



Berlin, den 21.04.2023

FAQ Liste: Abschöpfung von Zufallsgewinnen

1. Was bedeutet „Abschöpfung“ im Zusammenhang mit der Strompreisbremse?

Um die Entlastung von Haushalten und Unternehmen mitzufinanzieren, werden Zufallsgewinne am Strommarkt abgeschöpft. Das bedeutet, dass Kraftwerksbetreiber einen bestimmten Teil ihrer Erlöse abführen müssen, die dann den Verbraucherinnen und Verbrauchern über ihre Stromabrechnung gutgeschrieben werden. Mit der Abschöpfung von Zufallsgewinnen setzt die Bundesregierung verbindliches EU-Recht um. Konkret sind das die Vorgaben aus der Notfallverordnung (EU) 2022/1854. Diese müssen national angewandt und umgesetzt werden.

2. Was sind Zufallsgewinne?

Zufallsgewinne am Strommarkt entstehen durch die Energiekrise, speziell durch die Gasknappheit. Als Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und des Stopps von Gaslieferungen aus Russland haben sich die Gaspreise in Europa vervielfacht. Gaskraftwerke sind häufig die teuersten Kraftwerke im Markt. Sie setzen den Strompreis für die meisten anderen Technologien (Merit Order-Prinzip). Das heißt, z.B. Braunkohle- oder Erneuerbare-Energien-Anlagen können ihren Strom zu Preisen verkaufen, die weit oberhalb ihrer Produktionskosten liegen und mit denen ihre Betreiber in der Vergangenheit nicht rechnen konnten. Wird der anzulegende Wert bei geförderten Erneuerbaren-Anlagen als Näherung für einen auskömmlichen Erlös herangezogen, dann sind 2022 rund 18 Mrd. Euro Übergewinne allein bei den Erneuerbaren-Energien-Betreibern angefallen.

Während einige Stromerzeuger also unverhofft solche sehr hohen Gewinne machen, leiden viele private Stromverbraucher, Unternehmen, aber auch Krankenhäuser und kulturelle Einrichtungen unter dem hohen Kostendruck. Die Abschöpfung der Zufallsgewinne und die daraus mitfinanzierte Strompreisbremse leistet daher einen Beitrag für eine ausgeglichene Lastenverteilung.

3. Wofür wird das Geld verwendet?

Die Abschöpfung ist Teil des Strompreisbremsegesetzes. Mit diesem Gesetz werden Haushalte und Unternehmen mit sehr hohen Strompreisen direkt entlastet.

- Haushalte erhalten 80 % ihres bisherigen Stromverbrauchs zu einem garantierten Preis. Dieser Preis beträgt 40 ct/kWh, inklusive aller Steuern, Abgaben und Umlagen.
- Unternehmen erhalten 70 % ihres bisherigen Stromverbrauchs zu einem garantierten Netto-Arbeitspreis von 13 ct/kWh. Hier fallen Steuern, Abgaben und Umlagen zusätzlich an.

Für Verbräuche oberhalb dieser „Basis-Kontingente“ gilt der vertraglich vereinbarte Preis. Somit bleibt ein starker Anreiz, Strom einzusparen. Die Umsetzung erfolgt weitestgehend analog zur Gaspreisbremse. Die Regelungen zur Gaspreisbremse wiederum folgen möglichst weitgehend den Empfehlungen der Gas-Kommission. Nähere Informationen dazu finden Sie unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strom-gaspreis-bremse.html>.

Die Mittel zur Finanzierung der Entlastung kommen für eine Übergangsphase aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds, der zur Bekämpfung der Energiepreiskrise mit 200 Mrd. € ausgestattet worden ist. Die Einnahmen aus der Abschöpfung von Zufallsgewinnen am Strommarkt sollen die Entlastungsmaßnahmen teilweise gegenfinanzieren und die Höhe der benötigten Mittel aus dem Bundeshaushalt um mehrere Milliarden reduzieren. Die Strompreisbremse verteilt die Zufallsgewinne der Produzenten zurück an die Verbraucher und sorgt so für eine solidarische Bewältigung der Energiepreiskrise.

4. Wie funktioniert die Abschöpfung?

Die Abschöpfung wird so ausgestaltet, dass einerseits ein angemessener Erlös zum wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen gewährleistet, andererseits ein substanzieller Beitrag zur Entlastung für die Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der Wirtschaft geleistet wird. Adressiert werden Zufallsgewinne in einer Höhe, mit der ohne die aktuelle Energiepreiskrise niemand hätte rechnen können.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Zufallsgewinne vorliegen, wenn die Erlöse am Strommarkt über einem technologiespezifischen Referenzwert liegen, der die typischen variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung abbildet. Über auskömmliche Sicherheitszuschläge wird sichergestellt, dass ausschließlich Zufallsgewinne abgeschöpft werden, nicht aber der in normalen Zeiten vielleicht zu erwartende „Standardgewinn“. Von den verbleibenden Zufallsgewinnen werden 90% abgeschöpft. Dass Anlagenbetreiber 10% der zusätzlichen Erlöse einbehalten können, ist wichtig, damit sie einen Anreiz haben, ihre Kraftwerke in den Stunden mit hohen Preisen zu nutzen, in denen sie besonders gebraucht werden.

Da viele Kraftwerksbetreiber ihren Strom im Voraus am Terminmarkt verkaufen und damit nur eingeschränkt von den stark gestiegenen Strompreisen profitieren, wird der Abschöpfungsbetrag in zwei Schritten ermittelt:

- Im ersten Schritt werden zunächst die Referenzerlöse auf Basis der stündlichen Strompreise ermittelt. Davon werden die Referenzkosten und ein Sicherheitszuschlag, die in Summe den zu erwartenden „Standardgewinn“ enthalten, für die eingespeiste Strommenge abgezogen. Es verbleibt ein rechnerischer Abschöpfungsbetrag.
- In einem zweiten Schritt steht es Anlagenbetreibern frei, den rechnerischen Abschöpfungsbetrag um das Ergebnis von Termingeschäften und sonstigen Verträgen mit längerer Laufzeit zu korrigieren. Mit den zuletzt stark gestiegenen Strompreisen wird dies den Abschöpfungsbetrag meist reduzieren, da Verluste aus Verkaufsgeschäften entstanden sind, die vor dem Preisanstieg abgeschlossen worden sind. Durch die jüngst wieder gesunkenen Preise kann die Terminmarktkorrektur aber auch abschöpfungsneutral oder -erhöhend wirken.

Für Wind und Photovoltaik wird statt der stündlichen Strompreise abweichend der technologiespezifische Monatsmarktwert als Ausgangspunkt für die Berechnung verwendet. Diese Sonderregel ist wichtig, weil sich der Erlös vieler Anlagenbetreiber an diesem Wert misst. Damit in Stunden niedriger, aber noch positiver Strompreise kein Fehlanreiz für Wind- und PV-Anlagenbetreiber entsteht, ihre Anlagen abzuregeln, kann der Abschöpfungsbetrag in diesen Stunden auf einen niedrigeren Wert reduziert werden.

5. Warum müssen die Termingeschäfte berücksichtigt werden?

Kraftwerksbetreiber sichern ihre Erlöse, also die Einnahmen aus dem Verkauf von Strom, finanziell oft im Voraus ab. Dazu nutzen sie Terminmärkte. Auf diesen Märkten werden Verträge geschlossen, die sich auf die Zukunft beziehen, z.B. auf eine Lieferung im nächsten Monat oder in zwei Jahren. Kraftwerksbetreiber verkaufen den Strom also „auf Termin“. So vermeiden sie, dass ihre Einnahmen allzu sehr von schwankenden Spotmarkt-Preisen abhängen und schaffen Planbarkeit für ihr Geschäft.

Der Spotmarkt-Preis im Stromgroßhandel betrug im Jahr 2022 durchschnittlich etwa 300 €/MWh. Bei einem Braunkohlekraftwerk mit fiktiven Erzeugungskosten von 120 €/MWh könnte man meinen, dass der Kraftwerksbetreiber mit jeder erzeugten Megawattstunde Strom 180 € Gewinn gemacht hat. Hat aber der Kraftwerksbetreiber seine Stromerzeugung bereits vor Jahren zu Preisen von 150 €/MWh vermarktet, erhält er tatsächlich nur 30 €/MWh. Ignoriert man diesen deutlichen Preisunterschied zwischen kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten, könnte eine Gewinnabschöpfung Kraftwerke in die Insolvenz treiben, oder dazu führen, dass Kraftwerksbetreiber ihre Kraftwerke ausschalten. Deshalb gibt es die optionale Terminmarkt-Korrektur. Es werden nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abgeschöpft.

6. Welche Technologien werden abgeschöpft?

Nur Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW, also 1.000 kW, können abgeschöpft werden. Zum Vergleich: Eine übliche Photovoltaik-Anlage für Einfamilienhäuser hat eine installierte Leistung von 10 kW, auf großen Ställen oder Werkshallen sind PV-Anlagen selten größer als 300 kW. Neue Windenergieanlagen kommen auf eine Leistung von 4-5 MW. Das heißt, Kleinanlagen sind grundsätzlich ausgenommen. Bei Biogasanlagen gilt abweichend nicht eine installierte Leistung, sondern eine Bemessungsleistung von 1 MW als Abschöpfungsschwelle. Im Rahmen einer Korrekturnovelle soll klargestellt werden, dass sich bei Biogasanlagen die Bemessungsleistung auf die Bemessungsleistung des Jahres 2021 bezieht.

In der Europäischen Notfallverordnung ist zudem verbindlich festgelegt, welche Technologien abzuschöpfen sind und welche nicht. Das vorgelegte Strompreisbremsegesetz hält sich genau an die Vorgaben und setzt damit verbindliches EU-Recht um. Abgeschöpft werden müssen gemäß EU-Verordnung Anlagen, die erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung nutzen, Abfallverbrennungsanlagen, Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Anlagen zur Verwertung von Raffinerie-Rückständen. Nicht abgeschöpft werden neben bestimmten Speichern auch Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, Biomethan-Anlagen, Anlagen, die leichtes Heizöl verbrennen oder Sondergase nutzen wie Gichtgas, Hochofengas, Kokereigas und Sondergase, die in Produktionsprozessen der Chemie- und Rußindustrie anfallen.

7. Werden durch die Abschöpfung Investitionen in neue Kapazitäten verhindert?

Nein. Es gibt trotzdem weiterhin ein lohnenswertes Investitionsumfeld für neue Stromerzeugungsanlagen. Das Abschöpfungssystem ist bewusst so gestaltet, dass die Energieerzeuger weiter Gewinne machen und diese reinvestieren können. Dazu muss man sich klar machen, wie die Situation der Unternehmen ohne die aktuelle Energiepreiskrise gewesen wäre. Ohne den Stopp russischer Gaslieferungen wären die Strompreise nicht in diesem Maße explodiert und es hätte keine Zufallsgewinne gegeben.

Die Betonung liegt auf „Zufallsgewinnen“ und auch diese unterliegen nur teilweise der Abschöpfung. Der normale Gewinn, der in Zeiten der bisher üblichen Strompreise anfiel, wird nicht angetastet. Dafür sorgen technologiespezifische Referenzkosten zusammen mit auskömmlichen Sicherheitsmargen, über die den Unternehmen auch weiterhin ein angemessener Ertrag als Gewinn zugestanden wird. Die darüberhinausgehenden Zufallsgewinne werden auch nur teilweise abgeschöpft: Alle Zufallsgewinne vor dem 1. Dezember 2022 verbleiben komplett bei den Unternehmen. Die Strompreise waren aber bereits im Herbst 2021 schon stark gestiegen

– und sind nach Kriegsbeginn dann regelrecht explodiert. Mit den Milliarden-schweren Erträgen seit letztem Herbst hatte zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung niemand gerechnet – selbst in den unwahrscheinlichsten Szenarien nicht. Die Zufallsgewinne, die seit dem 1. Dezember 2022 anfallen, werden ihrerseits wiederum nur zu 90 % abgeschöpft. Die restlichen 10 % verbleiben bei den Unternehmen, um Anreize für systemdienliches Verhalten der Kraftwerke zu setzen.

Für Neuanlagen, die nach dem 1. November 2022 errichtet wurden oder noch errichtet werden, gelten überdies zusätzliche Sonderregeln bei der Anrechnung von individuellen Vermarktungsverträgen (sog. PPAs). Dies sorgt dafür, dass Investoren Inbetriebnahmen auch mit den ursprünglich geplanten Vermarktungsformen realisieren können, ohne finanzielle Einbußen zu erleiden. Dadurch werden zwar voraussichtlich die Einnahmen aus der Abschöpfung dieser Anlagen sinken. In der Abwägung positioniert sich die Bundesregierung jedoch klar für den Schutz von Neuinvestitionen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss vorangetrieben werden, denn sie sind das wirksamste Mittel gegen Energiekrisen und hohe Strompreise.

8. Wie wird sichergestellt, dass nicht zu viel abgeschöpft wird und die Unternehmen in Zahlungsschwierigkeiten kommen?

Dafür sorgen auskömmliche Sicherheitsmargen sowie die Berücksichtigung von Terminmarktgeschäften und sonstigen längerfristigen Verträgen. Um Unschärfen bei der Kostenermittlung Rechnung zu tragen und Anlagenbetreiber vor unbilligen Härten zu schützen, wird grundsätzlich ein Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh auf die Referenzkosten gewährt. Um die gestiegenen Direktvermarktungskosten zu berücksichtigen, erhalten Wind und PV zusätzlich einen weiteren Zuschlag in Höhe von 6% ihres technologiespezifischen Monatsmarktwerts im betreffenden Monat. Biogasanlagen erhalten abweichend einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 9 ct/kWh und Altholzanlagen in Höhe von 7 ct/kWh. Grund hierfür sind die besonders stark gestiegenen Brennstoffkosten und sonstigen Betriebskosten. Über die Terminmarktkorrektur wird sichergestellt, dass auch nur tatsächlich angefallene Zufallsgewinne abgeschöpft werden, unabhängig vom aktuellen Geschehen am Spotmarkt. Werden Termingeschäfte mittels Preissicherungsmeldungen (s. Frage 16) geltend gemacht, fällt eine zusätzliche Sicherheitsmarge von 1 ct/kWh an, die immer zugunsten der Unternehmen wirkt.

9. Warum ist Steinkohle von der Abschöpfung ausgenommen?

Es stimmt, dass auch bei Steinkohleanlagen Zufallsgewinne anfallen können. Nach EU-Recht und der hier einschlägigen EU-Verordnung muss diese Technologie jedoch nicht in die Abschöpfung einbezogen werden. Von dieser Möglichkeit macht die Bundesregierung im Sinne der Versorgungssicherheit Gebrauch. Denn die Abschöpfung von Steinkohle würde aufgrund der Funktionsweise der Märkte zu einer Mehrverstromung von Gas führen, was in der aktuellen Situation dringend zu vermeiden ist.

Hintergrund ist, dass, wenn die Zufallsgewinne aus Steinkohlekraftwerken abgeschöpft würden, die Steinkohlekraftwerksbetreiber die anhand der Day ahead-Preise ermittelte Abschöpfung in die Gebote auf dem Intraday-Markt einpreisen würden, Gaskraftwerksbetreiber hingegen nicht. Bei einem Absinken des Preises auf dem untertägigen Markt im Vergleich zum vortägigen Markt würden zuerst die Steinkohlekraftwerke aus dem Markt gehen und erst später Gaskraftwerke, obwohl die Abschaltreihenfolge gemäß Grenzkosten (Merit Order) umgekehrt sein sollte.

Das StromPBG enthält eine Verordnungsermächtigung, die eine nachträgliche Aufnahme von Steinkohle in die Übergewinnabschöpfung möglich macht. Um den beschriebenen Abtausch mit Gas in der Merit Order jedoch sicher auszuschließen, sollte Steinkohle nur dann einbezogen werden, wenn die Preise für Steinkohle und Gas so weit auseinander liegen, dass beide Technologien in der Merit Order klar getrennt sind. Mit anderen Worten: Die Erzeugungskosten

von Steinkohlekraftwerken sollten deutlich unterhalb der Erzeugungskosten von Gaskraftwerken liegen. Diese Bedingung ist wichtig für die Verordnungsermächtigung und wurde in das StromPBG aufgenommen.

10. Von wann bis wann wird abgeschöpft?

Die Abschöpfung beginnt ab dem 1. Dezember 2022 und ist zunächst bis zum 30. Juni 2023 befristet. Sie kann durch Rechtsverordnung darüber hinaus verlängert werden, höchstens jedoch bis zum 30. April 2024. Eine Verlängerung über dieses Datum hinaus ist gesetzlich ausgeschlossen. Die Verlängerung berücksichtigt auch die Situation auf europäischer Ebene. Die Europäische Kommission hat bereits angekündigt, die Umsetzung der EU-Verordnung zu analysieren und falls nötig die Regelungen anzupassen oder zu verlängern. Sofern die Strompreise bereits vorher wieder deutlich fallen (unter Referenzerlöse plus Sicherheitsmargen), würde praktisch nicht mehr abgeschöpft, auch wenn das Instrument formal weiterbesteht.

11. In welchen Zeitintervallen werden die Abschöpfungsbeträge berechnet und gezahlt?

Der Zeitraum für die Berechnung der Abschöpfung ist ein Quartal, also drei Monate. Lediglich die erste Abschöpfungsperiode deckt abweichend einen Monat mehr, also vier Monate ab, weil neben dem ersten Quartal 2023 auch der Dezember 2022 in diesen Zeitraum fällt. Nach Ablauf eines Abschöpfungszeitraums berechnen die Anlagenbetreiber ihren abzuschöpfenden Betrag selber und melden diesen an die Übertragungsnetzbetreiber. Überwiesen werden muss der Betrag bis spätestens viereinhalb Monate nach Ende des Abschöpfungszeitraums an den jeweiligen Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungsanlage angeschlossen ist. Die Bundesnetzagentur übernimmt die Aufsicht. Sie führt anlassbezogene und stichprobenartige Überprüfungen der Eigenveranlagen durch und setzt sie bei Bedarf mit Bußgeldern durch. Betroffene Stromerzeugungsunternehmen müssen erstmals in der Zeit 1.4. bis 31.7.2023 für die erste Abschöpfungsperiode die vorgeschriebenen Angaben gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern machen.

12. Was ist, wenn ein Kraftwerk ungeplant ausfällt? Wird der Betreiber trotzdem abgeschöpft?

Die Abschöpfung beschränkt sich grundsätzlich auf die Strommengen, die tatsächlich in das öffentliche Stromnetz eingespeist worden sind. Verluste aus Terminmarktgeschäften aufgrund von ungeplanten Kraftwerksausfällen werden in der Berechnung der Abschöpfung dadurch berücksichtigt, dass positive und negative Deckungsbeiträge innerhalb eines Monats saldiert werden. Verluste in einer Stunde werden mit Zufallsgewinnen in einer anderen Stunde verrechnet. Das verringert den Abschöpfungsbetrag und schützt die Stromerzeuger. Bei ungeplanten Kraftwerksausfällen wird dadurch nicht „zu viel“ abgeschöpft.

Deckungsbeiträge aus Terminmarktgeschäften werden erforderlichenfalls über die gesamte Laufzeit der Strompreislösung fortlaufend saldiert. Mehrabschöpfung durch Termingewinne können mit Minderabschöpfung durch Terminverluste gegengerechnet werden. Auch dies schützt die Unternehmen vor einer übermäßigen Belastung.

13. Warum sollten die Kraftwerksbetreiber weiterhin ihren Strom vermarkten, wenn ihnen die zusätzlichen Gewinne doch weggenommen werden?

Auskömmliche Sicherheitszuschläge und 10 % des abschöpfbaren Betrages verbleiben immer beim Anlagenbetreiber. Damit wird es für die Anlagenbetreiber trotz Abschöpfung auch weiterhin lukrativ bleiben, immer dann Strom zu erzeugen und den Anlagenbetrieb systemdienlich auszurichten, wenn die Strompreise über den Erzeugungskosten ihrer Anlage liegen.

14. Gefährdet die Abschöpfung von Zufallsgewinnen die Rückkehr von Reservekraftwerken?

Nein. Bei der Entwicklung des Ansatzes wurde darauf geachtet, dass keine Fehlanreize bei der Marktrückkehr von Reservekraftwerken entstehen. Dabei sind folgende Gruppen von Reservekraftwerken zu unterscheiden:

Mineralölprodukte: Nur Raffinerie-Rückstände sind von der Abschöpfung betroffen, andere Energieträger auf Basis von Mineralölprodukten sind ausgenommen. Gesonderte Regelungen für Ölkraftwerke aus der Netzreserve sind daher nicht notwendig.

Braunkohle: Für Kraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft sind keine gesonderten Regelungen notwendig. Die anzurechnenden Referenzkosten sind auskömmlich auch für diejenigen Braunkohle-Anlagen, die nur für kurze Zeit in den Markt zurückkehren.

Steinkohle: Da Steinkohle nicht vom Anwendungsbereich erfasst ist, ist auch keine Sonderregel für die Netzreservekraftwerke mit diesem Brennstoff notwendig.

Nuklearanlagen: Die Betreiber der Atomkraftwerke konnten Strommengen, die während des Weiterbetriebs vom 1. Januar 2023 bis 15. April 2023 erzeugt werden, frühestens mit politischer Entscheidung des Weiterbetriebs vermarkten, also frühestens seit dem Herbst 2022. Zu diesem Zeitpunkt waren die Preise bereits auf sehr hohem Niveau. Der Weiterbetrieb ist also wirtschaftlich hochattraktiv. Kosten, die aus einer erforderlichen Verschiebung von Dekontaminationsarbeiten entstehen, werden bei der Abschöpfung zugunsten der AKW-Betreiber berücksichtigt.

15. Trocknet die Erlösabschöpfung den PPA-Markt für Erneuerbare aus?

Nein. Anlagen, die vor den 1. November 2022 einen Vermarktungsvertrag für erneuerbare Energien (Power Purchase Agreement, PPA) abgeschlossen haben, dürfen ihn für die Dauer seiner Laufzeit bei der Erlösabschöpfung anrechnen. Abgeschöpft wird in solchen Fällen auf Basis der tatsächlich angefallenen Erlöse laut Vertrag („Spitzabrechnung“), nicht wie sonst unter Zugrundelegung der Spot-Strompreise bzw. Monatsmarktwerte. Eine erweiterte Anrechnungsmöglichkeit gilt für Neuanlagen: Für sie gilt die Stichtagsregelung nicht, so dass Neuanlagen ebenfalls einmalig PPA-Verträge anrechnen können, auch wenn diese erst nach dem Stichtag neu abgeschlossen worden sind.

Richtig ist, dass neue PPAs für Bestandsanlagen während der Abschöpfung risikobehaftet sind und unter Umständen ökonomisch nicht mehr attraktiv sind. Die Eingrenzung auf Neuanlagen für die Anrechnung neuer PPAs ist jedoch zwingend erforderlich, um die Umgehung der Abschöpfung durch kreative Neuverträge und Vertragsanpassungen bei Bestandsanlagen zu umgehen. Würde diese Regel nicht gelten, wäre mit der Strompreisbremse kein nennenswerter Abschöpfungsbetrag mehr zu erzielen. Findige Anlagenbetreiber würden sich der Abschöpfung entziehen. Der Strommarkt könnten keinen Beitrag mehr zur Entlastung der Haushalte und Unternehmen leisten.

Die Teilnahme von Bestandsanlagen am Markt mit kurzfristigen PPA-Verträgen wird für die Dauer des Instruments also voraussichtlich tatsächlich abnehmen. Der Markt mit PPA-Verträgen kurzer Dauer, also mit Laufzeiten von z.B. einem Jahr oder einem Quartal, ist ein relativ neues Element im Strommarkt, das erst mit dem starken Anstieg der Strompreise Verbreitung gefunden hat. Denn kurzfristige PPA-Verträge sind ein geeignetes Mittel für Anlagenbetreiber, um sich hohe Strompreise zu sichern – und gleichzeitig ein Geschäftsmodell, das für Direktvermarktungsunternehmen und vergleichbare Unternehmen im letzten Jahr wirtschaftlich sehr lukrativ gewesen ist. Davor ist der Strommarkt jedoch jahrelang auch ohne ein signifikantes Aufkommen dieser Verträge ausgekommen. Bis in die jüngere Vergangenheit gab es keinen

relevanten PPA-Markt in Deutschland. Die Abschöpfung ist daher unkritisch für das Funktionieren des Strommarkts. Ein funktionierender PPA-Markt ist vor allem für Investitionsanreize in neue EE-Anlagen wünschenswert, und das ist mit der Ausnahmeregelung für Neuanlagen sichergestellt. Zudem trägt auch die strikte zeitliche Begrenzung der Abschöpfung entscheidend dazu bei, dass längerfristige Marktverwerfungen zuverlässig ausgeschlossen sind.

16. Welchen rechnerischen Vorteil hat die Behandlung der Überschusserlöse nach § 18 StromPBG (Überschusserlöse bei anlagenbezogener Vermarktung) ggü. dem Standardmodell gem. § 16 StromPBG?

Der Unterschied lässt sich durch folgendes fiktives Rechenbeispiel verdeutlichen:

PV-Anlage im Standardmodell gem. § 16 StromPBG		
Strommenge	50.000	kWh
Monatsmarktwert (MMW)	20,00	ct/kWh
Referenzerlöse	10.000,00	€
Anzulegender Wert	10,00	ct/kWh
Sicherheitszuschlag	3,00	ct/kWh
Sicherheitszuschlag (6% vom MMW)	1,20	ct/kWh
Gestatteter Erlös	14,20	ct/kWh
Errechnete Abschöpfung	2.610,00	€

In der Beispielrechnung steht im Standardmodell ein Referenzerlös von 10.000 Euro einem „gestatten Erlös“ von 7.100 Euro gegenüber. 90 Prozent des Differenzbetrags ergibt eine Abschöpfung in Höhe von 2.610 Euro.

PV-Anlage in PPA "Spitzabrechnung" gem. § 18 StromPBG		
Strommenge	50.000	kWh
PPA-Preis	8,00	ct/kWh
PPA-Erlöse	4.000,00	€
Anzulegender Wert	10,00	ct/kWh
Sicherheitszuschlag	1,00	ct/kWh
Sicherheitszuschlag (6% vom MMW)	0,00	ct/kWh
Gestatteter Erlös	11,00	ct/kWh
Errechnete Abschöpfung	0	€

Bei der Spitzabrechnung wird der Erlös aus dem Vertrag (hier: 4.000 Euro) zugrunde gelegt und dem „gestatten Erlös“ von 5.500 Euro gegenübergestellt. Der Erlös aus dem Vertrag ist in diesem Beispiel geringer als der „gestattete Erlös“. Daraus ergibt sich rechnerisch ein Minusbetrag, der im Ergebnis zu einer Null-Abschöpfung führt.

(Aktuell sind die tatsächlichen Monatsmarktwerte deutlich niedriger als im Beispiel. Das führt dann auch beim Standardmodell vielfach zu einer Null-Abschöpfung.)

17. Wie werden PPA zwischen verbundenen Unternehmen gewertet? Und können Endkundengeschäfte einer konzernverbundenen Vertriebsgesellschaft als Absicherungsgeschäfte angerechnet werden?

§ 15 Abs. 2 StromPBG regelt, dass für die Abschöpfung Geschäfte die mit externen Dritten maßgeblich sind, nicht Geschäfte mit Zweck der internen Weitergabe von Strom im Kreis verbundener Unternehmen: Besteht zwischen verbundenen Unternehmen (§ 15 Absatz 1 StromPBG) ein anlagenbezogener Vermarktungsvertrag (PPA), finden die Regelungen für anlagenbezogene Vermarktungsverträge (§ 18 StromPBG) nur dann Anwendung, wenn der so vermarktete Strom auch an einen Dritten mit einem anlagenbezogenen Vermarktungsvertrag vermarktet wird (§ 18 Absatz 3 StromPBG). Ist das nicht der Fall, könnte geprüft werden, ob mit Dritten ein anderes Absicherungsgeschäft (§ 17 StromPBG) vorliegt, das der Erzeugungsanlage tatsächlich zugeordnet werden kann. Wird dies bejaht, könnten die Verträge des verbundenen Unternehmens von dem Anlagenbetreiber als Absicherungsgeschäfte nach Anlage 4 StromPBG gemeldet und bei der Abschöpfung entsprechend berücksichtigt werden

18. Wie können künftige Terminmarktgeschäfte angerechnet werden?

Das StromPBG sieht vor, dass Stromerzeuger künftige Terminmarktgeschäfte mittels Preissicherungsmeldungen bei der Abschöpfung geltend machen können. Damit wird ihnen die risikolose Teilnahme am Stromterminmarkt weiterhin ermöglicht. Das ist wichtig, denn der Terminhandel ist eine tragende Säule des Strommarkts und damit wichtig für die Stabilität des Stromsystems. Mittels Preissicherungsmeldungen können die Unternehmen jeweils am Ende eines Handelstags melden, welche Börsen-Terminmarktprodukte («Futures») sie an dem Tag verkauft oder gekauft haben.

Preissicherungsmeldungen werden über eine eigens dafür eingerichtete elektronische Plattform bei der Bundesnetzagentur abgegeben. Weiterführende Informationen können auf der Webseite der BNetzA-Beschlusskammer 4 abgerufen werden unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_77_Strompreis/BK4_Strompreis.html.

19. Welche Auswirkungen haben Redispatch-Maßnahmen?

Im Rahmen der Abschöpfung sollen Redispatch-Maßnahmen aus Sicht des Anlagenbetreibers erlösneutral bleiben. Deshalb ist im Rahmen der Abschöpfungsberechnung die eingespeiste Strommenge um Anpassungen der Einspeisungen auf Anforderung durch Netzbetreiber nach § 13a Absatz 1 EnWG zu korrigieren (§ 16 Absatz 2 StromPBG). Damit wird sichergestellt, dass die Befolgung von Redispatchanweisungen zu keiner Änderung des Abschöpfungsbetrages führt im Vergleich zum Szenario ohne Redispatch.

20. Sind eigenerzeugte Strommengen, die übers Netz geleitet, aber nicht verkauft werden, von der Abschöpfung der Überschusserlöse ausgenommen?

Nein: Keine Abschöpfung erfolgt bei Strommengen, die ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes direkt an einen Abnehmer geliefert oder dort vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden (§ 13 Absatz 3 Nummer 5 StromPBG). Im Gegenzug gilt grundsätzlich, dass die Abschöpfung der Überschusserlöse Anwendung findet, sobald die Strommengen ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden. Auch in Fällen, in denen auf z. B. einem Industriegelände in Anlagen des Anschlussnetzbetreibers zunächst Mengen eingespeist, dann aber direkt wieder entnommen werden, ist das StromPBG (sowohl hinsichtlich der Abschöpfung als auch hinsichtlich der Entlastung) anzuwenden.