Bundesnetzagentur

Bundeskartellamt

Ergebnis der Untersuchung von Preisspitzen im kurzfristigen Stromgroßhandel im November und Dezember 2024

Oktober 2025

An fünf Tagen im November und Dezember 2024 traten im kurzfristigen Stromgroßhandel außergewöhnlich hohe Preise auf. Das Bundeskartellamt (BKartA) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) haben die Ursachen für diese ungewöhnlichen Ereignisse im Detail untersucht, um Anhaltspunkte für ein etwaiges marktmissbräuchliches Verhalten zu identifizieren bzw. auszuräumen und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu beurteilen.

Preise im kurzfristigen Stromgroßhandel schwanken sowohl untertägig als auch über das Jahr hinweg. Hintergrund ist, dass das Stromangebot zu jedem Zeitpunkt exakt der Nachfrage entsprechen muss und beide Größen im Zeitverlauf unabhängig voneinander schwanken. Im Jahresdurchschnitt 2024 lag der Preis der vortägigen (Day-Ahead) Auktionen bei rund 79 €/MWh. Im Lieferzeitraum November und Dezember 2024 kam es zu einer Häufung teurer Stunden. Sie erreichten in der Spitze bis zu 936 €/MWh. In 35 von 1.464 Lieferstunden, 2,4% der Zeit, stiegen die Preise in der Day-Ahead Auktion über 300 €/MWh. 34 der 35 Stunden mit Preisen über 300 €/MWh entfielen auf die Zeiträume 05. bis 07.11.2024 sowie auf den 11. und 12.12.2024.

In diesen Zeiträumen traf teils eine hohe Nachfrage auf ein sehr geringes Angebot von Erneuerbaren Energien (EE) aufgrund einer Windflaute und sehr geringer Sonneneinstrahlung (sog. Dunkelflaute[1]). Die europäische Marktkopplung sorgte für wesentliche Stromimporte aus den Nachbarländern und hat noch extremere Preisspitzen in Deutschland verhindert. Die restliche Stromnachfrage musste im Wesentlichen aus steuerbaren thermischen Kraftwerken gedeckt werden, die im Vergleich zu EE-Anlagen höhere Erzeugungskosten aufweisen. Preisspitzen können in solchen Situationen ein unverfälschtes Marktergebnis sein. Derart hohe Preise traten jedoch historisch auch während Dunkelflauten nur selten auf. Die hier beobachteten Preise überstiegen teils die Erzeugungskosten auch sehr teurer Kraftwerke deutlich.

Vor diesem Hintergrund erzeugten die hohen Börsenstrompreise mediales Interesse und Diskussionen. Teilweise wurde gefragt, ob signifikante Erzeugungskapazitäten nicht gelaufen, sondern

[1] Als Dunkelflaute wird das andauernde Vorliegen einer Wetterlage bezeichnet, in der eine sonnenlichtarme Situation gleichzeitig mit einer Windflaute bzw. Schwachwindlage auftritt, in deren Folge Windenergie- und PV-Anlagen kaum elektrische Energie erzeugen. Basierend auf historischen Erzeugungszeitreihen definiert die Bundesnetzagentur Dunkelflauten als Situationen, in denen die Erzeugungsleistung der Wind- und PV-Anlagen über einen Zeitraum von mindestens 48 Stunden durchgehend weniger als 15% ihrer installierten Leistung beträgt.

möglicherweise zurückgehalten worden seien, um die Preise nach oben zu treiben. Auch wurde die Frage aufgeworfen, ob die Versorgungssicherheit gewährleistet war.

Das BKartA und die BNetzA haben eine Vielzahl von Daten aus öffentlichen und nicht-öffentlichen Quellen zur fundamentalen Situation, dem Einsatz und der Verfügbarkeit von Kraftwerken und dem Handelsverhalten erhoben und ausgewertet. Die zentralen Ergebnisse für die betroffenen fünf Tage sind:

- Die durchgeführten Untersuchungen des Kraftwerkseinsatzes und des Stromangebotes haben keine Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen Kartellrecht oder gegen REMIT erbracht.
- Die steuerbaren Kraftwerkskapazitäten waren deutlich höher ausgelastet als unmittelbar nach dem Ereignis medial dargestellt.
- Die sichere Stromversorgung war zu jedem Zeitpunkt gewährleistet.

Die folgenden Abschnitte stellen die Ergebnisse im Detail dar.

1. Untersuchung auf Hinweise auf einen Verstoß gegen das Kartellrecht

Das BKartA ist für die Prüfung auf mögliche Kartellrechtsverstöße zuständig. Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot soll u.a. verhindern, dass marktbeherrschende Stromerzeugungsunternehmen die Preise bei der Stromerzeugung missbräuchlich in die Höhe treiben.

In der Untersuchung der hier betrachteten Marktsituationen hat das BKartA insbesondere die im Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel dargestellten Grundsätze berücksichtigt.[2] Preisspitzen im Stromgroßhandel sind – für sich genommen – kein hinreichendes Indiz für missbräuchlich überhöhte Preise auf dem Stromerstabsatzmarkt, sondern können ein normales und unverfälschtes Marktergebnis sein. Sie allein begründen noch keinen Nachweis eines missbräuchlichen Verhaltens marktbeherrschender Unternehmen.

Notwendiges Kriterium einer Kapazitätszurückhaltung ist der Nichteinsatz tatsächlich verfügbarer Stromerzeugungskapazitäten, deren Strom zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten hätte verkauft werden können. Damit eine Kapazitätszurückhaltung das kartellrechtliche Missbrauchsverbot erfüllt, muss das Merkmal der Marktbeherrschung hinzutreten.[3] Welche Unternehmen nach Einschätzung des BKartA als marktbeherrschend in Frage kommen, geht aus den regelmäßig veröffentlichten Marktmachtberichten hervor. Der Fokus der Ermittlungen lag auf den auch dort aufgrund ihrer Erzeugungsanteile näher betrachteten Unternehmen EnBW, LEAG, RWE, Uniper und Vattenfall.

Die Ermittlungen des BKartA setzten sich hauptsächlich mit zwei Untersuchungsfragen auseinander: (i) Wurden alle Kraftwerke dieser Unternehmen eingesetzt, die als verfügbar gemeldet

[2] Vgl. BKartA/BNetzA (2019): Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, abrufbar unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Leitfaden/Leitfaden_Preisspitzen.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
[3] Dagegen gilt auch für nicht-marktbeherrschende Unternehmen das Kartellverbot i.S.d. Art. 101 AEUV sowie §§ 1, 2 GWB. Vgl. dazu auch Rn. 24 des Leitfadens.

wurden, sowie (ii) waren Kraftwerke tatsächlich nicht verfügbar, deren Kapazitäten ganz oder teilweise als nicht verfügbar gemeldet wurden? Die Überprüfung der angegebenen Grenzkosten von Kraftwerken bildete keinen Schwerpunkt der Untersuchung, da die Börsenpreisspitzen so hoch lagen, dass sie die Grenzkosten der großen Mehrheit an Kraftwerken offensichtlich überstiegen. Ferner wurde berücksichtigt, dass der Preis im Intraday-Handel am Nachmittag des 12.12.2024 deutlich unter dem der Day-Ahead-Auktion lag. Im Fall sich später einstellender niedrigerer Intraday-Preise können flexiblere Kraftwerke ihren anhand von Day-Ahead-Preisen profitabel erscheinenden Kraftwerkseinsatz kurzfristig an den (hier niedrigeren) Intraday-Preisen ausrichten.

Die Analyse von Kapazitäten, die dem Stromerstabsatzmarkt zur Verfügung standen, ergab anhand der vom BKartA erhobenen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für Kraftwerke über 10 MW Leistung, dass in den betreffenden Zeiträumen fast alle als verfügbar gemeldeten Kapazitäten auch Strom erzeugt hatten. Die Kapazität der als verfügbar und nicht eingesetzt gemeldeten Erzeugungskapazitäten betrug in Summe über die fünf o.g. Unternehmen am 06.11.2024 zwischen 17-19 Uhr durchschnittlich ca. 170 MW; am 12.12.2024 zwischen 16-18 Uhr durchschnittlich ca. 410 MW. Bei dieser verbleibenden Restkapazität handelt es sich im Wesentlichen um hochflexible Speicher oder flexiblere Kraftwerke mit besonders hohen Grenzkosten, deren Vermarktung sich daher weniger an Day-Ahead- sondern mehr an Intraday-Preisen orientiert. Zusätzlich gab es bei einem Unternehmen nachträglich geklärte Meldefehler, durch die eine tatsächlich nicht vorhandene Verfügbarkeit fälschlich angezeigt wurde.

Darüber hinaus hat das BKartA die Gründe für Nichtverfügbarkeiten während der Preisspitzen bei den o.g. Kraftwerksbetreibern untersucht, die konkret angegebenen Gründe für jedes Kraftwerk auf Plausibilität überprüft und, wo möglich, auch mit weiteren Datenquellen abgeglichen. So wurden z.B. die Ergebnisse von Regelleistungsauktionen damit abgeglichen, wie viel Regelleistungsvorhaltung Unternehmen als Grund für Nichtverfügbarkeiten angaben. Zur Überprüfung der Verfügbarkeiten wärmegeführter Kraftwerke[4] wurden mehrere kleinere Marktteilnehmer zum möglichen Einsatz solcher Heizkraftwerke befragt und die daraus gewonnenen Erkenntnisse zur Plausibilisierung der gemeldeten Verfügbarkeit gleichartiger Kraftwerke der größeren Kraftwerksbetreiber verwendet. Darüber hinaus wurden Angaben zur technisch verfügbaren Leistung durch die Abfrage von Kraftwerksparametern wie bspw. Anfahrtszeiten, Mindestlaufzeiten etc. auf Plausibilität überprüft.

Nichtverfügbarkeiten ergeben sich grundsätzlich aus einem komplexen Zusammenspiel technischer und ökonomischer Gegebenheiten. Ebenso komplex ist daher die Plausibilisierung der für die Nichtverfügbarkeit angegebenen Gründe. Insbesondere bedarf es einer kraftwerksspezifischen Einzelfallwürdigung der Umstände. Daher kann aus der Perspektive einer Untersuchungsbehörde nicht für jede einzelne gemeldete Nichtverfügbarkeit mit letzter Sicherheit geschlussfolgert werden, dass das entsprechende Kraftwerk zurecht als nicht einsatzbereit gemeldet wurde. Mit den dargestellten Untersuchungen wurden jedenfalls keine Hinweise auf eine vorgeschobene Nichtverfügbarkeit gefunden.

Insgesamt haben die dargestellten Datenerhebungen und -überprüfungen somit keine Hinweise für eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung an den fünf betroffenen Tagen ergeben.

[4] Dies bezeichnet Kraftwerke, die ihre Stromerzeugung an der notwendigen bzw. absetzbaren Wärmeproduktion ausrichten.

2. Beurteilung der Versorgungssicherheit und Untersuchung auf Verstöße gegen REMIT

Die BNetzA hat Analysen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit und mit Blick auf mögliche Verstöße gegen die Marktmissbrauchsverbote der REMIT (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011) durchgeführt.

Fokus der Untersuchungen zur Versorgungssituation waren die Auslastungen der im November und Dezember 2024 vorhandenen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten für das deutsche Marktgebiet. Die Kraftwerkskapazitäten wurden auf Basis der im Marktstammdatenregister und in der Kraftwerksliste der BNetzA angegebenen installierten Nettonennleistung erhoben. Im November und Dezember 2024 lag die steuerbare Kraftwerkskapazität bei rund 105,5 GW. Berücksichtigt wurden dabei Kraftwerke auf Basis von Braun- und Steinkohle, Erdgas, Pumpspeicherkraftwerke sowie Kraftwerke, die Biomasse oder (Lauf-)Wasserkraft nutzen. Ergänzt wird dieser Bestand durch die Kategorie "sonstige konventionelle Kraftwerke", zu der Kraftwerke gehören, die Mineralöl, Klärschlamm oder Abfall einsetzen, sowie Batteriespeicher. Diesen installierten steuerbaren Kraftwerkskapazitäten wurde die Einspeisung in Netze der allgemeinen Versorgung sowie eine geschätzte Einspeisung in andere Netze gegenübergestellt. Es wurden Kapazitäten ermittelt, die nur über einen Bahnnetzanschluss verfügen oder netztechnische Betriebsmittel sind, die als nicht-verfügbar gemeldet waren oder als Sicherheitsreserven vorgehalten wurden. Zudem wurden Kapazitäten bei Biomasse, Wasserkraft und sonstigen konventionelle Kraftwerken geschätzt, die historisch bisher marktlich nicht genutzt wurden. Diese Werte wurden von den installierten Kapazitäten abgezogen und eine marktlich noch verfügbare Kapazität errechnet.

Die als zusätzlich marktlich verfügbar klassifizierten Kapazitäten sind Schätzungen auf Basis der verfügbaren Daten. Die Stromeinspeisung in andere Netze als die der allgemeinen Versorgung sowie die historisch nicht marktlich genutzten Kapazitäten bei Biomasse, Wasserkraft und sonstigen konventionellen Kraftwerken sind wegen fehlender viertelstundengenauer Daten konservativ geschätzt. Die tatsächlichen Werte könnten geringer gewesen sein, was die zusätzlich marktlich verfügbaren Kapazitäten erhöhen würde. Andererseits ist es möglich, dass Teile der Kapazitäten zu kommerziellen Besicherungszwecken gebunden waren oder aufgrund weiterer technischer Restriktionen nicht zur Verfügung standen. So könnten die nutzbaren Leistungen wärmegeführter Kraftwerke niedriger gewesen sein, da diese ohne vollständige Wärmeabgabe ihre Nettonennleistung nicht erreichen und an den Novembertagen teilweise zweistellige Plusgrade herrschten. Daten der Kraftwerkseinsatzplanung legen dies nahe, konnten aber in den durchgeführten Auswertungen noch nicht quantitativ abgebildet werden.

Diese Analysen zeigen, dass die Auslastung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten deutlich höher war, als in Medienberichten unmittelbar nach dem Ereignis dargestellt. In den teuersten Stunden am 06.11. und 12.12.2024, jeweils in der Lieferstunde 17 bis 18 Uhr, standen nach Schätzung der BNetzA noch ca. 4,5 GW bzw. ca. 3,4 GW an Marktkapazitäten zur Verfügung (siehe Abbildung "Auslastung des steuerbaren Kraftwerksparks im Auswertungszeitraum"). Die für die allgemeine Stromerzeugung einsetzbaren und als im Rahmen der REMIT verfügbar gemeldeten Braun- und Steinkohlekraftwerke wurden in den teuren Stunden am 06.11. und 12.12.2024 umfassend eingesetzt. Bei Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerken standen gemäß den REMIT Meldeverpflichtungen noch Restkapazitäten zur Verfügung. Diese waren jedoch wesentlich niedriger als in den Berichten dargestellt.

Davon unbenommen war die sichere Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet, da Deutschland über ausreichend Erzeugungskapazitäten verfügt. Neben den Marktapazitäten standen noch etwa 12 bis 13 GW an Reserven und Regelenergie zur Verfügung.

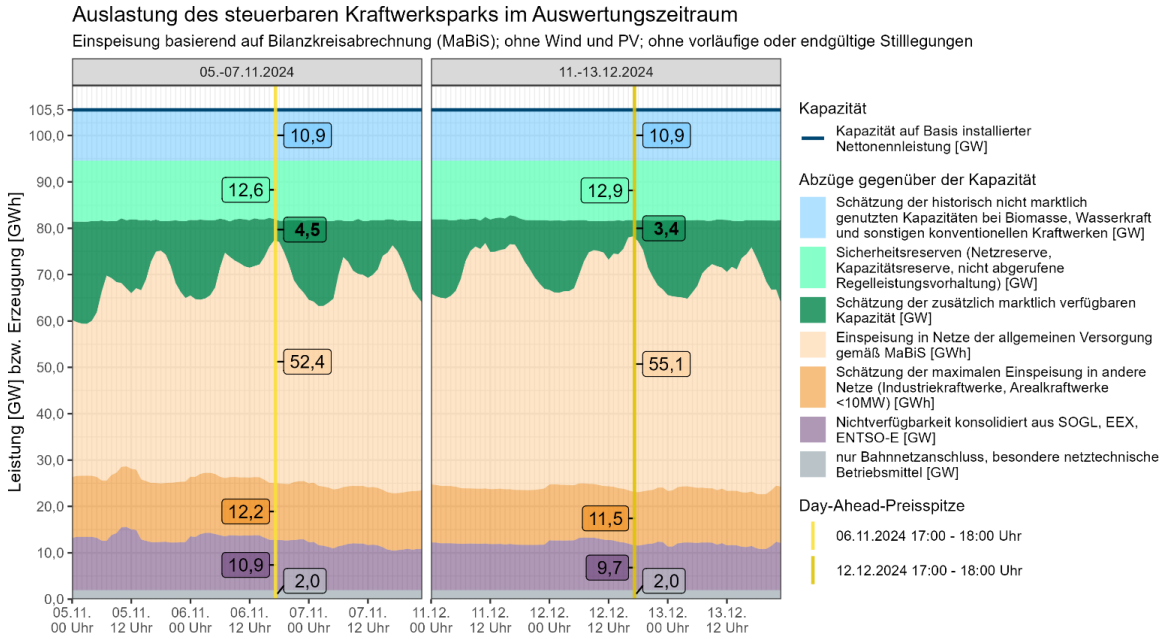

Abbildung 1: Auslastung des steuerbaren Kraftwerksparks im Auswertungszeitraum

Die Differenzen im Vergleich zu den unmittelbar nach den Ereignissen erfolgten öffentlichen Einschätzungen sind auf mehrere Punkte zurückzuführen. Zum einen blieben die Einspeisungen in Industrie-, Bahn- und Arealnetze unberücksichtigt. Diese bewegten sich nach Schätzung der BNetzA zwischen 11 bis 12 GW. Zum anderen war die inländische Einspeisung in die Netze der allgemeinen Versorgung nach den Daten der Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) deutlich höher als dies ursprünglich auf der Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, gemeldet wurde. Tendenziell unterschätzen die dort veröffentlichten Erzeugungsdaten die tatsächliche Netzeinspeisung und überschätzen damit die nicht genutzten Kapazitäten. Bei Biomasse, Wasserkraft und sonstigen konventionellen Kraftwerken liegen die historisch marktlich genutzten Kapazitäten deutlich unter ihren installierten Nettonennleistungen von etwa 29 GW. Berücksichtigt man realisierte Einspeisemaxima in Netze der allgemeinen Versorgung sowie Faktoren wie Nichtverfügbarkeiten, Einspeisungen in andere Netze und Eigenverbräuche ergeben sich historisch marktlich genutzte Kapazitäten von rund 18 GW. Die Differenz von etwa 11 GW, die historisch nicht marktlich genutzt wurden, ist u.a. auf energieträgerspezifische Restriktionen zurückzuführen.

Das europäische Market Coupling im vor- und untertägigen Handel hat gut funktioniert. Deutschland war in vielen der betroffenen Stunden das Land mit den höchsten Preisen und importierte daher im Rahmen der verfügbaren Kapazitäten Strom aus den Nachbarländern.

Auf der Handelsseite hat die BNetzA auch das Gebotsverhalten von Marktteilnehmern mit Blick auf mögliche Marktmanipulationstatbestände der REMIT geprüft. Es wurde untersucht, wer besonders unmittelbar oder mittelbar von den hohen Preisen profitiert hat und ob Auffälligkeiten im Gebotsverhalten erkennbar waren. Der Vergleich mit Fundamentalprognosen deutet darauf hin, dass einzelne Bieter in der Knappheitssituation nicht rein nach Grenzkosten geboten haben. Allein ein Gebot über den Grenzkosten ist dabei noch kein REMIT-Verstoß. Der Energy Only Markt ist so ausgestaltet, dass Unternehmen in Knappheitsphasen Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Diese Beiträge dienen der Refinanzierung von Investitionskosten und schaffen Anreize, in Spitzenlastkraftwerkskapazitäten sowie in Flexibilitätsoptionen zu investieren. Ein REMIT-Verstoß wäre erst dann anzunehmen, wenn die Umstände des Einzelfalls darauf hindeuten,

dass Marktteilnehmer gezielt Maßnahmen ergriffen haben, um ein Preisniveau herbeizuführen, das sich nicht aus den Marktkräften eines unbeeinflussten Energiegroßhandelsmarktes ergibt. Ein solches künstliches Preisniveau läge dann vor, wenn es nicht Ergebnis des freien Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage ohne externe Eingriffe oder Informationsasymmetrien ist. Bisher konnte kein Verstoß festgestellt werden. Es gibt einzelne Sachverhalte, denen die BNetzA noch vertiefend nachgeht.

Dunkelflauten, wie sie im November und Dezember 2024 auftraten, werden auch in Zukunft vorkommen. Damit langfristig ausreichend Erzeugungskapazitäten für solche Situationen vorgehalten werden, hält die BNetzA gesetzgeberische Maßnahmen für den Zubau steuerbarer Kapazitäten weiterhin für dringend geboten. Insgesamt besteht auch ein Bedarf an Flexibilisierung sowohl auf der Nachfrageseite als auch auf Erzeugerseite, wie beispielsweise zur Hebung historisch marktlich nicht genutzter Kapazitäten im Bereich der Biomasse durch eine flexiblere Fahrweise. Die BNetzA wird weiterhin auffällige Marktsituationen im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags analysieren. Um solche Situationen zukünftig schneller und besser einschätzen zu können, besteht auch der Bedarf, die Datengrundlagen zu verbessern. Dies betrifft insbesondere Werte zur Einspeisung in andere Netze als die der allgemeinen Versorgung sowie präzisere Informationen über effektiv verfügbare Erzeugungskapazitäten und deren Nichtverfügbarkeiten.