



BRIEFING

Riskante Bremsmanöver – Die Abschöpfung sog. Überschusserlöse von Stromerzeugern finanziert die Entlastung der Letztverbraucher und kann dennoch teuer werden

29. November 2022

Die Gas- und Strompreisbremsen kommen, und sie kommen nicht allein: Der am 25. November 2022 im Bundeskabinett gebilligte Entwurf einer Formulierungshilfe für ein „Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“, der u.a. das Strompreisbremsegesetz (**StromPBG-E**) enthält, sieht auch eine Übererlösabschöpfung bei Stromerzeugern vor, mit der die Entlastung der Stromletztverbraucher finanziert werden soll. Dieser Eingriff in den Strommarkt auf Anbieterseite ist mindestens ebenso diskussionswürdig wie die Modalitäten der Entlastung der Letztverbraucher auf der Nachfrageseite. Denn bei der Übererlösabschöpfung geht es ums Eingemachte: einen Eingriff in den Kernbereich unternehmerischer Tätigkeit und eine Korrektur der Ergebnisse, wie sie sich im Strommarkt nach wettbewerblichen Preisbildungsmechanismen einstellen.

1. Die Grundzüge des Abschöpfungsmodells

Der Entwurf des StromPBG setzt das bereits zuvor u.a. in Konzeptpapieren des BMWK vorgestellte Abschöpfungsmodell um:

- **Betroffene Technologien:** Grundsätzlich findet die Abschöpfung bei allen Stromerzeugungstechnologien Anwendung, bei denen „Überschusserlöse“ vermutet werden, also „kriegs- und krisenbedingte [...] erhebliche Mehreinnahmen, die zum ganz überwiegenden Teil unerwartet waren“ (S. 3 des Entwurf der Formulierungshilfe). Erfasst werden soll die Stromerzeugung aus Braunkohle, Kernenergie, Abfall, Mineralöl und erneuerbaren Energien, soweit die Energiemengen ins Stromnetz eingespeist werden (vgl. § 13 StromPBG-E). Ausgenommen sind Speicher, Steinkohle, Erdgas,

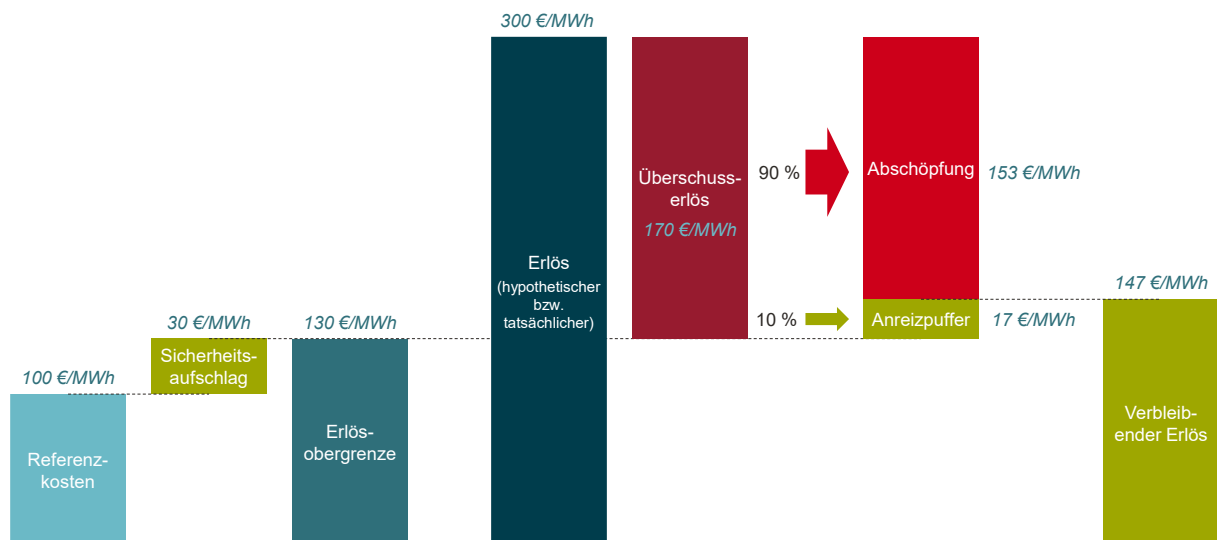
Biomethan, bestimmte Mineralölprodukte und weitere Gase. Zudem soll eine Bagatellgrenze von 1 Megawatt (MW) unnötige Bürokratie bei kleinen Anlagen vermeiden.

- **Technologiespezifische Erlöobergrenze („Treppenansatz“):** Während die EU in der Verordnung (EU) 2022/1854 vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise eine – technologie neutrale – Abschöpfung aller Erlöse vorsieht, die jenseits eines Strompreises von 180 EUR/MWh realisiert werden, wählt der aktuelle Gesetzentwurf eine technologiespezifische Ermittlung der Abschöpfungsbeträge ohne Anknüpfung an ein fixes Strompreisniveau.
- **Bestimmung der Überschusserlöse – „Standardmodell“:** Grundsätzlich werden die Überschusserlöse auf Basis hypothetischer Erlöse und Kosten wie folgt ermittelt (§16 StromPBG-E):
 - **Hypothetische Erlöse:** Als Verkaufsmengen werden die (tatsächlich) erzeugten und ins Netz eingespeisten Strommengen herangezogen. Diese stündlichen Erzeugungsmengen werden mit dem jeweiligen stündlichen Spotmarktpreis bewertet. Im Fall von Windenergie- und Solaranlagen werden abweichend hiervon die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatswertes nach Anlage 1 Nr. 3.3. des Erneuerbare-Energien-Gesetz (**EEG**) herangezogen.
 - **Überschusserlöse = Hypothetische Erlöse minus Erlöobergrenze:** Von den auf diese Weise ermittelten hypothetischen Erlösen werden anschließend die für die jeweilige Anlagenklasse „zugestanden“ Erlöse („Erlöobergrenze“) abgezogen, um die hypothetischen Überschusserlöse zu erhalten. Zur Ermittlung der technologiespezifischen Erlöobergrenze wurden die jeweiligen Stromerzeugungskosten geschätzt (Vollkosten bzw. variable Kosten zuzüglich Fixkostendeckungsbeitrag), im Fall von Erneuerbare-Energien-Anlagen anhand des jeweiligen „anzulegenden Wertes“ aus dem EEG. Die so geschätzten Referenzkosten werden – wegen der Schätzungenauigkeit – um einen „Sicherheitsaufschlag“ von i.d.R. 30 EUR/MWh erhöht. Auf diese Weise ergeben sich sehr unterschiedliche Erlöobergrenzen von z.B. 70 EUR/MWh

für Stromerzeugung aus Kernenergie (bis zum 1. Januar 2023) und 280 EUR/MWh für Stromerzeugung aus Mineralölprodukten.

- **Bestimmung der Überschusserlöse – Ausnahme tatsächlicher Erlöse:** Abweichend vom zuvor beschriebenen Modell der Abschöpfung hypothetischer Erlöse kann in folgenden Fällen die tatsächliche Erlössituation berücksichtigt werden:
 - erstens bei vor dem 1. November 2022 abgeschlossenen anlagenbezogenen Stromlieferverträgen (sog. *Power Purchase Agreements*, PPA) sowie solchen Lieferverträgen, mit denen die Erzeugung von Neuanlagen vermarktet wird, (§ 18 StromPBG-E) und
 - zweitens bei Absicherungsgeschäften (§ 17 StromPBG-E). Haben sich Anlagenbetreiber beispielsweise durch Terminkontrakte gegen sinkende Spotmarktpreise abgesichert und erzielen sie daher unter Berücksichtigung dieses Hedges geringere Erlöse als sie bei einer (alleinigen) Spotmarktvermarktung erzielt hätten, können diese Positionen abschöpfungsmindernd berücksichtigt werden. Sind Absicherungsgeschäfte vom Anlagenbetreiber angemeldet worden, werden spiegelbildlich aber auch zusätzliche Erlöse abgeschöpft, die – bei umgekehrter Marktentwicklung – aufgrund des Absicherungsgeschäfts entstehen.
- **Abschöpfung von 90 % der Überschusserlöse:** Von den berechneten „Überschusserlösen“ werden 90 % abgeschöpft. Die übrigen 10 % verbleiben beim Erzeuger, um „Anreize für effizientes Verhalten am Markt zu erhalten“.
- **Befristung mit Verlängerungsoption:** Zeitlich gilt die Regelung zunächst für alle Strommengen, die nach dem 30. November 2022 und vor dem 1. Juli 2023 erzeugt wurden bzw. werden, wobei der Abschöpfungszeitraum bis zum 30. April 2024 bzw. entsprechend unionsrechtlicher Vorgaben per Rechtsverordnung verlängert werden kann (§ 13 Abs. 1, 2 StromPBG-E). Die ursprünglich vom BMWK vorgesehene rückwirkende Gewinnabschöpfung ab 1. September 2022 ist entfallen.

Abbildung 1 Schematische Darstellung der Gewinnabschöpfung



Hinweis: €/MWh-Werte exemplarisch. Referenzkosten von 100 €/MWh und Sicherheitszuschlag von 30€/MWh entspricht z.B. dem Mindestbetrag für Wind Offshore.

2. Erste Bewertung

Die Abschöpfung krisenbedingter Übererlöse von Stromerzeugern ist ein im Lichte der wirtschaftlichen Gesamtsituation nachvollziehbares Anliegen der EU und der Bundesregierung. Der StromPBG-E sieht allerdings eine deutlich weitergehende Abschöpfung von Erlösen vor als nach der Verordnung (EU) 2022/1854 geboten, denn auch unterhalb eines Strompreises von 180 EUR/MWh werden Erlöse abgeschöpft, da und soweit die technologiespezifischen Erlösobergrenzen gem. § 16 StromPBG-E darunter liegen.

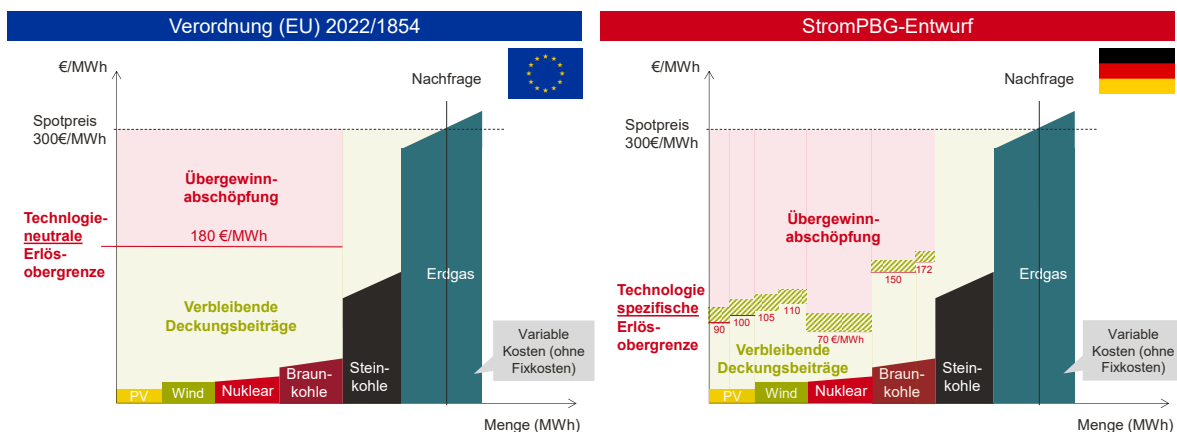
a) Regelung geht über die Abschöpfung von „Krisengewinnen“ weit hinaus

Der durch den Ausfall russischer Gaslieferungen beispiellose Anstieg der Gaspreise hat zu einem erheblichen Anstieg der Strompreise beigetragen, was in der Tat zu unerwartet hohen Erlösen bei einigen Erzeugern führt, deren variable Erzeugungskosten deutlich hinter denen der preissetzenden Gaskraftwerke zurückbleiben und die von hohen Börsenpreisen

profitieren. Von derartigen, auch im vorliegenden Gesetzentwurf als „Zufallsgewinne“ bezeichneten Übererlösen kann aber nicht bereits dann gesprochen werden, wenn ein die Erzeugungskosten erheblich übersteigender Strompreis realisiert werden kann. Vielmehr ist es je nach Fixkosten und erwarteten Gesamtbetriebsnutzungsstunden sogar erforderlich, deutliche Deckungsbeiträge zu erzielen, um die Vollkosten der Anlage – samt einer risikoadäquaten Kapitalverzinsung – zu decken. Die nun vorgesehene Abschöpfung knüpft aber nicht an exzeptionelle Strompreisniveaus an, die sich aufgrund eines exogenen Schocks in Form einer politisch bedingten Gaskrise einstellen, sondern als abschöpfungsrelevant werden bereits jene Erlöse erachtet, die die mutmaßlichen Referenzkosten der Anlage übersteigen.

Dieser Ansatz stellt daher einen weitgehenden Eingriff dar und lässt sich mit dem historischen Anlass der Abschöpfung – der Gaskrise und ihren Auswirkungen auf die Erzeugungskosten preissetzender Gaskraftwerke – nicht mehr vollständig rechtfertigen. Er unterscheidet sich zudem fundamental von der seitens der EU vorgegebenen (technologieneutralen) Erlösobergrenze:

Abbildung 2 Schematische Gegenüberstellung von EU-Vorgabe und deutschem Vorschlag (für eine exemplarische Stunde)



Hinweis: Zwecks Übersichtlichkeit ist die Grafik vereinfacht. Die dargestellten Kosten illustrieren entsprechend der Preisbildung an Spotmärkten die variable Kosten (ohne Fixkosten wie Kapitalkosten). Bei der Gewinnabschöpfung nach StromPBG-E sind nur exemplarische Erzeugungstechnologien mit exemplarischen technologiespezifischen Erlösobergrenzen dargestellt. Für Kernkraft ist die bis zum 31.12.2022 gültige Erlösobergrenze dargestellt. Zudem beschränkt sich die Darstellung auf die Methode der spotpreisbezogenen Referenzlöse (keine Korrektur um Absicherungsgeschäfte und keine Berücksichtigung von PPA).

29. November 2022

6 | 13

Das führt beispielsweise dazu, dass für die in Kernkraftwerken im Zeitraum 1. bis 31. Dezember 2022 erzeugten Strommengen (lediglich) ein Erlös von 70 EUR/MWh zugestanden wird, die Abschöpfung also bereits einsetzt, wenn der Spotmarktpreis in einer einzelnen Stunde über 70 EUR/MWh liegt. Derartige Preisniveaus wurden, ganz ohne krisenhafte Sonderereignisse, auch in der Vergangenheit bereits erreicht und traten z.B. sowohl 2019 als auch 2020 in jeweils mehr als 100 Stunden im Jahr auf. Jedenfalls kann man nicht von einem völlig außergewöhnlichen Preisniveau sprechen. Es ist daher auch verfehlt, bereits ab dieser Schwelle von „Zufallsgewinnen“ auszugehen und sie zur Abschöpfung freizugeben. Der Begriff des Zufallsgewinns ist ohnehin abzulehnen. Marktpreise stellen sich immer je nach Lage der preisbildenden Gesamtfaktoren ein und entstehen daher infolge eines komplexen Systems zwar nicht planbar, aber auch nie zufällig. Jedenfalls verfehlt der Begriff seine rechtfertigende Funktion, wenn man alle Erlöse als Zufallsgewinne bezeichnete, mit denen ein Marktteilnehmer in seiner Investitionsrechnung nicht (hinreichend sicher) rechnen konnte. Der Wert einer Investition in eigene Kapazitäten besteht auch in der Absicherung gegenüber hohen Marktpreisen. Diesem Wert stehen Investitionsrisiken gegenüber, von denen manche ebenfalls unwahrscheinlich sein mögen, die ein Marktteilnehmer dennoch gegen sich gelten lassen muss, wenn sie eintreten – jahrelang war etwa der Betrieb selbst hochmoderner Gaskraftwerke unwirtschaftlich, und die resultierenden wirtschaftlichen Nachteile wurden nicht sozialisiert.

b) Tiefgreifende Gewinnabschöpfung droht Investorenvertrauen zu trüben

Eine Abschöpfung, die bereits diesseits außergewöhnlicher Strompreisniveaus einsetzt, läuft Gefahr, das Vertrauen der Marktteilnehmer in die freie Preisbildung zu enttäuschen und damit dringend erforderliche Investitionen zu gefährden. Noch vor wenigen Jahren bekannte sich der Gesetzgeber, als er sich für die Beibehaltung des Energy Only Markts und gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes entschied, zu der Notwendigkeit der freien Preisbildung und Zulassung von Preisspitzen. Ähnlich lesen sich Ausführungen des Bundeskartellamts im Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel („Preisspitzen und ihre Zulässigkeit“) aus dem Jahr 2019. Der Treueschwur auf den freien Markt fand mit § 1a S. 2 EnWG sogar Eingang ins Gesetz: „Die Höhe der Preise für Elektrizität am Großhandelsmarkt wird

regulatorisch nicht beschränkt.“ Dieses Bekenntnis wird entwertet, wenn sich eine Abschöpfung nicht auf solche Erlöse beschränkt, die aufgrund einer besonderen Krisensituation erzielt werden können und stattdessen ausgeweitet wird auf sämtliche Erlöse, die der Anlagenbetreiber aus Sicht des Gesetzgebers zur Amortisation seines Investments nicht braucht – das ist nichts anderes als eine Erlösregulierung.

In der Folge besteht die Gefahr, dass das Vertrauen von Investoren in die Verlässlichkeit der deutschen Politik getrübt wird. Dies käme zu einer denkbar ungünstigen Zeit: Die Entwicklung des Marktes ist bereits von außergewöhnlicher Unsicherheit geprägt, und Deutschland benötigt dringend substantielle Investitionen in erneuerbare Energien und korrespondierende Besicherungskapazitäten, um die Ziele der Energiewende zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten zu verringern.

c) Tiefgreifender Eingriff birgt auch im Detail die Gefahr von Marktverwerfungen und Fehlanreizen

Ein derart tiefgehender Markteingriff wie die beschriebene Erlösabschöpfung birgt – wie z.B. aus der Erlösregulierung der Strom- und Gasnetze bestens bekannt – eine Vielzahl von Risiken für Marktverwerfungen und Fehlanreize, zu deren Abwendung es absehbar weiterer Nachsteuerung bedürfen wird. Einige dieser potenziellen Verwerfungen werden im Gesetzesentwurf bereits antizipiert und adressiert. Beispielsweise wurden Steinkohlekraftwerke „aus Gründen der Versorgungssicherheit“ von der Abschöpfung ausgenommen, um die vorübergehend dringend erwünschte Substitution von Gas- durch Steinkohlekraftwerke nicht zu gefährden. Und es werden nicht die vollen vermuteten Überschusserlöse abgeschöpft, sondern „nur“ 90 %, während die übrigen (recht arbiträr gewählten) 10 % beim Erzeuger verbleiben, „um Anreize für effizientes Verhalten am Markt zu erhalten“.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich in der Praxis noch eine ganze Reihe weiterer Verwerfungen offenbaren werden. Nachfolgend seien mögliche Beispiele genannt:

- **Gefahr der Unwirtschaftlichkeit der Stromerzeugung:** Die vorgesehene Übererlösabschöpfung setzt daran an, den Großteil der Erlöse oberhalb der geschätzten Stromgestehungskosten abzuschöpfen. Neben dem zuvor erläuterten Risiko einer grundsätzlichen Erschütterung von Investorenvertrauen birgt dieses Vorgehen das

Risiko, dass die zugestandenen Erlöse geringer ausfallen als die tatsächlichen Gestehungskosten. Zwar werden bei der Ermittlung der Erlösobergrenze sog. Sicherheitszuschläge (von i.d.R. 30 €/MWh) auf die Referenzkosten aufgeschlagen, um auch bei Anlagenbetreibern mit im Peer-Vergleich vergleichsweise hohen Erzeugungskosten einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Nichtsdestotrotz besteht die Gefahr, dass diese Sicherheitszuschläge in einzelnen Fällen nicht ausreichend sind. Die individuellen Vollkosten einer einzelnen Erzeugungseinheit können durchaus erheblich variieren, u.a. abhängig vom Gesamtwirkungsgrad, veränderten Brennstoffkosten, anstehendem Re-Investitionsbedarf, Wartungsintervallen und standortindividuellen Faktoren. In diesen Fällen könnte es zu einer verringerten Stromerzeugung oder sogar Stilllegungen von Erzeugungsanlagen kommen, mit der Folge steigender Strompreise. Oder es müsste nachgesteuert werden und die Erlösobergrenze für einzelne Anlagen angepasst werden, wie dies im Fall der Braunkohlekraftwerke bereits geschehen ist, für welche wegen des auf 2030 vorgezogenen Kohleausstiegs kürzere Abschreibungsdauern gelten (siehe [Energate](#) vom 25.11.2022). Eine derartige Gewinnabschöpfung kann daher der Einstieg in eine aus der Netzregulierung bekannte Mikrosteuerung sein, was Gefahr läuft eine grundsätzliche Abkehr des bisherigen „freien“ Marktmodells im Stromerzeugungsmarkt einzuläuten.

- **Anreize den Day-Ahead-Markt zu umgehen:** Von der Abschöpfung werden grundsätzlich alle erzeugten und ins Netz eingespeisten Strommengen erfasst und grundsätzlich zum Spotmarktpreis bewertet, unabhängig davon wie sie vermarktet wurden (mit Ausnahme von berücksichtigungsfähigen PPAs und Absicherungsgeschäften). Hieraus kann sich ein Anreiz für Anlagenbetreiber ergeben, in anderen Teilmärkten höhere Erlöse als im Day-Ahead-Markt zu erzielen.
 - Beispielsweise kann es kommerziell lohnend sein, Kapazität am Day-Ahead-Markt zurückzuhalten und diese stattdessen im Intraday-Markt für höhere Preise als den Day-Ahead-Preis anzubieten. Im Fall eines Zuschlags am Intraday-Markt wären somit Zusatzerlöse gegenüber der Day-Ahead-Vermarktung zu erzielen, welche nicht abgeschöpft würden. Käme es hingegen nicht zum Zuschlag im Intraday-Markt, würde auch kein Strom erzeugt werden, und somit auch keine Erlösabschöpfung erfolgen (welche ja auf die tatsächliche

Erzeugungsmenge aufsetzt). In diesem Fall wären dem Anlagenbetreiber zwar Erlöse entgangen, wegen der ohnehin drohenden Erlösabschöpfung jedoch nur in geringfügiger Höhe. Es gibt also einen asymmetrischen Anreiz zur Zurückhaltung von Kapazitäten im Day-Ahead-Markt.

- Neben einem Ausweichen auf den Intradaymarkt könnte auch die Zuflucht in den Regelleistungsmärkten rational sein; im Regelleistungsmarkt werden z.B. Erlöse ohne Einspeisung und folglich ohne Abschöpfung erzielt. Auch kann eine Vermarktungsstrategie darauf ausgerichtet werden, im Regelarbeitsmarkt höhere Preise als auf dem Spotmarktpreis zu erzielen und daher nach Teilabschöpfung höhere Deckungsbeiträge behalten zu dürfen. Käme es tatsächlich systematisch zu einer derartigen Meidung des Spotmarktes, würde der Markt (weiter) verknappt und der Strompreis erhöht.
 - Analog setzt die vorübergehende Übererlösabschöpfung Anreize, periodische Wartungen – welche bei Großkraftwerken mit längeren Nichtverfügbarkeiten einhergehen – in diesem Zeitraum der Gewinnabschöpfung (also bis 31. Juli 2023 bzw. spätestens 30. April 2024) zu terminieren. Dies wäre aus der Perspektive von Anlagenbetreibern dann wirtschaftlich attraktiv, wenn davon ausgegangen würde, dass die (nicht abgeschöpften) Erlöse nach Auslaufen des Abschöpfungsinstruments höher ausfielen als die während der Geltung des Instruments verbleibenden Erlöse. Auch dies führte zu einer Verknappung des ohnehin schon begrenzten Angebots und weiterer Preissteigerungen.
- **Berücksichtigung von Absicherungsgeschäften ist essenziell aber komplex:** Der Gesetzgeber erkennt die herausragende Bedeutung von Terminmarktgeschäften bei der Vermarktung von Stromerzeugungsanlagen an, und bietet mit §17 StromPBG-E die Möglichkeit, tatsächliche Erlöse und Kosten aus Absicherungsgeschäften anzusetzen. Dies ist in der derzeitigen Marktlage insbesondere dahingehend relevant, als dass viele Anlagenbetreiber wesentliche Teile ihrer erwarteten Stromerzeugung bereits vor dem krisenbedingten Anstieg der Energiepreise „auf Termin“ zu geringeren Preisen verkauft haben. Eine Abschöpfung von hypothetischen Erlösen auf Basis der (inzwischen deutlich höheren) Spotpreise wäre entsprechend mit – ggf. existenziellen – Verlusten verbunden. Die Vielfalt und Komplexität von

Terminmarktgeschäften und Hedging-Strategien ist jedoch enorm und nach dem StromPBG-E werden nur einzelne Arten von Absicherungsgeschäften anerkannt (Anlagen 4 und 5 des Gesetzentwurfs). Zudem werden Absicherungsgeschäfte in der Regel nicht anlagenspezifisch, sondern für ein Erzeugungsportfolio vorgenommen, so dass Regeln aufgestellt werden müssen, wie für die Zwecke der Abschöpfung Absicherungsgeschäfte einzelnen Erzeugungskapazitäten zugeordnet werden müssen. Eine Berücksichtigung der Erlöse und Kosten aus Terminmarktgeschäften bei einer anlagenspezifischen Gewinnabschöpfung ist entsprechend herausfordernd und birgt (weitere) Risiken von Verzerrungen und Fehlanreizen. Dies ist z.B. der Fall wenn einzelne Hedgingstrategien – wie beispielsweise bei der langfristigen Vermarktung von Erzeugungsanlagen übliche Proxy-Hedges über liquidere Terminprodukte anderer Commodities wie Erdgas – im Abschöpfungsmodell nicht (sachgerecht) berücksichtigt sind.

3. Nur kritikwürdig oder auch rechtswidrig?

Ob die Abschöpfung nach dem StromPBG-E nur ökonomisch und energiepolitisch kritikwürdig oder – weitergehend – rechtswidrig ist, ist anhand der Maßgaben höherrangigen Rechts zu bewerten. Das Abschöpfungsmodell muss einerseits die unionsrechtlichen Vorgaben der Verordnung (EU) 2022/1854 einhalten, andererseits muss es mit den Grundrechten der Anlagenbetreiber und übrigen Verfassungsrecht vereinbar sein.

Zu beiden Aspekten gibt es erste kritische Stimmen – und die vorgelagerte Frage, ob die Verordnung (EU) 2022/1854 ihrerseits gegen Unionsrecht verstößt, liegt bereits auf dem Tisch. Hält man die Verordnung für wirksam, muss das StromPBG darauf überprüft werden, ob der Gesetzgeber mit dem gewählten Treppenansatz innerhalb der vom Verordnungsgeber eröffneten Gestaltungsspielräume bleibt. Im Grundsatz erlaubt die Verordnung den Mitgliedstaaten weitergehende und nach Technologien differenzierende Abschöpfungen (Erwägungsgrund 41 der VO 2022/1854). Da für die meisten Erzeuger und Strommengen eine Erlösobergrenze unter 180 EUR/MWh festgelegt wird, wird die in Art. 6 Abs. 1 VO 2022/1854 geforderte Mindestabschöpfung weitgehend realisiert. In Sonderfällen, etwa bei der Verstromung von Mineralölprodukten sieht der Entwurf eine Erlösgrenze von 280 EUR/MWh (25 ct/kWh zzgl. Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh) vor; wenn diese Erlösgrenze den höheren Kosten dieser Anlagen Rechnung trägt, ist dieses Übersteigen der Schwelle von 180 EUR/MWh unionsrechtlich zulässig und grundrechtlich geboten.

Indem die Abschöpfung nicht an die tatsächlich erzielten Erlöse anknüpft, sondern auf der Grundlage hypothetischer Spotmarktpreise erfolgen soll, weicht die Regelung von dem Leitbild der Verordnung ab, nur realisierte Markterlöse abzuschöpfen, „um Erzeugern nicht zu schaden, die von den derzeit hohen Strompreisen nicht tatsächlich profitieren, da sie ihre Erlöse gegen Preisschwankungen auf dem Stromgroßhandelsmarkt abgesichert haben“. Ob es genügt, dass der Gesetzentwurf die strenge Anknüpfung an (nur) hypothetische Spotmarkterlöse über die Einbeziehung von Absicherungsgeschäften und – in begrenztem Maße – von anlagenbezogenen Vermarktungen relativiert, ist nicht ausgemacht. Als Mindestvoraussetzung wird man der Verordnung entnehmen können, dass es bei keinem (rational handelnden) Erzeugungsunternehmen zu überschießenden Abschöpfungen kommt und berechnete Rentabilitätsersparungen nicht mehr erfüllt werden können.

Spätestens in einem solchen Fall wäre die Abschöpfung auch verfassungsrechtlich angreifbar. Denn bei der Anordnung einer über das unionsrechtlich Gebotene hinausgehenden Abschöpfung muss der Gesetzgeber die Vorgaben des Grundgesetzes beachten. Dazu gehört insbesondere, dass Grundrechtseingriffe verhältnismäßig sein müssen. Die Abschöpfung von Erlösen, die die Marktteilnehmer unter Einsatz privaten Kapitals in einem funktionierenden Markt erwirtschaften, greift in den Kernbereich der Berufsfreiheit der Anlagenbetreiber Art. 12 GG und auch in deren Eigentum (Art. 14 GG) ein.

Erkennt man Anlass und Ziel der Abschöpfung im Grundsatz als legitime Gründe für deren Einführung an, bleibt zu kritisch zu fragen, ob die Regelungen in der konkreten Ausgestaltung erforderlich und verhältnismäßig sind. Namentlich könnte bereits kritisch gesehen werden, dass nicht allein krisenbedingte *windfall profits*, sondern alles abgeschöpft wird, was nach Auffassung des Gesetzgebers eine notwendige oder angemessene Gewinnerwartung übersteigt. Für eine solche Begrenzung auf (vermeintlich) angemessene Erlöse braucht es aber besondere rechtfertigende Gründe; so wie etwa die Preisregulierung von Märkten ihre Rechtfertigung aus dem Mangel eines wirksamen Wettbewerbs bezieht. Vorliegend kann die Abschöpfung von Übererlösen in der Ausgestaltung durch den Entwurf des StromPBG jedenfalls weder mit einem Marktversagen noch allein mit dem Wunsch gerechtfertigt werden, die Entlastung der Stromkunden finanzieren zu wollen.

Schließlich bleiben finanzverfassungsrechtliche Bedenken. Gemäß dem Entwurf des StromPBG sollen die Abschöpfungen nicht unmittelbar – wie bei klassischen Steuern und Abgaben – dem Staatshaushalt zugutekommen, sondern über ein von den Übertragungsnetzbetreibern orchestriertes Umlagesystem zur Finanzierung der Strompreisbremse beitragen; ein der EEG-Umlage nachempfundenes System. Bei Zugrundelegung eines bislang von der Rechtsprechung verfolgten formalen Betrachtungsansatzes dürfe dieses Konstrukt nicht an den finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben für Steuern und Abgaben zu messen sein. Der Umstand, dass mit der Abschöpfung gleichwohl eine staatlich versprochene Entlastung der Letztverbraucher finanziert und der Staatshaushalt geschont wird, wirft aber die Frage auf, ob eine streng formale Betrachtung überzeugt.

4. Fazit

Die Abschöpfung krisenbedingter Übererlöse von Stromerzeugern ist ein im Lichte der wirtschaftlichen Gesamtsituation nachvollziehbares Anliegen der EU und der Bundesregierung. Die im nun vorliegenden Gesetzentwurf des StromPBG vorgeschlagene Abschöpfung geht jedoch über die Abschöpfung derartiger „Krisengewinne“ hinaus und trägt Züge einer an der Auskömmlichkeit der Erlöse orientierten klassischen Erlösobergrenzenregulierung, die in funktionierenden Wettbewerbsmärkten ein Fremdkörper ist. Diese Ausgestaltung sowie die erheblichen Schwierigkeiten, ein solches Abschöpfungsmodell ohne Überbelastungen von Marktteilnehmern und das Setzen von Fehlanreizen umzusetzen, sind nicht nur ökonomisch und energiewirtschaftlich kritikwürdig, sondern begründen auch erhebliche rechtliche Bedenken.

Für Rückfragen und die weitere Diskussion dieses Themenkomplexes stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung!

Dr. Thilo Richter

LEITFELD Rechtsanwälte
thilo.richter@leitfeld-recht.de
+49 221 949 927-0

Dr. David Bothe / Dr. Matthias Jansen

Frontier Economics
matthias.janssen@frontier-economics.com
+49 221 3371 3117