

White Paper

Bezahlbare Energiewende: Wie können Netzreserve-Kraftwerke einen Beitrag zur Dämpfung der Strompreise in Deutschland leisten?

1. Was ist die Netzreserve?

Bei der Netzreserve handelt es sich um Stromerzeugungsanlagen, deren Stilllegung den Betreibern durch die Bundesnetzagentur versagt wurde. Die Anlagen müssen stattdessen von den Betreibern in ständiger Einsatzbereitschaft gehalten werden, um bei Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber das Stromnetz durch ihre Stromerzeugung stabilisieren zu können.

In der Praxis kann es schon heute dazu kommen, dass insbesondere im Winterhalbjahr diese Anlagen an rund einem Drittel der Tage und im Extremfall mehr als 48 Stunden am Stück laufen, um das Stromnetz zu stabilisieren. Auf Basis von Modellrechnungen wird erwartet, dass diese Einsätze in den kommenden Jahren noch zunehmen werden.

Die Kosten für die Bereitstellung und den Betrieb der Netzreserve-Kraftwerke werden den Stromkunden über die Netzentgelte vom Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung gestellt. Über die Beteiligung am Strommarkt können sich diese Anlagen nicht refinanzieren, denn die Marktteilnahme ist ihnen untersagt.

2. Was sind das für Kraftwerke?

In der deutschen Netzreserve befinden sich Anlagen mit einer Stromerzeugungsleistung von insgesamt rund 8,5 GW. Rund drei Viertel davon sind Steinkohle-Anlagen, bei den Übrigen handelt es sich um Erdgas- und Mineralöl-Anlagen. Braunkohle ist nicht Teil der Netzreserve.

Diejenigen Anlagen der Netzreserve, die am kosteneffizientesten Strom erzeugen können, sind die Steinkohle-Kraftwerke. Sie gibt es in sechs Bundesländern und die größten Kapazitäten liegen bei den Unternehmen Steag, Uniper, EnBW, GKM und Onyx.

3. Was ist das Problem?

In Deutschland werden wir daher immer häufiger ein schwer zu ertragendes Bild vorgehalten bekommen: In Dunkelflauten wird erneuerbarer Strom extrem knapp, der Börsenstrompreis zieht an, die Stromimporte aus dem Ausland schießen in die Höhe und bei uns fangen selbst die ineffizientesten und teuersten Anlagen an zu laufen und bestimmen den Strompreis. Gleichzeitig stehen Netzreserveanlagen still. Der Stromkunde (mithin „die Volkswirtschaft“) bekommt von den Kraftwerken, deren netzstabilisierenden Betrieb er über die Netzentgelte finanziert, nichts zurück auf Angebots- und Preisseite.

4. Wie sieht der Ansatz für eine Öffnung der Netzreserve für Preisdämpfung aus?

Die Anlagen der Netzreserve liefern Netzstabilität zu nicht unerheblichen, vergemeinschafteten Kosten, die jeder Stromkunde auf seiner Rechnung sieht. Eine kapazitative Funktion und damit Funktion zur Preisdämpfung kam den Anlagen bisher nur in der Energiekrise zu: Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine wurde die deutsche Steinkohle-Netzreserve zwischen Herbst 2022 und Frühjahr 2024 an den Markt geführt, um die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren, die Stromversorgung abzusichern und Strompreise zu dämpfen.

In Anlehnung an die im Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz (EKBG) getroffenen Regelungen sollte der Netzreserve über eine temporäre Marktteilnahme ermöglicht werden, dämpfend auf den Strompreis zu wirken.

Das Instrument kann an definierte Marklagen gekoppelt sein, die durch das Überschreiten einer bestimmten Preisschwelle am Day-Ahead-Markt angezeigt werden. Weiter sollte die Marktteilnahme auf den Zeitraum zu befristen sein, bis die steuerbaren Backup-Kraftwerke, die im Zuge der inzwischen zwei Jahre verzögerten Kraftwerksstrategie neu entstehen sollen, ans Netz gehen.

Aufgrund der geringen Stundenzahl, die diese Anlagen im Markt laufen, fällt ihr CO₂-Ausstoß nicht ins Gewicht.

5. Wie kann ein Modell für den vorübergehenden Einsatz zur Preisdämpfung aussehen?

Eine Einsatzschwelle könnte beispielsweise wie folgt aussehen: Überschreitet der Strompreis am Day-Ahead-Markt für mehr als z.B. 3 Stunden die Marke von z.B. 150 Euro je Megawattstunde, dürfen die Anlagen für den Folgetag am Markt teilnehmen. Damit ist genügend Vorlaufzeit für Kraftwerksanfahrten gegeben und wetterbedingte Preisspitzen sind recht gut vorhersehbar.

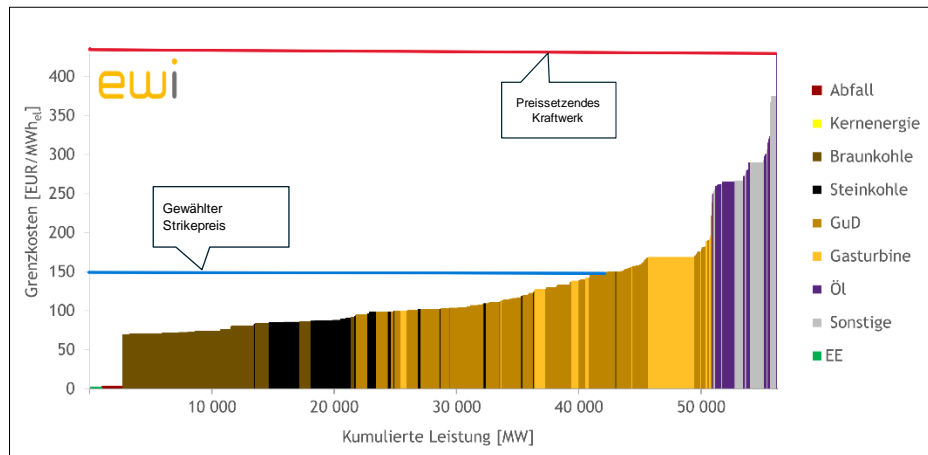
Damit das Anfahren des Kraftwerks für den Betreiber rentabel sein kann, gleichzeitig aber die Netzentgelte sinken können, muss hierfür ein **Teilungsmechanismus** zwischen Betreiber und ÜNB implementiert werden. Dies könnte beispielsweise folgendermaßen beschaffen sein: Der Betreiber erstattet dem Übertragungsnetzbetreiber die anteiligen Kosten für die Vorhaltung tages-scharf zurück. Ein bestimmter Mindestanteil des darüber hinausgehenden Deckungsbeitrags (20 Euro/MWh Clean Dark Spread) verbleibt beim Betreiber, der damit Kosten für zusätzliche Brennstoff- und Logistikvorhaltung sowie Risiken aus Kraftwerksausfall und niedrigeren Intradaypreisen abdeckt. Der darüber hinaus gehende Deckungsbeitrag (Clean Dark Spread) wird hälftig zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber geteilt.

6. Wie funktioniert die Preisdämpfung?

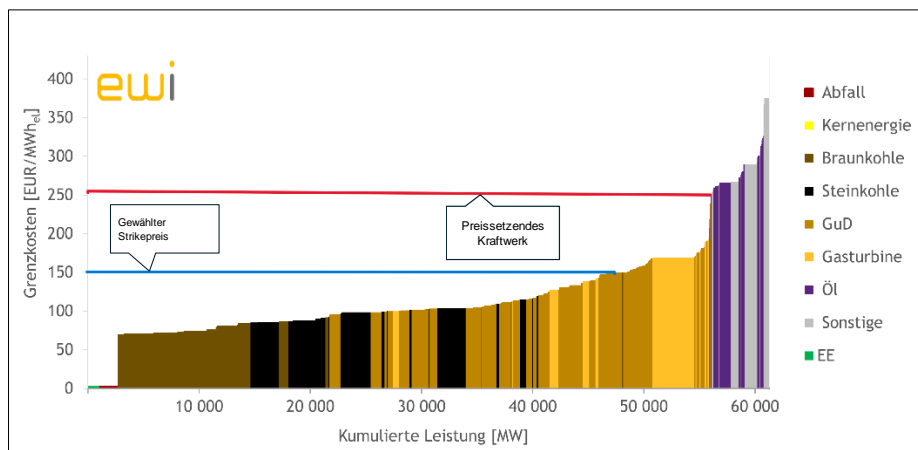
Durch drei Mechanismen kommt es zu einer Preisdämpfung:

1. Sehr hohe bis hohe **Preisspitzen am Day-Ahead-Markt** werden durch die zusätzlich im Markt eingesetzte Kapazität gekappt: Preissetzend wird ein günstigeres Kraftwerk sein als ohne den Einsatz der Netzreserve-Anlage im Strommarkt. Unmittelbar profitieren hiervon beispielsweise Industriebetriebe, die sich auch kurzfristig am Strommarkt eindecken bzw. Kunden mit Tarifen, bei denen der aktuelle Marktpreis bezahlt wird. Mittelbar und langfristig alle Stromkunden. Konkret ist dieser Preiseffekt zu erwarten in den Stunden

eines Jahres mit sehr hohen Strompreisen, d.h. bei extremen Dunkelflauten. Die folgende Grafik stellt dies am Beispiel der Dunkelflaute am 12. Dezember 2024 dar, d.h. es stand nahezu kein Windkraftwerk und keine PV-Anlage zur Verfügung – bei gleichzeitig einer Nachfrage von über 60 GW. In der Grafik wurden die Erzeugungskosten auf Basis der Spotpreise der verschiedenen Brennstoffe/Energieträger und CO₂ an diesem Tag zugrundegelegt.



Das obige Bild zeigt die Merit-Order ohne die Steinkohlekraftwerke der Netzreserve. Wenn hier das letzte Kraftwerk den Preis setzen würde, liegt der Preis über 400 EUR/MWh. Wären die gut 6 GW Steinkohle aus der Netzreserve aktiviert worden, dann wäre der Preis auf rund 200-250 €/MWh gedrückt worden (siehe nachfolgende Abbildung). Die älteren Anlagen der Steinkohle-Netzreserve würden vor die Ölkraftwerke, direkt hinter die Gaskraftwerke rutschen.



2. Darüber hinaus wären die Netzentgelte gemäß des Teilungsmechanismus voraussichtlich um einen hohen zweistelligen Millionenbetrag pro Jahresenkt worden. Davon profitieren alle Stromkunden, die Netzentgelte zahlen. Die **Netzentgelte** sinken in dem Maße, in dem ein Rückvergütung an den Netzbetreibern konkret erfolgt. Und hinzu kommt: In denjenigen Phasen, in denen ein Kraftwerk im Markt läuft, aber auch im Netzreserveregime gelaufen wäre, erhält das Stromsystem die Stabilisierung sozusagen kostenlos und Redispatch-Einsätze können reduziert werden.

3. Erwartungswerte: Über die konkrete Einbindung in den Spotmarkt hinaus wirkt die Ausweitung der Angebotsseite marktberuhigend. Den Marktteilnehmern wird mehr Berechenbarkeit gegeben, wie sich zu einem bestimmten Zeitpunkt das Stromdargebot darstellen und auch wie es sich voraussichtlich strukturieren wird.

Nachteile aus diesem Mechanismus haben ausschließlich Strommarktakteure, die von nicht vorhersagbaren, extrem hohen Strompreisereignissen profitieren würden.

7. Europarechtliche Bewertung

Eine temporäre Marktrückführung der Netzreservekapazitäten, geschieht unter präzise definierten Voraussetzungen (Auslösepreis, anteilige Leistungspreiserstattung, Teilungsmodell, Intervall-Befristung, Befristung insgesamt), die klar auf einen Zweck zugeschnitten sind und darüber hinaus zu einer Reduzierung der Netzreservekosten führen.

Der Zweck besteht in der temporären Angebotsausweitung zur Abfederung von Extrema am Strommarkt, die heute und noch stärker in den kommenden Jahren strompreistreibend wirken. Die Maßnahme der **temporären Angebotsausweitung zur Abfederung von Extrema am Strommarkt** ist dabei vergleichbar mit den Maßnahmen des Ersatzkraftwerkbereithaltungsgesetzes (EKBG), das ebenfalls im Rahmen einer Krisenbewältigung geschaffen wurde und keinen europarechtlichen Einschränkungen unterlag.

Aber selbst wenn der temporäre Marktbetrieb als über die Grenzen des EKBG hinausgehend angesehen würde, dürfte er immer noch als weniger wettbewerbswirksam zu bewerten sein, als die geplanten Ausschreibungen der Kraftwerksstrategie, für die bereits eine beihilferechtliche Einigung mit der EU-Kommission als „Vorgriff auf einen später einzuführenden Kapazitätsmarkt“ vorliegt. Die temporäre Marktrückführung ist analog als ein ebensolcher Vorgriff zu werte (Sinnvoll ist sie auch deshalb, weil die Kraftwerksstrategie sich inzwischen deutlich verzögert hat). Abgesehen davon unterstützt auch der Beitrag der Maßnahme zur Verminderung europäischen Abhängigkeit vom Gaspreis sowie ihr Beitrag zur Stärkung von Versorgungssicherheit und Resilienz eine positive europarechtliche Bewertung.