

**Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt****VERSORGUNGS-  
SICHERHEIT IST KEIN  
NEBENPRODUKT**

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bleibt eine Erfolgsgeschichte. Allerdings bringt er mehr wetterbedingte Volatilität mit sich. Deshalb braucht es auch nach dem Kohleausstieg flexibel steuerbare Kraftwerke und Speicher, die Energie auch dann liefern, wenn über mehrere Tage kein Wind weht und die Sonne zu wenig scheint. Sie werden wegen der geringen Erzeugungskosten der Erneuerbaren immer seltener eingesetzt, bleiben aber **systemisch sowie für den Netzbetrieb unverzichtbar**. Im heutigen Energy-Only-Markt (EOM), bei dem nur tatsächlich gelieferten Strom bezahlt wird, rechnen sich die Anlagen wegen der geringen Betriebsstundenzahl nicht, entsprechend wird auch kein Neubau angereizt. Deshalb hat die Bundesregierung einen Gesetzesentwurf für die **Kraftwerksstrategie** und den **Ad-hoc-Kapazitätsmarkt** vorgelegt.

*Versorgungssicherheit ist ein zentraler Standortfaktor für die deutsche Wirtschaft. Gut, dass mit dem StromVKG nun ein Gesetzesentwurf für Langzeitkapazitäten und einen Kapazitätsmarkt vorliegt – ein wirklich wichtiger Schritt. Dass der Südbonus ausdrücklich vorgesehen bleibt, ist ein wichtiges Signal für die Versorgungssicherheit: Gerade im netztechnisch angespannten Süden brauchen wir gesicherte Leistung, um den Kohleausstieg zu bewältigen, das Netz zu stabilisieren und die Netzreserve schrittweise abzulösen.*

*Dr. Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung, TransnetBW.*

## Jetzt die Versorgungssicherheit von Morgen gestalten

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet voran. Schon heute machen diese 74 Prozent der installierten Leistung aus. Gleichzeitig reduziert sich der Anteil der gesicherten Leistung. Mit dem Kohleausstieg werden in den nächsten Jahren Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 30 Gigawatt vom Netz gehen.<sup>1</sup> Gleichzeitig sind Speichertechnologien auf dem Vormarsch. Derzeit sind 17,5 GW Speicher an das Stromnetz angeschlossen. Sie sind – wie auch die Flexibilisierung der Nachfrage – ein Baustein, um mit der Volatilität der Stromerzeugung umzugehen und Versorgungssicherheit zu erreichen. Allerdings braucht es ergänzend gesicherte Erzeugungsleistung, denn die heute installierten Speicher können im Bedarfsfall für wenige Stunden, nicht aber für Flauten von mehreren Tagen einspringen.

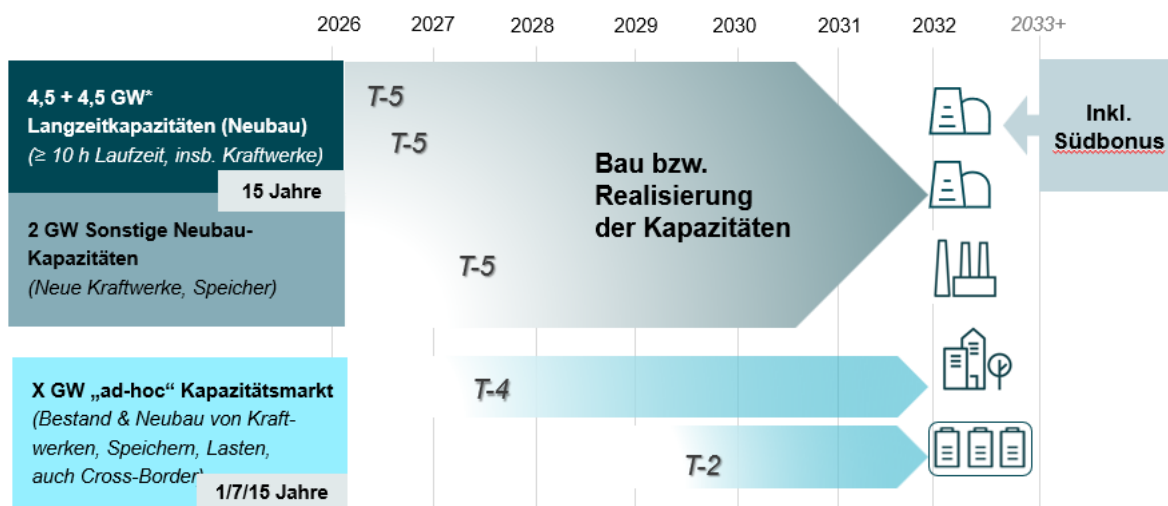
Diese Entwicklungen greift der aktuelle Versorgungssicherheitsbericht der europäischen Übertragungsnetzbetreiber [ERAA 2025](#) auf und weist eine mögliche **marktliche** Versorgungslücke aus, die 2035 24-97 Stunden im Jahr erreichen könnte. Das ist weit entfernt von dem gesetzlich in Deutschland definierten Versorgungssicherheitsniveau von 2,77 Stunden. Auch [der Versorgungssicherheitsbericht Strom der Bundesnetzagentur](#) sieht den Zubau von gesicherter Leistung als notwendig an.

In nahezu allen europäischen Ländern wird intensiv darüber diskutiert, wie die Versorgungssicherheit in einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem gewährleistet werden kann. In den vergangenen Jahren haben sich in Europa vor allem zentral organisierte Kapazitätsmärkte durchgesetzt. Diese können die Versorgungssicherheit planbar und effizient sicherstellen, indem der Bedarf an ergänzenden Kapazitäten zentral ermittelt und über Auktionen beschafft wird. Dabei werden sowohl bestehende als auch neue Kapazitäten berücksichtigt, häufig mit langfristigen Verträgen für Neuanlagen.

### Vorschlag der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit

Die Bundesregierung schlägt zur Sicherung der Versorgungssicherheit ein zweistufiges Vorgehen vor:

2026 sollen über **das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) die Kraftwerksstrategie und ein Adhoc-Kapazitätsmarkt** etabliert werden, mit Lieferjahr ab 2031. Dabei entsprechen die zwei noch dieses Jahr geplanten Ausschreibungen mit jeweils 4,5 GW und einem Realisierungszeitraum von 5 Jahren (t-5) am ehesten dem, was zuvor als Kraftwerksstrategie bekannt war. Das Gesetzespaket umfasst folgende Elemente:



\* Hinweis: laut § 22 (1) StromVKG: „Die Bereitstellung von Kapazität nach diesem Gesetz wird in reduzierter Leistung bestimmt.“  
 Siehe § 22 StromVKG – Reduzierte Leistung

<sup>1</sup> [Installierte Leistung | Energy-Charts](#) (Abruf 24.03.26)

2027 soll dann in einem **Gesetz der langfristige Kapazitätsmarkt** geregelt werden, der von einem Lieferjahr ab 2032 ausgeht.

Mit dem Kapazitätsmarkt und der Kraftwerksstrategie wird künftig nicht mehr nur die gelieferte Energie, sondern auch die sicher verfügbare Kapazität vergütet. Diese soll uns in Knappheitssituationen absichern. Investoren erhalten dafür Kapazitätzahlungen (Die Kapazitätzahlungen werden bis zu 15 Jahre gewährt).

### Sachgerechter Vorschlag des BMWK

TransnetBW begrüßt, dass die lang erwartete Kraftwerksstrategie und der Adhoc-Kapazitätsmarkt mit dem vorgelegten Gesetzesentwurf den nächsten Schritt der Umsetzung erreicht und noch dieses Jahr Langfristkapazitäten ausgeschrieben werden sollen, die die Versorgungssicherheit stützen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind bereit, dort wo sinnvoll und angemessen Rollen in der Umsetzung der Kraftwerksstrategie und des Kapazitätsmarkts zu übernehmen.

### Zeitplan für die Umsetzung ist extrem ambitioniert

Der Zeitplan des Ministeriums für Wirtschaft und Energie für die Umsetzung des Adhoc-Kapazitätsmarkts, der bereits einem vollumfänglichen Kapazitätsmarkt entspricht und ab 2027 in Betrieb sein soll, ist äußerst ambitioniert. In anderen Ländern wurden vier bis fünf Jahre für die Implementierung des Kapazitätsmarkts benötigt, auch weil komplexe IT-Systeme für die Präqualifikation aufgesetzt werden müssen. Sollten die Übertragungsnetzbetreiber die Umsetzung der Ausschreibungen im Adhoc-Kapazitätsmarkt übernehmen, müssen Risiken aus den kurzen Umsetzungsfristen abgedeckt werden.

### Keine Vorfinanzierung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt muss die Finanzierung der Umsetzungsaufgaben gesichert sein. Für die Umsetzung müssen IT-Systeme beschafft werden, zudem wird Personal benötigt, um die Implementierung vorzubereiten. Eine Vor- oder Zwischenfinanzierung der Vorbereitungskosten und später der Förderkosten durch die Übertragungsnetzbetreiber ist nicht akzeptabel, da es sich um Bundesaufgaben handelt, gleiches gilt für negative Auswirkungen auf die Bilanzierbarkeit bei den ÜNB. Ein einfacher Hinweis in der Gesetzesbegründung reicht nicht aus.

## Fokus auf effiziente Umsetzung: Synergien für den Netzbetrieb heben

**Südbonus richtiger Weg:** TransnetBW begrüßt den geplanten Südbonus. Gerade bei den Ausschreibungen der Langfristkapazitäten (10 GW), kommt es auf die regionale Verortung an. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben in einer Analyse unter Berücksichtigung der Systembedarfe dargelegt, dass **zwei Drittel der Anlagen im netztechnischen Süden** und ein Drittel im Norden entstehen sollte. Durch eine günstige Verteilung wird der Redispatch-Bedarf gesenkt, der 2025 für Kosten in der Höhe von 3,1 Mrd. Euro verantwortlich war. Für den verbleibenden Bedarf, sind die Anlagen dann dort im System verortet, wo sie den größten Beitrag leisten können. Auch für den Netzwiederaufbau kommt es auf die Verortung an. Der Südbonus wird nicht ausgezahlt, sondern beeinflusst allein die Reihung der Gebote in der Ausschreibung. Damit auch ausreichend Kapazitäten im Norden entstehen, wird der Südbonus für maximal zwei Drittel des Ausschreibungsvolumens des jeweiligen Termins gewährt. Das sichert die gesamtwirtschaftliche Effizienz.



**Es braucht explizit den Neubau von Langfristkapazitäten, darunter Kraftwerke:** Die Ausschreibung der 9 GW noch in diesem Jahr richtet sich an den Neubau von Kapazitäten, die über eine längere Dauer Knappheitssituationen abfedern können. Das sind vielfach Kraftwerke. Speicher haben laut einer Studie von Enervis (2025) heute im Durchschnitt eine Speicherdauer von unter zwei Stunden und können zum Beispiel keine länger andauernden Dunkelflauten abfedern. Sie können umgekehrt für kürzere Knappheitssituationen Versorgungssicherheit absichern. Deshalb ist es gut, dass der anschließende Adhoc-Kapazitätsmarkt technologiefreundlich gestaltet ist.

**Synergien für Systemdienstleistungen heben und volkswirtschaftlich profitieren:**

Aufgrund des immensen Bedarfs an nichtfrequenz-gebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL), insbesondere bei der Momentanreserve, begrüßen die ÜNB, dass im Rahmen der t-5 Ausschreibungen weitere Synergien gehoben werden. Denn die Kraftwerksstrategie sollte nicht nur zur Versorgungssicherheit, sondern auch zur Systemstabilität beitragen. Aus Netzsicherheitsaspekten ist es besonders sinnvoll, dass ein Teil der Kraftwerke auch ohne Wirkleistungserbringung (also ohne Strom zu erzeugen) im Phasenschieberbetrieb betrieben werden können.

**Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen (nf SDL)**

Dazu gehören Werkzeuge, die einen Netz-wiederaufbau ermöglichen (**Schwarzstartfähigkeit**). Dass es solche Werkzeuge für den Extremfall braucht, zeigt der Blackout in Spanien/Portugal 2025.

Aber auch die **Momentanreserve**, die sehr schnell Störungen im Netz abfedern soll oder aber die **Blindleistung** mit der die Spannung im Netz gehalten wird, sind Teil der nf SDL.

**Ihre Ansprechpartner****Stefan Zeltner**

Bereichsleiter Politik, Regulierung  
und Nachhaltigkeit

[Stefan.zeltner@transnetbw.de](mailto:Stefan.zeltner@transnetbw.de)

**Florian Reuter**

Teamleiter  
Nationale Politik

[f.reuter@transnetbw.de](mailto:f.reuter@transnetbw.de)

**Marina Schmid**

Senior Spezialist  
Nationale Politik

[marina.schmid@transnetbw.de](mailto:marina.schmid@transnetbw.de)