

Berlin, 25. September 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Fakten und Argumente

Fachliche Äußerung zu den Verfassungsbeschwerden gegen das Gesetz zur Einführung einer Strompreis- bremse - StromPBG

1 BvR 611/23, 1 BvR 460/23

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkung.....	3
2	Zur Funktionsweise der Stromgroßhandelsmärkte	3
	2.1 Day-Ahead-Markt	4
	2.2 Intraday-Markt	7
	2.3 Terminmarkt	9
3	Die Überschusserlösabschöpfung nach StromPBG Teil 3	13
	3.1 Netzeinspeisung ohne Vermarktung	14
	3.2 Vermarktungsfiktion Spotmarkt	14
	3.3 Korrektur um Absicherungsgeschäfte	15
	3.4 Anlagenbezogene Vermarktung	17
	3.5 Berechnungslogik in der aktuellen Marktlage.....	17
	3.6 Fazit.....	18

1 Vorbemerkung

Der BDEW bedankt sich für die Gelegenheit zur Äußerung.

Unsere Stellungnahme soll einen Beitrag zum Verständnis der Überschusserlösabschöpfung nach dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) im Abgleich mit der Funktionsweise der Stromgroßhandelsmärkte leisten und dabei die Defizite in der konkreten Ausgestaltung aufzeigen, auf die wir in unseren Stellungnahmen wiederholt hingewiesen haben.¹

Einer eigenen Bewertung, ob die Funktionsweise des StromPBG verfassungswidrig ist, enthält sich der BDEW.

Als Spitzenverband der Energie- und Wasserwirtschaft vertritt der BDEW in Berlin und Brüssel sowie mit seinen Landesorganisationen regional vor Ort die Interessen seiner über 2.000 Mitgliedsunternehmen. Das Spektrum unserer Mitgliedsunternehmen reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes, gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland. Außerdem vereinen wir 94 Prozent der Stromnetzlänge, 92 Prozent der Gasnetzlänge, 78 Prozent der Wärme-bzw. Kältenetzlänge.

2 Zur Funktionsweise der Stromgroßhandelsmärkte

Für die Beurteilung der Wirkungsweise der Überschusserlösabschöpfung nach dem StromPBG ist ein grundlegendes Verständnis der Funktionsweise der Stromgroßhandelsmärkte notwendig. Hierzu enthalten die Verfassungsbeschwerden bereits Ausführungen. Der BDEW gibt gerne ergänzend allgemeine Erläuterungen zur Funktion der Stromgroßhandelsmärkte und erläutert sodann den Ansatz, den das StromPBG in diesem Umfeld zugrunde legt sowie dessen Folgen. Ein grundsätzliches, auch technisches Verständnis dieser Märkte und der Handelstätigkeit ist für die Bewertung der Überschusserlösabschöpfung unabdinglich.

¹ [BDEW-Stellungnahme zum Referentenentwurf des StromPBG](#), unter 2.1, [BDEW-Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss des StromPBG](#) unter 2.1, [BDEW-Stellungnahme zur Anhörung des Gesetzentwurfs zur Änderung der Preisbremsengesetze](#); [BDEW-Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss zur Änderung der Preisbremsengesetz](#) (S. 11f. und 30 ff.)

Das StromPBG setzt auf einem Bild des Strommarktes auf, das komplexe Zusammenhänge stark vereinfacht und auf Standardprozesse reduziert. Damit wird es nicht allen Sachverhalten gerecht und unterstellt teilweise Überschusserlöse, die nicht angefallen sind.

2.1 Day-Ahead-Markt

Der börsliche Day-Ahead-Markt, umgangssprachlich auch „Spotmarkt“ genannt, ist der wichtigste Strommarkt in der zeitlichen Reihenfolge der Märkte. An ihm werden für jede Stunde des Folgetages physische Strommengen anonym in einer zweiseitigen Auktion gehandelt, Angebot und Nachfrage synchronisiert und Import- bzw. Export mit dem Ausland durch das Prinzip der Marktkopplung abgewickelt. Der Day-Ahead-Markt dient zudem als Referenzpreis (Basiswert) für börsengehandelte Terminverträge, aber auch der Berechnung der Marktprämie für Erneuerbare Energien, die nach dem EEG gefördert sind.

Das im allgemeinen Sprachgebrauch übliche „Merit-Order-Prinzip“ besagt, dass in einem vollständigen Markt Anlagen nach ihren kurzfristigen Grenzkosten gestaffelt in den Markt gehen. Dies stellt sicher, dass der Kraftwerkseinsatz ökonomisch effizient erfolgt, und die letzte zur Deckung der Nachfrage notwendige MWh Strom durch das günstigste noch am Markt verfügbare Kraftwerk gedeckt wird. Das „Merit-Order-Prinzip“ ist jedoch nicht Konstruktionsprinzip der Day-Ahead-Auktion, sondern vielmehr eine Erklärung des Preisbildungsmechanismus.

Der Marktanteil der börslichen Day-Ahead-Auktion beträgt nicht 100 Prozent. Viele Mengen werden außerbörslich oder auch auf Termin gehandelt – und nicht alle Angebote werden zu den kurzfristigen Grenzkosten eingestellt.

- Mengen, die über finanzielle Langfristverträge gehandelt wurden, werden als „market-order“, d.h. preisunabhängige Order² eingestellt, da der Preis bereits über den Terminvertrag fixiert wurde.
- Mengen, die aufgrund anderer Verpflichtungen als „Must-run“ laufen müssen, z.B. durch Kontrahierung für die Regelenergie oder wärmegeführte KWK-Anlagen, werden ebenfalls als „market-order“ eingestellt.

² Ein preisunabhängiges Gebot, auch Markt-Order genannt, ist ein Gebot, bei dem der Händler nur die zu (ver-)kaufende Menge spezifiziert und von der Börse zum besten verfügbaren Kurs ausgeführt wird. In der Day-Ahead Auktion des Strommarkts werden diese Gebote zu -500 €/MWh (Verkauf) bzw. 4.000 €/MWh (Kauf) berücksichtigt, weil dies den technischen Preisgrenzen entspricht. In der Darstellung der Gebotskurve in Abbildung 1 sind diese Gebote die waagrechten Anteile am oberen bzw. unteren Rand des Diagramms.

- EEG-geförderte Anlagen bieten in der Regel keine Grenz- sondern Opportunitätskosten, d.h. die Kosten der Nichtproduktion. In der Regel ist dies die negative erwartete Marktprämie. Wenn der Direktvermarkter einer Anlage mit Gestehungskosten („anzulegendem Wert“) von z.B. 80 €/MWh und variablen Kosten von z.B. 5 €/MWh den Monatsmarktwert auf 60 €/MWh und damit die Marktprämie auf 20 €/MWh schätzt, bietet er daher -15 €/MWh. Die Summe aus Gebot und erwarteter Zahlung der Marktprämie durch das EEG ergibt die variablen Kosten, d.h. das Gebot spiegelt die Profitabilitätsgrenze der Anlage wider.
- Anlagen, die über Blockgebote vermarktet werden, werden im Lösungsalgorithmus EUPHEMIA³ als preisunabhängige Gebote berücksichtigt, wenn der Preiseffekt der zusätzlichen Nachfrage/des zusätzlichen Angebots im Durchschnitt aller Stunden des Blocks das Gebot nicht übersteigt. D.h. insbesondere kann ein Kraftwerk in einer Stunde bezuschlagt werden, obwohl seine kurzfristigen Grenzkosten oberhalb des Markträumungspreises liegen, wenn dieser Verlust durch die höhere Produzentenrente in einer anderen dem Block zugehörigen Stunde kompensiert wird.
- Der Lösungsalgorithmus EUPHEMIA maximiert die soziale Wohlfahrt, also die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente.

Die z.B. auf der Webseite der EPEX Spot publizierten Gebotskurven spiegeln den Mechanismus der Auktion wider – vergleiche Abbildung 1 für eine typische Gebotskurve. Eine Erklärung durch Fundamentalmodelle und das Merit-Order-Prinzip ist in der Regel gut möglich. Ceteris paribus verändern höhere Brennstoff- und CO₂-Preise die Höhe der Angebotskurve; der Einfluss des Wetters und damit die Menge produzierter Erneuerbarer Energien ihre Position (eine Ausprägung des sogenannten Merit-Order-Effekts).

Marktteilnehmer, die auf eine hohe Produzentenrente angewiesen sind, weil das Verhältnis von kurzfristigen Grenzkosten zu Gestehungskosten aufgrund des hohen Kapitalkostenanteils sehr klein ist, profitieren daher implizit von hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen, da diese in der Regel den Markträumungspreis definieren. Hohe Produzentenrenten sorgen so für eine schnelle Refinanzierung insbesondere von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

³ Siehe Dokumentation auf https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/

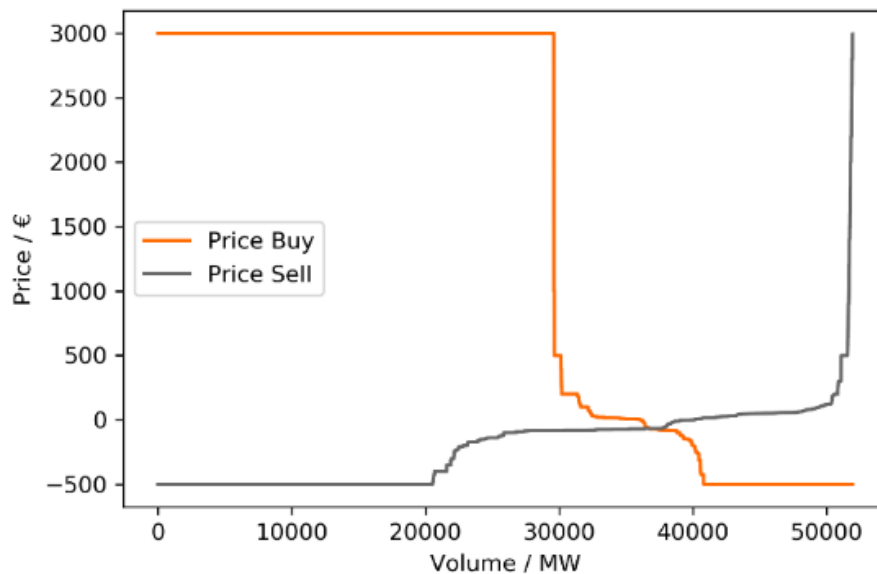


Abbildung 1 – typische Gebotskurve der Day-Ahead Auktion an der EPEX-Spot. Das Angebot ist in Grau („Price Sell“), die Nachfrage in Orange („Price Buy“) dargestellt. Zum Zeitpunkt der dargestellten Auktion galt noch eine technische Preisobergrenze von 3.000 €/MWh. Heute liegt die technische Preisobergrenze bei 4.000 €/MWh. Quelle: EPEX Spot

Die Gebote selbst sind Tabellen, in denen für jede Stunde zu kaufendes oder zu verkaufendes Volumen pro Preis angegeben wird. Marktteilnehmer, die sowohl Strom produzieren als auch eigene Nachfrage bedienen müssen (z.B. Stadtwerke) finden sich so, je nach Preis, auf der Käufer- oder Verkäuferseite wieder. Da in Deutschland im Gegensatz zu Italien oder Spanien **keine Pflicht zum anlagenscharfen Gebot** existiert, sind die Gebote auf die Gesamtportfolios der jeweiligen Händler beschränkt. Ein Rückschluss einzelner Elemente des Gebots auf bestimmte Anlagen ist hierbei nur bei einfach strukturierten Portfolios möglich. Portfolios mit einer Mischung aus einer Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen, der Berücksichtigung der jeweiligen Einsatzplanung und dem Abnahmeverhalten der eigenen Kunden führen zu komplexen Gebotsmatrizen. Diese sind das Ergebnis einer Optimierung der Portfoliovermarktung und lassen in der Regel und ohne Einblicke in das Portfoliomanagement des jeweiligen Händlers keinen Rückschluss auf den darunterliegenden Anlagenpark zu. Zusätzlich kann der Händler Mengen vorher auf Termin verkaufen und absichern oder, bei unsicherem Einsatz, z.B. bei Erneuerbare-Energien-Anlagen, später auf dem Intraday-Markt handeln.

Die Day-Ahead-Auktion ist, obwohl ein zentraler Baustein im Stromhandelssystem, nicht der einzige Vermarktungsweg, der von Händlern genutzt wird. Deswegen ist zwar der Day-Ahead-Preis eine gute Referenz für die Grenzkosten des Systems basierend auf dem Wissen um den

Systemzustand am Vortag, spiegelt jedoch nicht die tatsächlichen Kosten oder Erlöse der Erzeuger und Händler wider.

2.2 Intraday-Markt

Dem Day-Ahead-Markt zeitlich nachgelagert ist der Intraday-Markt. Dieser startet um 15 Uhr des Vortages mit einer Auktion zur Bündelung von Liquidität, jedoch mit der Möglichkeit viertelstundenscharf zu handeln. Da bei der Day-Ahead-Auktion nur Stundengebote möglich sind, ist der Beginn des Intraday-Handels für Händler wichtig, um Erzeugungs- und Lastrampen am Markt glattzustellen und den eigenen Bilanzkreis auszugleichen. Die Preissignale in der Intraday-Auktion spiegeln daher die erhöhte Nachfrage bzw. das erhöhte Angebot z.B. an Solarstrom zu Beginn und Ende jedes Tages wider, siehe Abbildung 2 für einen typischen Tagesverlauf. Die Preisausschläge sind zudem deutlich höher als in der Day-Ahead-Auktion; der jeweilige stündliche Durchschnittspreis liegt jedoch in der Regel auf dem Niveau der Day-Ahead-Auktion.

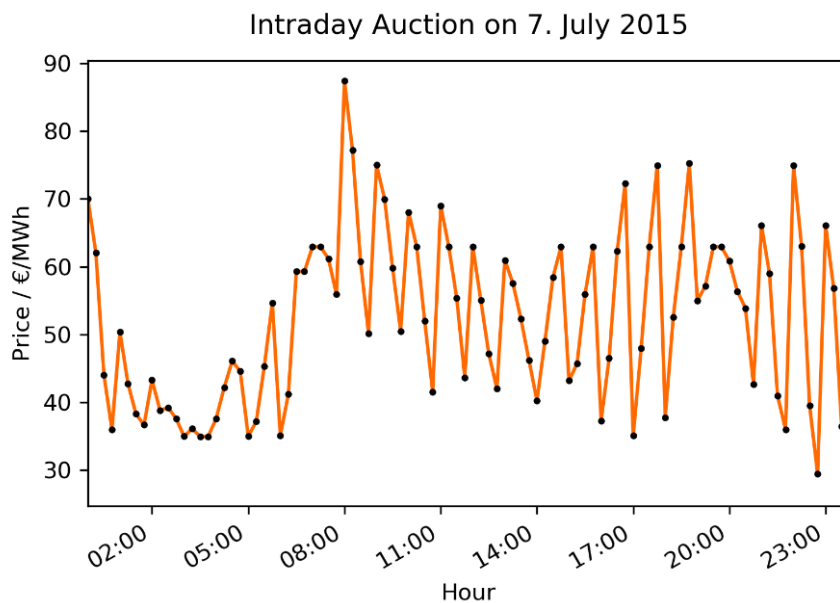


Abbildung 2 – Stündliche Preise der Intraday-Eröffnungsauktion an der EPEX Spot für den 7. Juli 2015. Quelle: EPEX Spot

Auf dem kontinuierlichen börslichen Intraday-Markt wird jederzeit bilateral, wenn auch anonym, bis kurz vor Lieferung (5 Minuten bei EPEX Spot; bis zur Lieferung bei Nord Pool) gehandelt. Die Gebote spiegeln die kurzfristige Erwartung des Marktes aufgrund der jeweils aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchs-, aber insbesondere Wetterprognosen wider. Gegen Ende

des Intraday-Handels konvergieren die Preise in Richtung des erwarteten Ausgleichsenergiepreises⁴. Gleichwohl sind Händler aufgrund des Bilanzkreisvertrags und der StromNZV verpflichtet, ihren Bilanzkreis im Markt glattzustellen und Ungleichgewichte nicht durch den Regelennergieeinsatz lösen zu lassen. Da Bilanzkreise praktisch nie ausgeglichen sind, stellt sich der Intraday-Preis nahe am erwarteten Ausgleichsenergiepreis aufgrund der Bemühungen, die Bilanzkreisungleichgewichte zu minimieren, ein. Ungeachtet der in § 4 Abs. 2 StromNZV formulierten Verantwortung des Bilanzkreisverantwortlichen, seinen Bilanzkreis auszugleichen und der im Standardbilanzkreisvertrag fixierten Verpflichtung, Bilanzkreisabweichungen zu minimieren, entspricht der Wert einer MWh Strom kurz vor Lieferung dem vom Markt erwarteten Preis für Ausgleichsenergie.

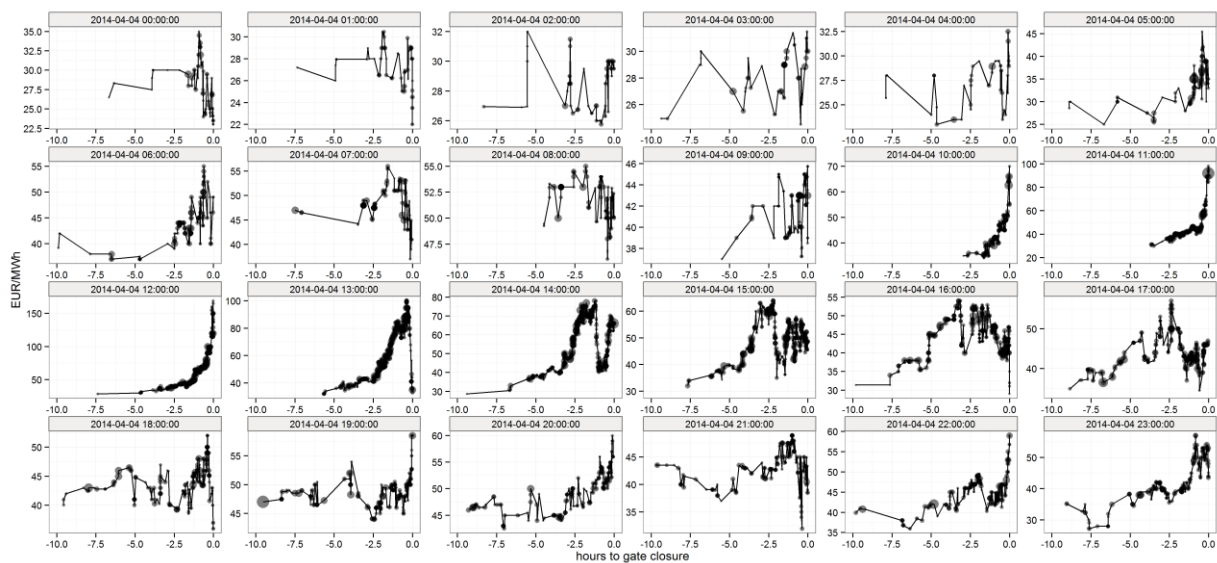


Abbildung 3 – Zeitreihen der Transaktionen des kontinuierlichen Intraday-Marktes an der EPEX Spot vom 4. April 2014. Jeder Punkt entspricht einer Börsentransaktion. Quelle: EPEX Spot

⁴ Unter Ausgleichsenergie versteht man die elektrische Energie, um die Einspeisung/Verbrauch eines Bilanzkreises von der prognostizierten Einspeisung/vom prognostizierten Verbrauch abweicht. In einer monatlichen Bilanzkreisabrechnung werden die Überdeckungen und Unterdeckungen des Bilanzkreises mit Ausgleichsenergiepreisen bewertet. Beim Strom wird bei der Berechnung der Ausgleichsenergiekosten ein regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) für jede Viertelstunde des Monats ermittelt, der sich im Wesentlichen aus der eingesetzten Regelennergie und den Regelennergiekosten über alle Regelzonen errechnet. Der Preis kann sowohl negativ, wie auch positiv sein. (Quelle: <https://de.wikipedia.org/wiki/Ausgleichsenergie>)

2.3 Terminmarkt

Kurzfristmärkte wie die Day-Ahead-Auktion oder der kontinuierliche Intraday-Markt sind hochvolatil, da sie dynamisch Information über den Systemzustand einpreisen. Um Unternehmen und Endkunden vor zu großer Volatilität zu schützen und Erlöse und Kosten besser planen zu können, handeln viele Unternehmen Strom auf Termin, z.B. an der European Energy Exchange in Leipzig, über Broker oder bilateral.

Strom wird hierbei nicht auf Stundenbasis, sondern in der Regel als gleichmäßige (Bandlast) Lieferung für ganze Jahre, Quartale, Monate, Wochen, aber auch einzelne Tage gehandelt. Diese können teilweise mehrere Jahre vor Lieferung bzw. Fälligkeit gehandelt werden. Die liquiden Produkte sind Lieferung im nächsten Monat (sog. Frontmonat) und die Lieferung im nächsten Jahr (sog. Frontjahr oder „Cal+1“). Die Produktspezifikationen sind stark standardisiert, was einen effizienten und transparenten Handel über Broker und Börsen erlaubt.

Außerhalb der Börse sind jedoch auch andere Produkte denkbar und werden auch gehandelt, z.B. Swap-Optionen für Pumpspeicherkraftwerke oder andere Derivate. Stromderivate an der Börse sind grundsätzlich Finanzinstrumente, da keine physische Lieferung stattfindet, sondern nur ein Barausgleich (siehe unten: Variation-Margin). Ein physischer Handel findet ausschließlich in der Day-Ahead Auktion, im Intraday oder außerbörslich statt. Die börsliche Absicherung physischer Mengen auf Termin umfasst daher immer den Abschluss zweier Geschäfte: die finanzielle Absicherung des Preisrisikos mittels eines Finanzinstruments auf dem Terminmarkt und den tatsächlichen physischen Handel am Day-Ahead oder Intraday-Markt.

Die Preisreferenz für börsengehandelte Terminkontrakte und die meisten OTC⁵-gehandelten Produkte ist der Day-Ahead-Preis für die Lieferung in die Regelzone Amprion, was zur Zeit dem Preis der deutsch-luxemburgischen Gebotszone entspricht. Der gehandelte Preis des Terminkontrakts ist der Erwartungswert dieser Preisreferenz zum Abschluss des Vertrags. Daher spiegelt der Preis an den Börsen und bei den Brokern den Wissensstand und die Erwartungshaltung der Marktteilnehmer zum jetzigen Zeitpunkt wider.⁶ Dies erklärt auch die starken Preisschwankungen des Cal+1-Kontrakts (also Lieferung 2023) im Sommer 2022. Die hohe politische und marktliche Dynamik sorgte für große Informationsgewinne (Verlust der russischen Gaslieferungen, Sicherung der LNG-Lieferungen, Beschluss von Preisbegrenzungen,

⁵ „OTC“ steht für „Over-the-counter“ und ist eine allgemeine Bezeichnung für außerbörslichen Handel.

⁶ Diese Art der Preisbildung ist ein Lehrbuchbeispiel für den Bayesschen Wahrscheinlichkeitsbegriff, der auf bekannter Information und nicht auf objektiven Kriterien wie relativen Häufigkeiten beruht.

Erlösobergrenzen oder Solidaritätsmechanismen zur Wahrung der Versorgungssicherheit) innerhalb kürzester Zeit. Die starken Ausschläge der Terminpreise sind Ausdruck dieses Wissens.

Gleichzeitig sind kurzfristige Preissprünge am Markt keine Auf- oder Abwertung der tatsächlich den Endkunden in Rechnung gestellten Stromlieferungen. Das heißt, die Preisspitzen im August 2022 belasteten nur diejenigen Händler, die tatsächlich am Markt aktiv waren. Aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen und der Belastung der Liquidität im Allgemeinen wurden zu diesem Zeitpunkt allerdings vergleichsweise geringe Volumen gehandelt.

Terminhandel an der Börse ist zwar hochliquide, weil stets ein Handelspartner zur Verfügung steht und die Preise die Markteinschätzung aller Teilnehmer wiedergeben. Er belastet aber aufgrund der Absicherung über das Clearinghaus die finanzielle Liquidität⁷ der Unternehmen. Dies beruht auf zwei sogenannten Marginzahlungen:⁸

Variation-Margin

Über die Variation-Margin wird eine tägliche Neubewertung der Positionen durchgeführt. Der Händler hat die Preisdifferenz zum Vortrag an das Clearinghaus zu bezahlen, bzw. wird ausgezahlt, um die Wertsteigerung der Position abzubilden. Steigt zum Beispiel der Schlusskurs des Frontjahres (8760 Stunden) um 5 €/MWh, bekommt ein Käufer („Long-Position“) mit einer Position von 10 MW um 8760 h x 10 MW x 5 €/MWh = 438.000 € ausbezahlt. Ein Verkäufer („Short-Position“) mit derselben Position wird um diesen Betrag belastet. Bei Kursverlusten dreht sich der Zahlungsstrom um.

Der Vorteil der Variation-Margin ist, dass alle Positionen im Clearinghaus stets zu aktuellen Kursen bewertet werden. Sollte ein Handelsteilnehmer ausfallen, muss das Clearinghaus nur die Kursänderung bis zur Ersatzbeschaffung (i.d.R. innerhalb von zwei Banktagen) tragen.

⁷ Die **Liquidität eines Marktes** – die Marktliquidität – beschreibt die Möglichkeit jederzeit einen Handelspartner für die gewünschte Menge und das gewünschte Preisniveau zu finden, wodurch Transaktionskosten gesenkt werden. Die **finanzielle Liquidität eines Unternehmens** ist die Fähigkeit jederzeit den eigenen Zahlungsverpflichtungen nachkommen zu können.

⁸ Die ausführliche Dokumentation des Margining am Terminmarkt der EEX findet sich unter https://www.ecc.de/fileadmin/ECC/Downloads/Risk_Management/Margining/ECC_Derivative_Market_Margining_V1.9.pdf

Additional-/Initial-Margin

Dieser Betrag dient der Absicherung der oben genannten Kursänderung im Falle eines Ausfalls eines Marktteilnehmers und sichert die finanzielle Handlungsfähigkeit des Clearinghauses. Die Additional-Margin wird mit Hilfe eines statistischen Algorithmus berechnet und jeden Tag aktualisiert, um tägliche Preisentwicklungen und Volatilitäten in der Risikoabschätzung zu berücksichtigen⁹. Hauptbestandteil ist dabei die Volatilität der Kurse der einzelnen Kontrakte. Risiken aus gegenläufigen oder hoch korrelierten Produkten werden dabei saldiert. Ein typisches Stadtwerke-Portfolio mit Gas-KWK hat in der Regel eine Long-Position im Gas (d.h. kauft Brennstoff für das Kraftwerk) und eine Short-Position für Strom (d.h. verkauft den erzeugten Strom am Markt). Gas- und Strompreis sind aufgrund der preissetzenden Wirkung von Gaskraftwerken hoch korreliert, so dass das Residualrisiko einer solchen kombinierten Position niedriger ist als das Risiko der Einzelpositionen. Problematisch und damit für den Handelsteilnehmer kurzfristig zu einer großen Belastung seiner Liquidität wird das Portfolio nur, wenn die Preiskorrelation von Gas und Strom aufbricht – wie im Sommer 2022 geschehen. Dann muss der Händler kurzfristig nicht nur die hohe Variation-Margin bedienen, sondern zusätzliche Sicherheiten in Form der Additional-Margin beschaffen.

Aufgrund der Regeln in der EU-Verordnung „EMIR“¹⁰ dürfen Clearinghäuser nur Barsicherheiten oder hochliquide Anleihen annehmen¹¹. In der Regel werden demnach tatsächlich Barwerte oder Bundesanleihen hinterlegt. Um die Kosten des börslichen Terminhandels trotz der Vorteile bzgl. der Liquidität und Risikomanagement durch das Clearinghaus zu kompensieren, handeln viele Händler daher zusätzlich außerbörslich. Hier werden Kontrakte meist durch Bankgarantien besichert, und es findet keine Zahlung von Variation-Margin statt. Der OTC-Handel ist ein wichtiger Bestandteil des Risikomanagements der deutschen Stromhändler.

⁹ Am 9. August 2023 musste bei der ECC in Leipzig im Produkt Strom Deutschland Grundlast mit Lieferzeitraum Kalenderjahr 2024 ein Betrag von 21,84 €/MWh als Sicherheit hinterlegt werden. Am 8. September 2023 waren es nur noch 17,65 €/MWh für denselben Kontrakt. (Quelle: European Commodity Clearing AG)

¹⁰ Verordnung (EU) Nr. 648/2012 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister.

¹¹ Artikel 46 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 648/2012.

Absicherungsstrategien

Die Wahl der passenden Absicherungsstrategie unterscheidet sich von Händler zu Händler und beruht oft auf langjähriger Erfahrung, der Risikoaversion des Unternehmens und dem historisch gewachsenen Portfoliomanagement eines Handelshauses.

Einfache Absicherungsstrategien bzw. Portfolios bestehen aus der Lieferung physischer Elektrizität über den Spotmarkt und der Absicherung des volatilen Preisrisikos auf Termin. Werden also 100 MW pro Stunde am Day-Ahead verkauft, verkauft man vorab 100 MW auf Termin. Da der Terminkontrakt auf den Day-Ahead-Preis referenziert und die Variation-Margin an der Börse die tägliche Preisdifferenz – und damit natürlich auch die Preisdifferenz zur Schlussabrechnung auf den Day-Ahead-Preis – kompensiert, erlaubt die Kombination beider Geschäfte einen Verkauf zum frühzeitig auf Termin vereinbarten Preis. Eine Tranchenbeschaffung teilt den Terminein- oder -verkauf auf verschiedene Mengen und Zeitpunkte auf, um zusätzlich die Volatilität der Terminpreise auszugleichen. Auch wenn bei diesen Strategien letztlich am Spotmarkt gehandelt wird, ist der Gesamterlös stets die Summe von Termin- und Spotgeschäft.

Werden komplexere Portfolios auf Termin gehandelt, findet, vergleichbar dem Portfoliogebot am Spotmarkt, jedoch nur eine Vermarktung des Restrisikos statt, das nicht bereits durch interne oder andere Geschäfte, z.B. durch Verrechnung gegenläufiger Positionen innerhalb eines Unternehmens, besichert wurde. Viele Händler teilen ihre Portfolios zusätzlich nach Risikofaktoren auf (z.B. Wetterrisiken/Temperatur bei Gashändlern und Direktvermarktern). Insbesondere für große Unternehmen ist daher das auf Termin gehandelte Volumen nicht mit dem tatsächlich physisch erzeugten oder verbrauchten Volumen identisch. Aufgrund der vorher dargestellten Korrelationen des Strompreises mit Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen oder, aufgrund des Merit-Order-Effekts, dem Wetter sichern sich viele Händler daher auch außerhalb des eigentlichen Strommarktes gegen Preis- oder Volumenrisiken ab. Ein Direktvermarkter kann seine Erlöse durch eine Kombination aus Wetterderivaten (um den Verlust aus Windflauten, also Nichtproduktion zu besichern) und Brennstoffderivaten (um sich gegen fallende Gaspreise abzusichern) weiter stabilisieren als nur durch reine Stromterminkontrakte. Viele Händler verfolgen zudem das Prinzip des „Proxy-Hedges“, um von der Liquidität korrelierter Produkte oder Märkte zu profitieren. Voraussetzung ist, dass das Basisrisiko, also die Differenz des Risikofaktors, dem der Händler ausgesetzt ist und dem Basiswert des Proxy-Kontrakts beherrscht wird.

Verbreitete Proxy-Hedges in Europa sind:

- Strom in Deutschland statt der eigenen evtl. illiquiden Gebotszone. (Dies ist vor allem für österreichische Händler relevant, da der österreichische Terminmarkt seit der Ablösung aus der gemeinsamen Deutsch-Österreichischen Gebotszone extrem illiquide ist.)

- Gas am TTF statt THE. Aufgrund der hohen Liquidität am TTF werden langfristige Positionen zunächst am TTF gehandelt und erst später auf kurzfristige Produkte mit THE als Basiswert umgeschichtet.

Letztlich findet innerhalb von Konzernen, bei denen Erzeugung, Vertrieb und Handel in verschiedenen Gesellschaften organisiert wird, ein Risikoübertrag über interne Geschäfte statt. Diese Geschäfte sind in der Regel nicht standardisiert, d.h. die Liefermenge muss keine Bandlieferung sein, sondern kann auch den Fahrplan¹² eines Kraftwerks umfassen.

3 Die Überschusserlösabschöpfung nach StromPBG Teil 3

Der wesentliche Mechanismus der Überschusserlösabschöpfung in Teil 3 des StromPBG unterstellt im Grundsatz die Day-Ahead-Spotvermarktung für jede ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste kWh Elektrizität der betroffenen Erzeugungstechnologien (§ 13 Abs. 3 Nr. 5 i.V.m. § 16 StromPBG).

Da dem Gesetzgeber die Rolle und Funktion der Terminmärkte bewusst ist, können diese fiktiven Erlöse um den Beitrag aus Termingeschäften korrigiert werden (§§ 17 i.V.m. Anlagen 4 und 5).

§ 18 StromPBG ersetzt bei anlagenbezogener Vermarktung, z.B. durch Power-Purchase-Agreements (PPA), die fingierten Erlöse (Spotmarkt bzw. der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte bei Wind- und Solaranlagen) durch die Erlöse aus dem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag. Entsprechende Verträge können allerdings nur angesetzt werden, wenn sie vor dem 1. November 2022 abgeschlossen wurden oder einmalig für neu in Betrieb genommene Anlagen geschlossen werden. „Neue“ PPA für Bestandsanlagen wurden damit faktisch erheblich erschwert, weil sich die Erlöse immer nach den fiktiven Erlösen nach § 16 StromPBG ermitteln. Werden Absicherungsgeschäfte angesetzt, dürfen rechnerische negative Werte innerhalb eines Abrechnungszeitraums nicht zu einer Zahlung führen, wobei die Ergebnisse aus Absicherungsgeschäften jedoch über mehrere Monate saldiert (Referenz) und unter bestimmten Umständen sogar in die folgende Abrechnungsperiode übernommen werden (§ 14 Abs. 3 StromPBG).

¹² Eine Bandlieferung umfasst die Lieferung einer konstanten Menge an Energie für den vereinbarten Zeitraum, z.B. 10 MW für alle Stunden eines Monats. Im Gegensatz dazu unterliegt einer Fahrplanlieferung das tatsächliche (viertel-)stündliche Produktionsprofil eines Kraftwerks für den Lieferzeitraum.

3.1 Netzeinspeisung ohne Vermarktung

Die Fiktion der Day-Ahead-Vermarktung für alle ins Netz eingespeisten Strommengen ignoriert Geschäftsmodelle, z.B. in der Wasserwirtschaft, bei denen eigenverbrauchte Strommengen, die durch das Netz geleitet werden, der Überschusserlösabschöpfung unterliegen. Für diese Mengen ist nachweislich keine Vermarktung erfolgt und auch kein Absicherungsgeschäft zur Korrektur der Vermarktungsfiktion vorhanden. Während für EE-Anlagen klargestellt wird, dass nur direkt vermarktete Anlagen der Überschusserlösabschöpfung unterworfen sind, wird die Einschränkung der tatsächlichen Veräußerung an Dritte für andere Anlagen mit Netzeinspeisung von Strommengen, die bspw. zur Eigenbedarfsdeckung genutzt werden, nicht gemacht.

Des Weiteren sind Strommengen für kostenlose Lieferungen aufgrund von Konzessionsverpflichtungen von der Überschusserlösabschöpfung erfasst. Soweit Stromerzeugungsanlagen aufgrund öffentlich-rechtlicher oder vertraglicher Verpflichtungen einen Teil der erzeugten Strommengen kostenlos an den Bund oder ein Land liefern müssen, werden für diese Strommengen keine Erlöse erzielt. Es würde nicht der Zielsetzung des Gesetzes entsprechen, wenn für die kostenlos abzugebenden Erzeugungsmengen Überschusserlöse abzuführen wären.

3.2 Vermarktungsfiktion Spotmarkt

Wie in Kapitel 2.1 dargelegt, wird nur ein Teil der in Deutschland erzeugten und ins Netz eingespeisten Strommenge tatsächlich am Spotmarkt veräußert. Die Fiktion des § 16 StromPBG ist daher regelmäßig unzutreffend. Der nach § 16 StromPBG angesetzte Erlös muss daher um Erlöse aus weiteren Geschäften, z.B. Absicherungsgeschäften, korrigiert werden, um die tatsächlichen (Überschuss-)Erlöse der Unternehmen zu erfassen.

Auch wenn der Day-Ahead-Preis der beste Referenzpreis zur Bewertung von Stromlieferungen für die einzelnen Stunden des Folgetages darstellt, kann er nicht mit den tatsächlich realisierten Erlösen der Stromhändler gleichgesetzt werden. Erlöse auf anderen Märkten, z.B. dem Intraday-Markt oder der Bereitstellung von Regelenergie werden nicht berücksichtigt. Dabei sind insbesondere die Preisentwicklungen auf dem Intraday-Markt durch die Möglichkeit des Viertelstundenhandels so volatil, dass eine einfache Beziehung zum Day-Ahead-Preis nicht möglich ist. Gerade der für Direktvermarkter wichtige Viertelstundenhandel erlaubt Korrekturen der Stundenvermarktung zur Wahrung des Bilanzkreisgleichgewichts. Dabei ist z.B. bei Sonnenaufgang in der ersten Viertelstunde einer Stunde regelmäßig zu viel am Spotmarkt verkauft worden und muss nun aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit der Nachfrage zu hohen Preisen am Intraday-Markt nachgekauft werden. In der letzten Viertelstunde wurde am Spotmarkt zu wenig verkauft, weswegen diese Mengen aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit des Angebots

regelmäßig zu Preisverwerfungen und niedrigeren Erlösen als am Day-Ahead-Markt führen, vgl. Abbildung 2.

Der alleinige Fokus auf den Day-Ahead-Preis stellt daher eine starke Vereinfachung des Handelsgeschehens dar und riskiert falsche Veranlagungen einzelner Händler, da deren Vermarktungsstrategien nicht korrekt erfasst werden.

Eine ähnliche Problematik ergibt sich z.B. bei der Vergütung des kostenbasierten Redispatch von Erzeugungsanlagen (§§ 13, 13a EnWG). Hier gibt es mittlerweile ein umfassendes Regelwerk, das auch Opportunitätskosten durch Vermarktung auf anderen Märkten als dem Day-Ahead-Markt, z.B. Intraday, berücksichtigt¹³. Dem Gesetzgeber war das Problem also durchaus bekannt. Eine Einbeziehung weiterer physischer Vermarktungswege in das Abschöpfungskonzept des StromPBG hätte jedoch andererseits eine drastische Erhöhung der Komplexität der Abrechnungen und unzumutbar hohe Implementierungsaufwendungen auf Seiten der Erzeuger zur Folge gehabt.

3.3 Korrektur um Absicherungsgeschäfte

Da die Fiktion, Stromeinspeisung sei grundsätzlich zum Day-Ahead-Preis vermarktet, nicht die tatsächlichen Erlöse der Unternehmen widerspiegelt, muss der Referenzwert auf den tatsächlichen Erlös korrigiert werden. In der Regel findet Stromvermarktung wie in Kapitel 2.3 ausgeführt als kombiniertes Geschäft aus Spot- und Terminmärkten statt. Daher ist es sinnvoll und sachgerecht, dass der Gesetzgeber in §§ 16, 17 i.V.m. Anlagen 4 und 5 StromPBG die Möglichkeit geschaffen hat, Erlöse aus Termingeschäften auf den unterstellten Spotmarkterlös anzurechnen.

Das Gesetz unterscheidet hier zwischen Verträgen, die vor bzw. nach dem 31. Oktober 2022 abgeschlossen wurden (§ 17 Nr. 1 i.V.m. Anlage 4 bzw. § 17 Nr. 2 i.V.m. Anlage 5). Die Vorschriften in Anlage 5, in der die zulässigen zukünftigen Absicherungsgeschäfte definiert werden, privilegiert jedoch spezielle Absicherungsstrategien, nämlich diejenigen, die standardisierte Produkte entweder direkt an der EEX¹⁴ oder vergleichbare, außerhalb der Börse oder an

¹³ Vergleiche den Branchenleitfaden Redispatch des BDEW: <https://www.bdew.de/energie/branchenleitfaden-verguetung-von-redispatch-massnahmen/>

¹⁴ Bis zum Inkrafttreten der Anpassungen am StromPBG am 27. April 2023 durften nur Absicherungsgeschäfte gemeldet werden, die tatsächlichen Transaktionen an der EEX in Leipzig entsprachen. Mit der am 27. April in Kraft getretenen Änderung öffnete der Gesetzgeber diese Klausel rückwirkend zum 15. Februar 2023.

anderen Börsen gehandelte Produkte verwenden. Dennoch beinhaltet die Regelung in der geltenden Fassung eine deutliche Einschränkung in Anbetracht der Vielzahl gleichwertiger und legitimer Absicherungsstrategien.

Im Gesetz ist nicht geklärt, wie die „vergleichbare Absicherungswirkung“ bzw. Vergleichbarkeit der Nicht-EEX-Produkte interpretiert werden kann. Auf Nachfrage bestätigte die Beschlusskammer 4 der BNetzA, dass dies auf alle physisch oder finanziell abgewickelten Geschäfte mit Grund- oder Spitzenlastprofilen und Laufzeiten von Monaten bis Jahren zutrifft. Insbesondere die Ausweitung auf physisch abgewickelte OTC-Kontrakte ist aus dem Gesetzestext nicht unmittelbar herauszulesen, da die EEX-Produkte finanziell abgewickelt werden und daher als Finanzinstrumente eine andere Produktkategorie darstellen. Der Großteil der außerbörslich gehandelten Produkte wird jedoch physisch und nicht finanziell erfüllt.

Die anrechenbaren Kontrakte umfassen nur Laufzeiten von Monaten bis mehreren Jahren. Insbesondere in der Direktvermarktung Erneuerbarer Energien ist die Absicherung auf Wochenbasis aufgrund der besseren Wetterprognosen ein wichtiger Bestandteil der Vermarktungsstrategie.

Die EEX-Standardprodukte umfassen als Lieferprofil nur Grundlast (24h) und Spitzenlast (8 – 20 Uhr). Andere Profile, z.B. auf die Solareinspeisung angepasst, müssten auf die Standardprofile reduziert werden, was letztlich zu einer Reduktion des anrechenbaren Absicherungsbeitrags und damit höheren Überschusserlösen führt.

Andere Produktformen als Futures auf Strom und CO₂, z.B. an der EEX handelbare Optionen auf Futures oder außerhalb der Börse erhältliche Derivate wie Swap-Optionen, sind keine im Sinne des StromPBG zulässigen Absicherungsgeschäfte.

Interne Geschäfte, z.B. zwischen einzelnen Konzernunternehmen, um Risiken von Erzeugungsgesellschaft zu Handelsgesellschaft zu transferieren, werden zwar berücksichtigt, jedoch nur, wenn sie auf EEX-Standardprodukte abbildbar sind. Dies benachteiligt Händler, die nicht mit diesen Produkttypen arbeiten, sondern z.B. interne Geschäfte auf Fahrplanbasis verrechnen. Diese sind nicht auf EEX-Standardprodukte anwendbar, obgleich sie in ihrer Absicherungswirkung denselben Effekt haben, nämlich Spotpreisisiken reduzieren.

Die Beschränkung in Anlage 5 klammert des Weiteren alle Produkte aus, die nicht auf den Day-Ahead-Preis als Basiswert referenzieren. Aufgrund der in Kapitel 2.1 erläuterten Funktionsweise des Day-Ahead-Marktes kann jedoch eine wirksame Absicherungsstrategie auch über Brennstoffderivate (Gas und Kohle) bzw. Wetterderivate (zur Besicherung des Merit-Order-Effekts) erfolgen. Die Absicherung auf andere als die tatsächlichen Risikofaktoren, sog. Proxy-Hedging, ist eine verbreitete und sinnvolle Strategie, um von der Liquidität anderer

Produkte oder Märkte zu profitieren und eine gleichwertige Absicherung bei geringeren Transaktionskosten zu erreichen.

3.4 Anlagenbezogene Vermarktung

Das Gesetz sieht in § 18 vor, dass die Berechnungslogik für Überschusserlöse grundsätzlich auf die tatsächlichen Erlöse abstellen darf, wenn es sich um anlagenbezogene Vermarktungsverträge handelt, die vor dem 1. November 2022 geschlossen und nicht verändert worden sind. Dies umfasst unter anderem PPA-Verträge, die nachweislich keine Referenz zum Spotmarktpreis aufweisen – der Abschluss zu den Gestehungskosten einer EE-Anlage im Gegenzug zur langfristigen Vertragsbindung stellt ja gerade den ökonomischen Vorteil dieser Verträge dar.

Dies trifft jedoch nicht auf PPA-Verträge zu, die nach dem 1. November 2022 abgeschlossen sind, es sei denn, es handelt sich um eine Stromerzeugungsanlage, die nach dem 1. November 2022 in Betrieb gegangen ist. Diese Regelung setzt PPA-Vermarkter dem Risiko aus, dass sie nach der Vermarktungsfiktion in § 16 StromPBG derart berechnete Überschusserlöse abführen müssen, obwohl diese aufgrund der Preisbindung gar nicht Erlöse wurden. Eine Anrechnung als Absicherungsgeschäft nach § 17 StromPBG ist aufgrund der fehlenden Vergleichbarkeit mit EEX-Standardgeschäften nicht möglich.

Dass dennoch im Abrechnungszeitraum PPA-Verträge abgeschlossen wurden, lässt sich womöglich mit den langen Vorlaufzeiten der Vertragsverhandlungen und der Erwartung der Vertragspartner auf eine Beschränkung der Überschusserlösabschöpfung auf einen im Vergleich zur Vertragslaufzeit kurzen Zeitraum erklären.

3.5 Berechnungslogik in der aktuellen Marktlage

Das Gesetz eröffnet überdies für bestimmte Fallgestaltungen Auslegungsspielräume, die nach der aktuellen Auslegung der Aufsichtsbehörde zu nicht gerechtfertigten Ergebnissen führen. Dies zeigt wiederum, dass der Gesetzgeber die zu regelnden Sachverhalte nicht hinreichend vor Augen hatte. Aufgrund der sequentiellen Konstruktion des Abschöpfungsmechanismus aus Spot- und Terminmarktanrechnung ergeben sich nach Auslegung des StromPBG durch die BNetzA in bestimmten Marktlagen zusätzliche finanzielle Belastungen der Unternehmen, die in dieser Tragweite nicht im Sinne des Gesetzes sind.

Die ursprüngliche Marktlage, die durch Teil 3 des StromPBG adressiert werden sollte, war ein Spotmarktniveau oberhalb der zulässigen Referenzerlöse, die wie oben dargestellt durch negative Beiträge aus den Absicherungsgeschäften nach unten korrigiert werden konnten. Daher ist die Berechnungslogik der Abschöpfung, die nach Auslegung des StromPBG durch die BNetzA im Referenzberechnungstool der ÜNB implementiert wurde, folgende:

- Zunächst werden nach § 16 StromPBG die Überschusserlöse als die positive Differenz von Spotmarktpreisen bzw. bei Wind- und Solaranlagen die energiespezifischen Monatswerte und zulässigen Referenzerlösen (inkl. Sicherheitszuschlägen) berechnet. Eine negative Differenz wird auf Null gesetzt. Dies soll sicherstellen, dass sich aus einem Spotmarkt, der unterhalb der Referenzerlöse handelt, kein Auszahlungsanspruch der Händler ergibt.
- Im zweiten Schritt werden nach § 17 die Beiträge aus Absicherungsgeschäften addiert.
- Die Summe ergibt den Überschusserlös, von dem 90 Prozent abgeführt werden müssen.

In der ursprünglichen Marktlage ist diese Berechnung sachlich korrekt. Jedoch lag im Frühjahr/Sommer 2023 eine umgekehrte Situation vor: Der Spotmarkt notierte unterhalb der zulässigen Referenzerlöse und die Beiträge aus den Absicherungsgeschäften waren regelmäßig positiv. Nach der oben dargelegten Berechnungsmethode liegt kein Überschusserlös nach § 16 StromPBG vor, und der positive Beitrag der Termingeschäfte wird vollständig als Überschusserlös gewertet. Dies ist nur dann sachgerecht, wenn die Kombination aus Spot- und Terminvermarktung oberhalb des zulässigen Referenzerlöses liegt. Das Gesetz in seiner Auslegung durch die BNetzA wertet aber jeglichen Terminerlös als Überschusserlös (von dem 90 Prozent abzuführen sind) unabhängig vom allgemeinen Preisniveau.

3.6 Fazit

Die Konstruktion der Überschusserlösabschöpfung im StromPBG folgt einer theoretisch idealisierten Absicherungs- und Vermarktungsstrategie über Day-Ahead-Vermarktung mit Risikomanagement über die EEX oder vergleichbaren Standardprodukten. Die Berechnung der Überschusserlöse erfolgt anhand einer Bewertung der Positionen zum Marktwert, d.h. zu dem Wert, zu dem sie zum Bewertungszeitpunkt am Markt veräußert werden könnten. Daraus ergeben sich Abweichungen zwischen der Bewertung der Positionen durch das StromPBG und dem tatsächlichen Erlös der Händler. Im schlimmsten Fall wird ein Überschusserlös unterstellt, obwohl nachweislich keine Vermarktung stattgefunden haben kann. Darüber hinaus kommt es in bestimmten Konstellationen sogar zu Zahlungspflichten, obwohl überhaupt keine Veräußerung von Strommengen stattgefunden hat (Eigenerzeugung über das Netz, Konzessionsabgaben).

Auch wenn der Anteil der laut dem vom StromPBG unterstellten Mechanismus getätigten Geschäfte am Stromgroßhandel sehr groß ist, bedeutet die Fixierung auf einen speziellen Vermarktungs- und Besicherungspfad eine übermäßige finanzielle und kommerzielle Belastung, für all diejenigen Unternehmen, die andere gleichsam wirkungsvolle und legitime Strategien verfolgen, ohne dass es hierfür eine sachliche Begründung gibt.