	84,424	0,186	11,016	33,233

Tabelle 1: Preiseffekt durch Knappheitsstunden

Neben der Betrachtung der Versorgungssicherheit müssen auch die Kostenfolgen für den Strommarkt fortlaufend und auch aus volkswirtschaftlicher Sicht kritisch begleitet werden, die durch den Verzicht auf Kapazitätsmärkte nicht ausgeschlossen werden können.