

TenneT Positionspapier Herausforderungen im System- betrieb

Kurzfristige Maßnahmen für mehr Systemsicherheit im Netzbetrieb

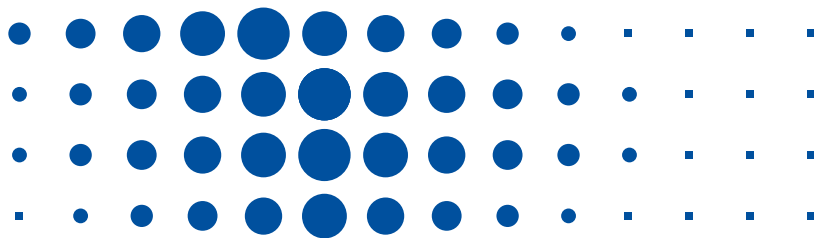
Hintergrund

Um den gestiegenen Herausforderungen im Systembetrieb weiterhin zuverlässig begegnen zu können, muss – neben dem weiteren Netzausbau – das europäische und deutsche Strommarktdesign weiterentwickelt werden. Die wachsenden Herausforderungen im Stromnetz resultieren zum einen aus dem sehr dynamischen Ausbau erneuerbarer Energien, mit dem der Netzausbau nicht synchron läuft. Zum anderen aus der steigenden Volatilität und Ungleichverteilung bei Erzeugung und Verbrauch, dem Rückgang steuerbarer Kapazitäten sowie einem Strommarktdesign, das Restriktionen im Netz nicht ausreichend berücksichtigt. In der europäischen Dimension kommt noch der zunehmend intensiverer Stromhandel hinzu.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, sind Maßnahmen notwendig, die kurzfristig, möglichst vor 2030, ihre Wirkung entfalten. Diese Anpassungen sind auch notwendig, um die Transformation des Energiesystems kosteneffizient zu gestalten und gleichzeitig die Systemstabilität zu gewährleisten. Sie sind entscheidend für die Gewährleistung der Systemsicherheit und tragen durch Senkung der volkswirtschaftlichen System- und der Netzkosten (Redispatch) zu einer langfristigen Entlastung des Netzes bei.

Dazu gehören (u.a.):

- Zügige **Ausschreibung** von 21 GW neuer **Kraftwerke** mit einer lokalen Komponente und systemstabilisierenden Eigenschaften, sowie einem Kapazitätsmechanismus zur **netzdienlichen Verortung** von neuen steuerbaren Kapazitäten;
- Intensivierung netzdienlicher Standortanreize für Erzeuger und Großverbraucher durch die **Weiterentwicklung des Baukostenzuschusses (BKZ)**;
- Stärkung der Voraussetzung für eine netzdienliche Betriebsweise für neue Netzkunden wie Großbatteriespeicher durch **verpflichtende flexible Netzanschlussverträge**;
- Umstellung des **Fördersystems** für erneuerbare Energien auf **Produktionsunabhängigkeit** und sichere **Steuerbarkeit** erneuerbarer Erzeugungsanlagen;
- Ergänzung des bestehenden kostenbasierten Redispatch um **marktbasierten Redispatch** zur spannungsebenenübergreifenden Integration von Kleinstflexibilitäten.



Kurzfristige Maßnahmen

1. Zügige Ausschreibung von 21 GW neuer Kraftwerke mit einer lokalen Komponente und systemstabilisierenden Eigenschaften, sowie einem Kapazitätsmechanismus zur netzdienlichen Verortung von neuen steuerbaren Kapazitäten

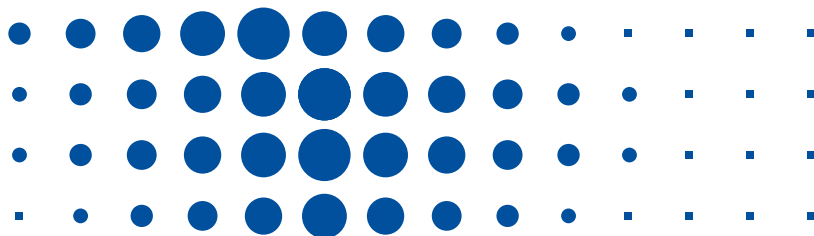
- **Herausforderung:** Um das deutsche Stromnetz auch perspektivisch sicher betreiben zu können, werden zusätzliche steuerbare Kapazitäten von rund 21 GW benötigt - netzdienlich verortet und mit der Eigenschaft Momentanreserve erbringen zu können. Mit dem derzeitigen (technisch teilweise veralteten) Kraftwerkspark und den Reservekraftwerken allein, kann die Systemsicherheit dauerhaft nicht sichergestellt werden.
- **Lösungsvorschlag: Schaffung des EU-rechtskonformen Gesetzesrahmen für den Zubau netzdienlich verorteter und betriebener steuerbare Kapazitäten:** Die regionale Verteilung sollte dabei zu 1/3 im Nordosten für insbesondere den Netzwiederaufbau und zu 2/3 im Südwesten Deutschlands für insbesondere Redispatchmaßnahmen erfolgen. So können neue Kraftwerkskapazitäten mit netzdienlichem Verhalten und der Erfüllung bestehender Netzanschlussregeln (TARs/ EU Network Codes) maßgeblich zur Systemstabilität beitragen.
- **Regulatorischer Anpassungsbedarf:** Verabschiedung Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) und Start der Ausschreibungen, Anpassungen im Central Industrial Deal State Aid Framework (CISAF), sowie Start des Dialogs über das Design und die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

2. Intensivierung netzdienlicher Standortanreize für Erzeuger und Großverbraucher durch die Weiterentwicklung des Baukostenzuschusse

- **Herausforderung:** Die Netzdienlichkeit von Großverbrauchern (vor allem Rechenzentren, Elektrolyseure, Großbatteriespeicher) und Erzeugern hängt stark von ihrem Standort ab. Falsche Standorte können zu einer Kostensteigerung bei der Engpassbewirtschaftung führen und den Bedarf an Netzausbau erhöhen.
- **Lösungsvorschlag: Weiterentwicklung des BKZ nach Kundengruppen.** Der regional differenzierte Baukostenzuschuss (BKZ) ist ein bewährtes Instrument zur Beanreizung einer netzdienlichen Regionalisierung von Großverbrauchern. Unsere Erfahrungen mit dem von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen regionalisierten BKZ zeigt, dass diese grundsätzlich geeignet sind, Standortsignale zu setzen. Wir sollten den BKZ daher auch auf Einspeiser übertragen und Kundengruppen spezifische auf sie abgestimmte Preissignale für eine netzdienliche Standortwahl geben. Dies wird den Redispatch-Bedarf reduzieren, die Systemeffizienz erhöhen und die Netzkosten auf breiteren Schultern verteilen. Gleichzeitig hat der BKZ als einmalige Investitionsabgabe keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz im Strommarkt, da er lediglich in der Planungs- und Investitionsphase anfällt und die variablen Betriebskosten nicht beeinflusst.
- **Regulatorischer Anpassungsbedarf:** Weiterentwicklung des BNetzA-Positionspapiers [zur Erhebung von Baukostenzuschüssen](#) für weitere Kundengruppen im Rahmen eines Festlegungsverfahrens.

3. Stärkung der Voraussetzung für netzdienliche Betriebsweise für neue Lasten (vor allem Großbatteriespeicher) durch verpflichtende flexible Netzanschlussverträge

- **Herausforderung:** Die Netzdienlichkeit von neuen Großverbrauchern, insbesondere Großbatteriespeichern, hängt stark von ihrer Betriebsweise und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen ab. Die bisherige Ausrichtung an Marktsignalen – Laden bei niedrigen Strommarkt-Preisen, Entladen bei hohen Preisen – kann Netzengpässe verschärfen und damit ebenfalls den Netzausbaubedarf sowie die -kosten negativ beeinflussen.
- **Lösungsvorschlag: Einführung von verpflichtenden flexiblen Netzanschlussverträgen:** Netzbetreiber haben schon heute theoretisch die Möglichkeit, durch flexible Netzanschlussvereinbarungen



die Einspeise- und Bezugsleistung von Anlagen auf einen definierten Maximalwert und/oder bestimmte Zeitfenster zu begrenzen. Der Abschluss dieser Verträge beruht allerdings auf Freiwilligkeit, so dass bei den Anlagenbetreibern keine Anreize bestehen, solche Verträge auf Höchstspannungsebene zu schließen. Eine verpflichtende Einführung flexibler Netzanschlussverträge kann den beschriebenen Herausforderungen besser begegnen.

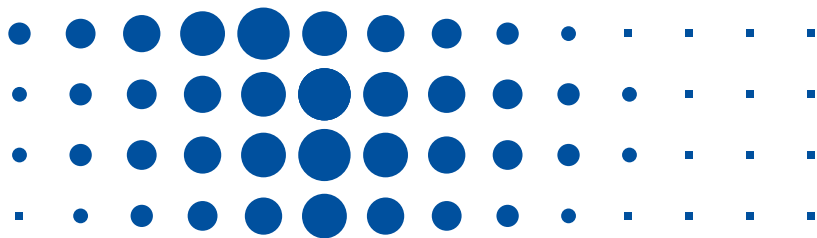
- **Regulatorischer Anpassungsbedarf:** Verpflichtende Einführung von flexiblen Netzanschlussverträgen im Rahmen von Artikel 6a der EU Richtlinie 2024/1711 oder im § 17 (2b) EnWG. Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher (§ 118 Absatz 6 EnWG) nach 2029 auslaufen lassen oder im Falle einer Verlängerung an Netzdienlichkeitskriterien, im Rahmen von flexiblen Netzanschlussverträge, knüpfen.

4. Umstellung des Fördersystems für erneuerbare Energien auf Produktionsunabhängigkeit

- **Herausforderung:** Der Ausbau der erneuerbaren Energien geht voran – das begrüßen wir als Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich. Allerdings reagieren insbesondere Anlagen in der Einspeisevergütung nicht auf Preissignale. Dies begünstigt negative Preise. Gleichzeitig zeigen erste Abschätzungen, dass z.B. nur rund die Hälfte der in Deutschland installierten PV-Leistung durch die Netzbetreiber steuerbar ist.
- **Lösungsvorschlag: Produktionsunabhängige Förderung erneuerbarer Energien:** Fördersysteme für die erneuerbaren Energien müssen so gestaltet sein, dass Anreize bestehen bleiben, an den Strom- und Systemdienstleistungsmärkten zu agieren. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird an Bedeutung gewinnen und darf durch den Fördermechanismus nicht behindert oder eingeschränkt werden. Die besten Marktanreize entstehen dann, wenn die Förderungszahlung von der tatsächlichen Erzeugung entkoppelt wird (produktionsunabhängige Förderung). Eine sichere und zuverlässige Steuerung durch Vermarkter und Netzbetreiber ist außerdem unerlässlich.

5. Weiterentwicklung Redispatch: Ergänzende marktbasierte Redispatch-Elemente für Kleinstflexibilitäten

- **Herausforderung:** In Bezug auf das Engpassmanagement sind zwei große Herausforderungen für einen sicheren Netzbetrieb zu nennen: die Erhöhung von kurzfristig auftretenden Überlastungen durch die Integration von Flexibilitäten und die Reduktion von positivem Redispatch-Potential (Wegfall Großkraftwerksleistung, Überalterung Netzreserve). Nur durch Abstimmung von Stromerzeugung und -verbrauch lässt sich der steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energien kosteneffizient integrieren. Kleinstflexibilitäten lassen sich jedoch nicht in den bestehenden kostenbasierten Redispatch integrieren.
- **Lösungsvorschlag: Kostenbasiertes Redispatch-Modell um marktbasierten Ansatz erweitern:** Es braucht ergänzende Flexibilitätsprodukte, die gesichert zur Netzstabilisierung beitragen und das System resilienter machen. Dazu sollte das Netzengpassmanagement um einen marktbasierten Mechanismus (komplementärer hybrider Redispatch) ergänzt werden, um aggregiert Kleinstflexibilitäten einzubinden. Details des Marktdesigns sollten vor Markteinführung in einem sektorenübergreifenden großskaligen Pilotprojekt getestet werden.
- **Regulatorischer Anpassungsbedarf:** Marktdesign eines hybriden marktbasierten Redispatch zur spannungsebenenübergreifenden Netzintegration von Kleinstflexibilitäten wie Wärmepumpen, Heimspeichern und Elektrofahrzeugen im Rahmen von skalierten und sektoren-übergreifenden Reallaboren erforschen und nach erfolgreicher Pilotierung Anpassung im Redispatch Regime des § 13 EnWG.



Ausblick auf langfristige Perspektive nach 2030

Wir erwarten nicht, dass die Systemsicherheit ohne grundlegende Änderungen der Marktregeln und des Instrumentenkastens nach 2030 jederzeit gewährleistet werden kann. Trotz der beschriebenen notwendigen kurzfristigen Maßnahmen für mehr Systemsicherheit im Netzbetrieb, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien voraussichtlich zu einem deutlichen Anstieg der sogenannten Prognosefehler führen: auch wenn sich die relativen Fehler weiter verbessern, steigt der absolute Prognosefehler, da das gesamte Erneuerbaren Energievolumen anwächst. Zwar gewinnt der Markt mehr Flexibilität für kurzfristige Anpassungen, z. B. durch längere grenzüberschreitende Intraday-Handelszeiten, mögliche Mindestkapazitäten im Intraday-Handel. Jedoch verringert dies die Reaktionsfähigkeit der Netzbetreiber bei kurzfristigen Engpässen.

Die Kombination aus wachsenden kurzfristigen Handelsvolumina, steigendem Redispatch-Bedarf und zugleich schrumpfendem Interventionszeitraum, stellt ein erhebliches Risiko für die Systemsicherheit dar. Um diese Herausforderungen zu diskutieren und geeignete Instrumente für die Zukunft zu definieren, empfehlen wir dringend noch in 2025 einen Branchendialog mit allen relevanten Akteuren des Energiemarktes zu starten.