

› VORLÄUFIGE STELLUNGNAHME

zum Modellvorschlag des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für eine Abschöpfung von Stromerlösen vom 08.11.2022

Berlin, 10.11.2022

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Vorbemerkungen

Die Komplexität der sich ergebenden Fragestellungen und der für ein Feedback möglichen Zeit zur Rückmeldung macht die Ausarbeitung eines formal sauberen Stellungnahmepapiers aus unserer Sicht unmöglich.

Zugleich wird in kürzester Zeit über die avisierten Maßnahmen massiv in etablierte Marktmechanismen eingegriffen. Es ist schlichtweg zu wenig Zeit, um dies mit Sachverstand umfangreich zu prüfen und Anmerkungen für ein im Sinne aller Beteiligten sinnvolles Modell zu liefern, was der vom Grunde her ja nachvollziehbaren und auch wünschenswerten Abschöpfung von Übergewinnen aus Effekten der derzeitigen Energiekrise gerecht wird. Dem Wunsch der Verbände, das vorgestellte Modell der Abschöpfung mit konkreten Fallbeispielen zu untermauern und damit die Kommunikation gegenüber den betroffenen Unternehmen zu unterstützen, wurde leider nicht entsprochen.

Aus diesen Gründen ist die vorliegende Stellungnahme vorläufiger Natur. Der VKU behält sich vor, seine Position nachträglich zu ergänzen, zu präzisieren oder zu modifizieren.

Gegen die Abschöpfung von Anlagenbetreibern spricht ganz grundsätzlich, dass ein Übergewinn nur auf Unternehmensebene und nicht auf Anlagenebene entstehen kann. Auf Unternehmensebene werden alle Chancen und Risiken, die durch die aktuelle Situation und Energiekrise entstehen, saldiert. Erst hier auf Unternehmensebene ist ein Übergewinn realisierbar und abzuschöpfen, ohne auf Anlagenebene Verluste zu erzeugen.

- Eine Übergewinnsteuer auf Unternehmensebene (für alle Unternehmen, die im Energiesektor aktiv sind) könnte neben der Rechtssicherheit auch die Akzeptanz fördern und ist aus VKU-Sicht weiterhin zu bevorzugen!
- Eine Harmonisierung mit den Ansätzen in anderen EU-Mitgliedsländern kann ebenfalls für Rechtssicherheit auf EU-Ebenen sorgen und im Hinblick auf den EU-Binnenmarkt gleiche Wettbewerbsbedingungen schaffen!

Das angedachte Modell wird die Flexibilitätsvermarktung unwirtschaftlich machen. Wenn sowohl Regelleistungs- als auch Fahrplanerlöse bei den betroffenen Anlagen abgeschöpft werden, werden die Anlagen in eine Basefahrweise zurückkehren. Damit werden die Anlagen zukünftig nicht mehr in bedarfsgerechter Einspeisung betrieben. Für Kleinstbeträge (10% der Mehrerlöse) werden die Betreiber diesen Aufwand nicht durchführen.

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass die Abschöpfung nicht – wie ursprünglich geplant – zum Februar 2022 rückwirkend eingeführt werden soll. Die im aktuellen Modell enthaltene Zeitpunkt zum 01. September 2022 ist aber ebenfalls eine verfassungswidrige Rückwirkung, die abzulehnen ist.

Mit den Grundsätzen des Vertrauensschutzes ist eine Abschöpfung erst mit dem in der EU-Verordnung Notfallmaßnahmen vorgesehenen Zeitpunkt (01.12.2022), jedoch frühestens mit Inkrafttreten der EU-Verordnung zu den Notfallmaßnahmen am 08. Oktober 2022 vereinbar und vermutlich auch erst ab diesem Zeitpunkt verfassungsmäßig gerechtfertigt. Rückwirkende Eingriffe in die getätigten Investitionen vergiften das Vertrauen in den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien. Eine Behinderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist unbedingt zu vermeiden, wenn wir gemeinsam die Unabhängigkeit von fossiler Energie, insbesondere von russischem Gas erreichen wollen. Dies wird und kann nur geschehen, wenn die Investoren weiterhin darauf vertrauen können, dass keine rückwirkenden Eingriffe erfolgen und das Vertrauen in geltende Rahmenbedingungen und politische Zusagen als Bestandsschutz bestehen bleibt.

Im Hinblick auf die langsam wieder absinkenden Preise sollte – vor allem bei der weiteren Verlängerung der Erlösabschöpfung – die Frage der Verhältnismäßigkeit dieses Instruments besonders berücksichtigt werden. Im Oktober wird voraussichtlich ein Wind Onshore-Monatsmittelwert von 128 Euro/MWh erzielt werden, also weit entfernt von den Preishöhen aus dem Sommer. Die Prognose für den November sieht ähnlich aus. Eine solche einschneidende Maßnahme, die auf Seiten der inframarginalen Stromerzeuger, der BNetzA, den Anschlussnetzbetreibern und nicht zuletzt Wirtschaftsprüfern so einen immensen operativen Aufwand verursachen wird, wird immer weniger verhältnismäßig, je mehr sich die Preise wieder auf einem „normalen“ Niveau bewegen.

Pachten liegen aktuell über 20% der Umsätze. Der Entwurf muss sicherstellen, dass nur die um die Abschöpfung reduzierten Erlöse für die Kostenberechnung herangezogen werden können. Hier besteht aber ein wesentliches Risiko, da dies höchst unterschiedliche privatrechtliche Verträge sind. Betriebskosten (5-10%) der Betriebsführer und Wartungsverträge sind ebenfalls häufig an Umsätze gekoppelt. Auch hier besteht die Gefahr in einzelnen Verträgen an die veröffentlichten Marktwerte gekoppelt zu sein.

Der VKU fordert eine zeitliche Befristung des Abschöpfungsmechanismus bis max. 30.06.2023 ohne Verlängerungsmöglichkeit. Die Gewinnabschöpfung muss eine einmalige Maßnahme innerhalb eines verbindlich festgelegten Zeitfensters bleiben, um das Vertrauen der Marktteilnehmer nicht weiter zu gefährden.

Die Abschöpfung steht einer erfolgreichen Terminvermarktung, wirksamen Spotvermarktung und damit vielen risikominimierenden Vermarktungsstrategien im Wege!.

Wahlrecht für Anlagen mit vor dem 01.11.2022 abgeschlossenen Vermarktungsverträgen zwischen Abschöpfung nach tatsächlichen Erlösen und Standardmodell

1. Die Möglichkeit einer Abrechnung nach tatsächlichen Erlösen sollte auch bei Vermarktungsverträgen bestehen, nach ab dem 11.11.2022 abgeschlossen werden.

Begründung:

Die Nicht-Berücksichtigung von individuellen PPA-Verträgen, die nach dem 01.11.2022 geschlossen wurden und die daraus folgende Abrechnung gegen den Spot-Benchmark (Standardmodell) sehen wir äußerst kritisch. Hierdurch wird ein Markt vollständig zum Erliegen kommen, der erst in den letzten Jahren einen relevanten Entwicklungsprozess hin zu einem zentralen Instrument für einen marktgetriebenen Ausbau von Erneuerbaren Technologien erfahren hat. In der Konsequenz gehen wir davon aus, dass der Markt für Green-PPAs durch diese Regulierung nachhaltig beschädigt wird und einen dauerhaften Vertrauensverlust erfährt.

Betreiber von EE Anlagen werden zukünftig keinerlei Anreize mehr haben, einen PPA abzuschließen. Ganz im Gegenteil sogar, der PPA Abschluss stellt ein systematisches Risiko dar, da ausschließlich gegen Spotpreise abgeschöpft wird, die aufgrund eines möglichen tieferen PPA Preises nicht erzielt werden können. Damit ist der PPA Markt und die Integration in Deutschland bis auf Weiteres kein Thema mehr. Das kann und sollte aus unserer Sicht so nicht bleiben. Selbst wenn das Problem mit Verschiebungen von Erlösen über PPAs gegeben sein sollte, so ist die vermeintliche Lösung, PPAs praktisch abzuschaffen, ein Widerspruch zu dem verabschiedeten Papier der EU. Dort sollen PPAs explizit gefördert werden. Dadurch würden die kompletten EE-Mengen aus den Terminmärkten in die Spotmärkte geschoben.

Der Umgehungsgedanke geht fehl. Es erscheint marktfern, das „einfach“ ein 149 EUR-PPA bis Ende 2026 abgeschlossen werden kann. Das BMWK beschneidet die Privatautonomie im Strommarkt aus Angst vor Umgehungsgeschäften, die der Markt (vermutlich) gar nicht hergibt. Die vorgesehene Regelung erscheint uns auch verfassungsmäßig fragwürdig.

Dadurch könnte der Anreiz zum Hedging/Abschluss von PPAs reduziert werden, da das Ziel von Hedging/PPAs nur eingeschränkt erreicht wird.

Das Ziel einer Preissicherheit für beide Seiten lässt sich nicht erreichen, wenn der Benchmark zu Erlösabschöpfung die unsicheren (noch nicht realisierten) Marktpreise sind. Un-

tertägige Volatilität oder mangelnde Liquidität können zu Differenzen zwischen tatsächlich realisierten Preisen und für die Erlösabschöpfung herangezogenen EEX-Settlementpreisen führen.

Die Möglichkeit einer Abrechnung nach tatsächlichen Erlösen würde darüber hinaus den Aufwand reduzieren und die Transparenz verbessern. Die vom Ministerium befürchteten Gestaltungsmöglichkeiten zur Vermeidung der Abschöpfung lassen sich durch regulatorische Vorgaben eingrenzen.

2. Die Möglichkeit einer Abrechnung nach tatsächlichen Erlösen sollte auf alle anlagenspezifischen Vermarktungsverträge erstreckt und nicht auf „as-produced Vermarktungsverträge“ beschränkt werden.

Begründung:

Erneuerbare-Energien-Anlagen werden nicht ausschließlich über Pay-as-Produced Verträge gegen Marktpreisschwankungen abgesichert, sondern auch über Pay-as-Forecast Verträge (Terminvermarktung und Direktvermarktung getrennt) und anlagenspezifische finanzielle Geschäfte (Swap gegen den Spoterfüllungswerte [zb. MW_Solar]). Diese sollten genauso behandelt werden, da sie 1:1 wie PPAs wirken und eingesetzt werden.

Bei der Vermarktung von „unsicherer/unplanbarer“ Erzeugung von KWK-Anlagen ist es zudem marktüblich, eine Kombination aus Termin- und Spotmarktvermarktung zu vereinbaren. Diese Vermarktung wird in der Regel über Dienstleister organisiert, die dann die monatliche Erzeugungsmenge abrechnen und nicht ¼-h-spezifisch. Die Risiken des Anlagenbetriebs (z. B. Ausfall) trägt in dieser Vertragsform in der Regel der Anlagenbetreiber, so dass es auch zu Rückkäufen im Spotmarkt kommen kann und ein monatlich schwankender Durchschnittspreis zur Abrechnung kommt.

3. Zumindest in Härtefällen, wie z. B. Altholzanlagen, sollte es die Möglichkeit einer Abrechnung nach tatsächlichen Erlösen geben, vor allem dann, wenn anhand objektiver Fakten kein Gestaltungsmissbrauch nicht vorliegen kann.

Begründung:

Da die „Brennstoff“-Beschaffung bei Altholzanlagen nicht gehedget wird, ist eine Ist-Anrechnung für Altholz zu prüfen. Diese ist gerechtfertigt, da durch das fehlende Hedging auf der Brennstoffseite die Strommengen ebenfalls in der Regel nicht gehedget sind. In der Folge besteht die vom BMWK geschilderte Umgehungsmöglichkeit der Stromerlös-obergrenze bei Altholz nicht.

Schritt 1: Abschöpfung nach Spot-Benchmark

Der VKU lehnt eine Abschöpfung nach Spot-Benchmark ab.

Begründung:

Bei der hier beschriebenen Abschöpfung geht es um die Ermittlung eines theoretischen Benchmarks. Dieser theoretische Benchmark ist nicht mit den tatsächlich erzielten Erlösen vergleichbar. Weder die tatsächliche Erzeugung mit allen damit verbundenen Risiken noch die realisierten Marktpreise werden in der Betrachtung berücksichtigt. Mehrerlösabschöpfung sollte auch in der Realität bedeuten, dass dieser zusätzliche durch die Energiekrise und den Ukraine-Krieg entstandene Gewinn auch tatsächlich existiert und nicht virtuell auf Basis eines Benchmarks ermittelt wurde!

Der VKU hat Zweifel, ob eine solche Abschöpfung auf Basis eines Benchmarks verfassungsrechtlich zulässig ist:

- Die theoretische Ermittlung eines Benchmarks ist aus unserer Sicht unter den Begriff Mehrerlösabschöpfung nicht subsumierbar. Die theoretischen Erlöse über Benchmark berücksichtigen in keiner Weise die Risiken eines Anlagenbetreibers oder die Marktrisiken.
- Auch die genannte Sicherheitsmarge berücksichtigt die vorgenannten Risiken nicht im erforderlichen Rahmen. Durch die Benchmarkbetrachtung wird der Abschluss von PPAs über mehrere Jahre nicht mehr realisiert werden können. Es wird ein ungebührlicher Eingriff in den Markt getätigt und negiert die Ziele der Energiewende.
- Neue EE-Projekte, deren Bauentscheidung bereits getroffen oder umgesetzt wurden, die aber noch keinen PPA abgeschlossen haben, werden Probleme bekommen
- Der Markt für PPA könnte einbrechen und die Energiewende ausbremsen.
- Auch Neu-Verträge sollten unter die Abschöpfung auf Basis der „Ist-Erlöse“ fallen können. Das Zugeständnis von anteiligen Übergewinnen an den Anlagenbetreiber könnte einen Missbrauch vermeiden.

Die in Schritt 1 beschriebene Ex-Post Abschöpfung auf DayAhead Preise und IST-Menge öffnet zusätzliche finanzielle Risiken bei den Erzeugern. Die für das Merit-Order Modell bzw. die DayAhead-Preise preisbildende Production ist der DayAhead Forecast. Untertägige Reaktionen auf Preis-/Netzsignale (Regelleistung, Intraday, Redispatch, Ausgleichsenergie) sorgen dafür dass die IST-Production nicht dem DayAhead Forecast entsprechen. Die Risiken sind dann: $(\text{Menge_DA_Forecast} - \text{Menge_IST}) * (\text{Preis_DA} - \text{Preis_ID})$

Der Referenzerlös Spot (siehe Grafik S. 5) muss dem Marktwert (regelmäßig niedriger) der Erzeugungsanlage zu der abgerechnet wird, und nicht dem Base Preis entsprechen. Ansonsten werden ggf. nicht realisierte Preiseanteile mit in die Abschöpfung einbezogen.

Schritt 2: Hedging-Korrektur

Das Verfahren der Hedging Korrektur muss die Verrechnung positiver und negativer Deckungsbeiträge aus Hedging ermöglichen. Es darf nicht dazu kommen, dass Anlagenbetreiber stärker abgeschöpft wird, als es seinen Einnahmen entspricht.

Das Risiko der Nicht-Umsetzbarkeit von Standardprodukten muss berücksichtigt werden, indem insbesondere für wärmegeführte Anlagen die Erlösobergrenze oder der Sicherheitszuschlag deutlich erhöht werden.

Begründung:

Das vorgesehene Verfahren der Hedging-Korrektur ist zu pauschal. Was für Kernenergie und Braunkohle vielleicht funktioniert, wird bei wärmegeführten Anlagen zu großen Abweichungen zwischen Realität und Abschöpfung führen. Die Funktionsweise eines Hedges ist nicht ausreichend durchdrungen und in dem vorliegenden Modell berücksichtigt.

Wärmegeführte Anlagen können nur in sehr geringem Maße Standardprodukte für das Hedging am Terminmarkt einsetzen. Anderenfalls würde eine große short-Position am Spotmarkt entstehen, die zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen gedeckt werden muss, um die eingegangene Lieferverpflichtung des Hedges mittels Standardprodukt erfüllen zu können. Das gleiche tritt bei ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten von Anlagen ein. Auch hier wird zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen am Spotmarkt beschafft, um die Lieferverpflichtungen (nicht nur Standardprodukte sondern auch Fahrpläne) erfüllen zu können. Die "Plan-Menge" wird ja wohlmöglich aufgrund der Anlagenverfügbarkeit am Ende im IST gar nicht produziert. Dennoch soll diese als Maßstab für die Abschöpfung herangezogen werden. Die Betrachtung des Termin-Hedges über Standardprodukte und insbesondere geplante Mengen kann bei wärmegeführten Anlagen – zu denen i.d.R. auch Abfallverbrennungsanlagen zählen – also nicht verwendet werden. Abhilfe könnte ein deutlich höherer Wert für die Referenzkosten wärmegeführter Anlagen oder ein deutlich höherer Sicherheitsabschlag schaffen.

Im Hedgingverständnis des BMWK wird von der Sicherung eines Mittelwerts über den Zeitraum der Betrachtung ausgegangen, wo die Erlösseite über den Betrachtungszeitraum die Verluste übersteigen. Am Tag (Day-Ahead) bedeutet dies, dass man mehr werthaltige als schwache einzelstundenpreise erlöst. Im Monat bedeutet dies, dass z.B. die Erlöse an Wochentagen verlustige Wochenenden kompensieren müssen. Im Jahr entsprechend, das schwache Monate von starken Monaten über das Jahr kompensiert werden. Im PPA Fall, dass über die Laufzeit von 10 Jahren beispielsweise 3 schwache Jahre von 7 starken Jahren kompensiert werden. Werden allerdings nur Erlöse gekappt, ohne Verluste zu begrenzen, kann das System gesamt in Schieflage geraten. Hier ist dringend notwendig, Hedging zu verstehen, bevor im Hedging mit Benchmarks eingegriffen wird. Der Eingriff muss Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresverluste ebenso berücksichtigen. Insofern

muss man ganz klar sagen, dass das vorgeschlagene Verfahren der Hedging Korrektur ungeeignet ist.

Zukünftige Hedges: Bei der Wahl des Benchmarks muss sehr vorsichtig vorgegangen werden. Falsch gewählte Benchmarks können zu erheblichen finanziellen Verlusten oder zu einer deutlichen Reduzierung der Angebotsstellung an den Terminmärkten führen.

Hedging erfolgt im "Regelfall" Produktkaskadierend. Das heißt, je nach Wahl des Zeitraums ist auch eine Reduzierung der Hedge Quote nötig. Was wäre denn beispielweise für den Produktionsmonat Oktober abschöpfungsrelevant? Die Vermarktung des Oktober als Cal (Verk), als Q4 (Verk), Monat (Kauf)?

Das Hedging bei einer Portfoliooptimierung erfolgt nicht wie beschrieben. Unternehmen haben keine anlagenspezifische Hedgingquote, sondern für ein Portfolio. Nach einer Initialen Vermarktung wird abhängig von der Spread-Entwicklung mehrfach gekauft und verkauft. Eine Abgrenzung ist nicht möglich. Das würde juristisch ein Zufallsprodukt.

Standardprodukte am Terminmarkt können mit einer KWK-Anlage nicht vermarktet werden. Es werden entweder Fahrpläne oder unterhährige Produkte vermarktet. Die Hedging-Struktur passt aber nie zum Standardprodukt des Benchmark-Modells. Der Bekanntgabe einer geplanten Menge steht die Ungewissheit, diese auch real zu erzeugen, gegenüber. KWK-Anlagen werden witterungsabhängig gefahren.

Auch und vor allem bei Erneuerbaren Energien können durch die hohe Dargebotsabhängigkeit der Erzeugung die Mengen nie sauber gehegdet werden. Es besteht somit die große Sorge, dass Kostenbestandteile von Hedginggeschäften unberücksichtigt bleiben.

Bei der Terminvermarktung von Kraftwerken wird nicht nur der Strom gehandelt, sondern auch dafür erforderlichen Brennstoffe und Emissionszertifikate. Es sollten daher alle commodities, für die ein Hedging durchgeführt wurde, in die Kalkulation miteinbezogen werden.

„Für Standard-Terminverträge ab dem 1.11.2022 soll der Ansatz selbstgewählter Benchmarks zur Anwendung kommen: Will ein Anlagenbetreiber künftige Terminvermarktungsgeschäfte geltend machen, muss er zukunftsgerichtet eine Hedging-Quote nennen, gegen die er später unter Zugrundlegung von EEX-Settlementpreisen abgeschöpft wird. (Für die Zwischenzeit bis eine Entgegennahme von selbstgewählten Benchmarks technisch möglich ist, gilt ein vereinfachtes Übergangsmodell.)“ → Ein noch weiter vereinfachtes Verfahren erhöht die Unsicherheit zusätzlich, d. h. Entwicklungen zu Gunsten oder zu Lasten des Erzeugers. Entsprechend müssten die Sicherheitszuschläge in einem weiter vereinfachten Verfahren höher liegen.

Notwendig wäre bei der Berücksichtigung von Hedge-Geschäften eine Konzernbetrachtung, da Erlöse aus der Terminvermarktung in einer anderen Legaleinheit entstehen können als die Erlöse aus der Spotvermarktung. Entsprechend muss es dem Wirtschaftsprüfer ermöglicht werden, bei der Testierung der Terminmarktabsicherungen Handelsgeschäfte in einer anderen Legaleinheit im Konzernverbund zu berücksichtigen. Für die Berechnung der Markteinnahmen darf es keinen Unterschied machen, ob die Stromerzeugung in einer anderen Konzerngesellschaft/Beteiligung erfolgt als die Vermarktung und Absicherung der erzeugten Mengen, da andernfalls durch Geschäfte, die zur Absicherung gegen Marktschwankungen getätigt wurden, große Risiken entstehen können

Zudem ist das BMWK-Papier sprachlich zum Teil unsauber. Einerseits wird in der Grafik auf Seite 1 von Hedging -Mengen gesprochen und später im Text auf Seite 3 wieder von Hedging – Quoten (im Verhältnis nur Nennleistung?). Richtig wäre, die abgesicherte Leistung in MW (nicht als Prozentwert) zu benennen, weil auch nur MW an der Börse gehandelt werden. Die Hedging-Menge ergibt sich dann über das Produkt.

Auch die Preisbildung geht sprachlich etwas durcheinander. Einerseits wird von „öffentlich verfügbaren Preisen“ gesprochen und andererseits von „EEX Settlementpreisen“. Mir wäre nur wichtig, dass die Methodik der Preisbildung auf den Median abzielt und nicht auf ein arithmetisches Mittel.

Abzuschöpfende Technologien

Von den abzuschöpfenden Technologien sollten ausgenommen werden:

- KWK-Anlagen
- Biomasse und Abfall
- Grubengas
- Veredelte Braunkohle-Produkte

Begründung:

KWK-Anlagen werden durch das Abschöpfen von „Zufallsgewinnen“ unverhältnismäßig benachteiligt. Die KWK-Stromerzeugung sollte von der Abschöpfung ausgenommen werden, da die Einsatzentscheidung nicht vom Strompreis bestimmt wird, sondern von den Wärmelieferverpflichtungen. KWK-Anlagen sind in erhöhtem Maße auf die Erlöse in Zeitbereichen mit positiven Deckungsbeiträgen angewiesen, um die Zeitbereiche mit negativen Deckungsbeiträgen in ihrem Must-Run-Strom wirtschaftlich zu kompensieren. Es reicht nicht, dass in Zeitbereichen mit negativer Wirtschaftlichkeitsprüfung keine Ab-

schöpfung erfolgt. Die Anlagen im Modellvorschlag zu Unrecht werden wie Kondensationsanlagen bewertet, denen es freisteht, in Zeitbereichen mit negativen Deckungsbeiträgen in der Stromerzeugung auszuweichen.

Explizit ausgenommen von der Abschöpfung ist Biomethan. Darunter fallen nach unserem Verständnis BHKW-Anlagen, die mit Biomethan betrieben werden. Konsequenterweise sind dann auch Anlagen auszunehmen, die mit Biogas betrieben werden. Biomethan ist ja nur aufbereitetes und ins Leitungsnetz eingespeistes Biogas.

Wenn die Grubengasverstromung unterbleibt, weil die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen in den Weiterbetrieb der Anlagen infolge der Abschöpfung nicht sichergestellt ist, würde das Grubengas durch den Boden aufsteigen und ungenutzt in die Atmosphäre entweichen, wobei das Treibhausgas Methan als wesentlicher Teil des Grubengases gegenüber CO₂ 25-mal klimawirksamer ist. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas tragen damit aktiv zur Vermeidung von ansonsten unweigerlich anfallender, erheblicher Treibhausgasemissionen bei.

Veredelte Braunkohle-Produkte wie zum Beispiel Briketts oder Wirbelschichtbraunkohlenstaub sollten zum Kreis der nicht abzuschöpfenden Technologien zählen:

- Zum einen werden systematisch bereits jetzt alle Technologien mit relevanten/teueren und individuellen Brennstoffkosten zu den nicht abzuschöpfenden Technologien gezählt. Dazu gehören auch die oben genannten Brennstoffe.
- Zum anderen referenzieren technologiespezifische Referenzkosten für Braunkohle auf Anlagen deren Brennstoff im eigenen Tagebau verfügbar ist. Brennstoffe wie Briketts oder Wirbelschichtbraunkohlenstaub werden üblicherweise zu deutlich höheren Preisen und Transportkosten von Brennstofflieferanten/-veredlern aus den Braunkohletagebauen bezogen. Die technologiespezifischen Referenzkosten für Braunkohle erweisen sich für Anlagen, die veredelte Braunkohle-Produkte verfeuern nicht als zutreffend.

EE mit anzulegendem Wert nach EEG

1. Der VKU fordert, EE-Anlagen mit und ohne anzulegenden Wert gleichzubehandeln. Die Erlösobergrenze für EEG-geförderte Anlagen darf nicht unter derjenigen liegen, die sich für Anlagen ohne anzulegenden Wert ergibt. Es sollte die Untergrenze von 10 ct/kWh für alle EE-Technologien und Anlagen gelten.

Begründung:

Ein einheitlicher „Referenzwert“ und keine Unterscheidung zwischen geförderten und ausgeförderten EE-Anlagen würde das Modell erheblich vereinfachen. In den letzten Monaten wurde hier auch keine Unterscheidung beim Monatsmarktwert gemacht. Auch bei den Kosten gibt es keine Unterscheidung.

Viele Betreiber von EEG-Anlagen, deren anzulegender Wert sich in Auktionen ergeben hat, haben bei ihren Geboten steigende Marktwerte einkalkuliert, die bei einer Erlösobergrenze in Höhe des anzulegenden Wertes plus Sicherheitszuschlag nicht realisiert werden können. Deutliche Unterschiede bei der Gewinnabschöpfung von unterschiedlichen Anlagen, welche mit der gleichen Technologie betrieben werden, sind nicht zu rechtfertigen.

Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb unterschiedliche Anlagen der gleichen Erzeugungstechnologie, die ähnliche Stromgestehungskosten haben, eine Erlösobergrenze haben sollen, die sich um mehr als das Zweifache unterscheiden kann. Die Erlösobergrenze sollte daher einheitlich auf die Höhe des anzulegenden Werts, mindestens aber 10 ct/kWh angesetzt werden.

Viele PV- und Windanlagen haben relativ niedrige anzulegende Werte aus den EEG-Ausschreibungen (4-6 ct/kWh). Viele dieser Projekte sind auf Basis von deutlich höheren Preiskurven gehandelt worden.

2. Die Aussage „Eine darüberhinausgehende Berücksichtigung von möglichen Brennstoffkostenerhöhungen bei Biomasse mit Ausnahme von Bi-omethan wird geprüft.“ muss auch für Holzkraftwerke gelten.

Begründung:

Kosten können am Altholzmarkt nicht gehedget werden! Kein Optimierungspotenzial. Lösungsmöglichkeiten:

- Spitzabrechnung aus Basis Kosten- und Erlösentwicklung
- Index für die Kostenentwicklung (eher schwierig)
- Stetige Aktualisierung der Erlösobergrenze
- Ausreichende Erlösobergrenze (im ersten Papier standen noch 15 Cent plus Sicherheit! Jetzt nicht mehr vorgesehe)

Hier bedarf es zwingend einer Berücksichtigung der gestiegenen Brennstoffkosten. Andernfalls droht eine Erhöhung der Wärmerestkosten und damit eine Erhöhung der Fernwärmepreis.

„Anlagen aus der Zeit vor Beginn der Ausschreibungen, die noch einen Anspruch auf Marktprämie haben, sind wie alle EE-Anlagen mit anzulegendem Wert zu behandeln“ ☐

Das heißt, es bleibt nur die geringere Grundvergütung übrig. Hieraus entsteht für einige Anlagen, insbesondere für Anlagen im Stauchungsmodell (Wind-Offshore), eine nicht nachvollziehbare maßgebliche Schlechterstellung:

Viele Offshore Windenergieanlagen fallen nach einer erhöhten Anfangsvergütung in eine deutlich niedrigere Grundvergütung. Bei der ursprünglichen Wahl dieses Modells haben viele Betreiber von Offshore Windkraftanlagen auf steigende Strompreise gesetzt und einkalkuliert, dass sie die abgesenkte Grundvergütung gar nicht mehr in Anspruch nehmen und somit das EEG-Konto auch nicht mehr belasten. Bei einer Deckelung der Erlöse auf die Grundvergütung plus Sicherheitszuschlag wird diese Möglichkeit genommen und das ursprüngliche Ziel, nämlich die Marktfähigkeit der EE-Anlagen zu erreichen, wird konterkariert. Auf jeden Fall darf eine individuelle Erlösobergrenze für Anlagen mit anzulegendem Wert nicht unter der Erlösobergrenze für Anlagen liegen, für die es keinen anzulegenden Wert gibt.

Wind Offshore

Für Altanlagen sollten ebenfalls Referenzkosten von 10ct/kWh, analog offshore Wind aus Ausschreibungen („Null-Cent Gebote“), gestattet werden.

Ältere Windparks sind bereits in die Grundvergütung (39€/MWh) gefallen, weitere folgen sukzessive und in Kürze. Wissend, dass diese Anlagen z.T. hohe Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen aufweisen, auch vor dem Hintergrund von Insolvenzen einzelner Hersteller, gefährden zu niedrige Erlöse einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb.

Wenn wir das Schema richtig verstehen, bekämen diese Anlagen in der Grundvergütung dann nur noch + 30 €/MWh Sicherheitspuffer + 4 % Monatsbasepreis. Bei Marktpreisen von 200 €/MWh wären das also bspw. deutlich weniger, als die Offshore Wind Anlagen mit 0 Cent-Geboten bekommen, die dann noch 100 €/MWh behalten dürften. („Aufgrund der Null-Cent-Gebote in den Wind Offshore Ausschreibungen werden diese grundsätzlich mit 10 ct/kWh angesetzt. Ausnahme: Anlagen aus der Zeit vor Beginn der Ausschreibungen, die noch einen Anspruch auf Marktprämie haben, sind wie alle EE-Anlagen mit anzulegendem Wert zu behandeln (siehe oben erste Zeile).“)

Bereits vor Kriegsbeginn hatten wir Preise, die deutlich darüber lagen, bspw. Marktwert Offshore Januar 2022 von 145 €/MWh, Marktwerte Offshore Q4 2021 zwischen 125 und 185 €/MWh. Diese Preise könnten betroffene Windparks zukünftig schlichtweg nicht mehr erreichen (s. obige Beispielrechnung), obwohl das mit dem Ukrainekrieg nichts zu

tun hat. Außerdem sollte für Offshore sollten die 10% Referenzkosten auch für das Stauungsmodell herangezogen werden. Gerne stellt der VKU hierzu konkrete Zahlen zur Verfügung, sofern das hilfreich sein könnte.

Abfall

Analog Biomasse sollten auch erhöhte Brennstoffkosten für Abfall Berücksichtigung finden.

Zumindest muss die Erlösobergrenze im Hinblick auf die Einbeziehung von Abfallanlagen in das BEHG ab 2024 überprüft werden. Der VKU begrüßt, dass das Papier eine entsprechende Ankündigung enthält.

Begründung:

Abfallverbrennungsanlagen sind in der aktuellen Energiekrise von zwei elementaren Effekten Betroffen. Einerseits sind die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Chemikalien deutlich angestiegen. Außerdem wirkt sich die Energiekrise auch auf die Konjunktur und damit das Müllaufkommen aus. Beide Effekte verteuern den Betrieb von Abfallverbrennungsanlagen und führen zu steigenden Energieerzeugungskosten und Risiken.

Der Referenzwert für Abfall ist mit 10 ct/kWh deutlich zu niedrig bemessen!

Der VKU begrüßt die Aussage „Ab 2024 werden Abfallanlagen in das BEHG einbezogen. Die Erlösobergrenze muss dann entsprechend überprüft werden. Hierfür wird eine VO-Ermächtigung vorgesehen.“

Altholz

Für Altholz ist ein passender Referenzwert zu ergänzen.

Begründung:

Es fehlt eine eigene Kategorie für Altholz. Die Preise auf dem Altholzmarkt sind enorm gestiegen (ebenso für Betriebs- und Hilfsstoffe) und zudem aktuell sehr volatil, Prognosen kaum möglich. Die vom BMWK genannten historischen Stromerlöse sind daher kein relevanter Indikator für die Marge. Für Altholz ist ein passender Referenzwert zu ergänzen. Aufgrund des volatilen Altholzmarktes sollte dieser entweder indexiert werden oder während des Zeitraums der Erlösabschöpfung mehrmals nachgezogen werden.

Kernenergie

Der VKU fordert im Text die folgende Klarstellung: „+2 ct/kWh, falls der Beginn der vertraglich vereinbarte Dekontaminationsarbeiten durch den Weiterbetrieb im Zeitraum 1.1.-15.4.2023 verschoben werden müssen vertraglich vereinbart war“

Begründung:

Durch den Weiterbetrieb kann es erforderlich sein, auch Dekontaminationsarbeiten zu verschieben, die zwar vertraglich für das Kalenderjahr 2023 vereinbart waren, jedoch erst nach dem 15.04.2023 beginnen sollten. Die Vorbereitung der Dekontaminationsarbeiten wird durch den Streckbetrieb verschoben und kann erst danach beginnen. Auch in diesem Fall sollte der Aufschlag von +2 ct/kWh daher gewährt werden.

Sicherheitszuschlag Spot

Insbesondere für Biomasse sollten die Sicherheitszuschläge deutlich angehoben werden.

Begründung:

Die derzeit bestehenden hohen Inflationsraten führen insbesondere bei dem Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (+45,8%), Energie (132,2%) und Vorleistungsgütern (+16,8%) zu stark ansteigenden operativen Kosten. Da eine Vielzahl von langfristigen Verträgen (bspw. Wartungs- und Betriebsführungsverträge) eine automatische Anpassung der vertraglichen Konditionen an deren Entwicklung vorsehen, ist der Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh deutlich zu gering.

Insbesondere Betreiber von Biomasse-HKW auf Frischholzbasis (Waldrestholz etc) berichten, dass die Brennstoffkosten über 90% gegenüber 2021 gestiegen sind. Die in Folge der Abschöpfung nicht mehr erlösbaren Stromeinnahmen müssen über Wälzung der Restkosten auf die Wärmelieferung erwirtschaftet werden (zusätzlicher Anstieg der Wärmepreise für Kunden durch Verlagerung der Restkosten auf Wärmeprodukte) oder die Anlagen werden ab gefahren – so einfach ist es dann in der Realität – wir würden dann die fehlende Wärme aus Gas-KWK oder Gasheizkesseln kompensieren müssen.

Zudem ist zu beobachten, dass Direktvermarkter vermehrt prozentuale Dienstleistungsentgelte anbieten. Bei hohen Spot-Preisen kann der dann realisierte Preis für die Direktvermarktung den Sicherheitszuschlag von 3 ct/kWh somit übersteigen.

Im Bereich der erneuerbaren Energien sind Verträge mit umsatzabhängigen Entgelten weit verbreitet. Insbesondere bei Pacht- und Betriebsführungsverträgen ist dies eine übliche Vorgehensweise. Höhere Umsatzerlöse führen somit direkt zu höheren OPEX für die

Betreiber-gesellschaften. Ob die angedachte Erlösabschöpfung bei der Kalkulation der Entgelte solcher Verträge kostenmindernd anzusetzen sind, ist zumindest fraglich. Der Sicherheitszuschlag sollte daher nicht statisch bestimmt werden, sondern als atmen-der Zuschlag dynamisch ausgestaltet und sein absolutes Niveau an den Day ahead Strompreis gekoppelt werden. Die aktuelle Dynamik an den Großhandelsmärkten zeigt, dass mit steigenden Preisen Kosten unmittelbar steigen und auch die Risiken zunehmen.

Abweichend für Wind und PV: 30 €/MWh + 4% des Monats-Basepreises

Auch die Sicherheitszuschläge für Wind und PV sollten deutlich angehoben werden.

Begründung:

Unterm Strich bleibt von 3 ct. nach Kosten und Steuern ggf. nur 1 ct. übrig. Da wird quasi alles abgeschöpft, auch wenn der Park auf Grund der geringen Windverhältnisse deutlich unter Plan produziert (Typische Schwankungsbreite 10-30%). Insofern sollte es einen höheren Wert von z.B. 5 ct. gehen, ausgehend von 10% Inflation auf einen 10 ct. Vergütungswert lassen sich zumindest 4 ct. ableiten.

Die Direktvermarkter (DV) fordern inzwischen selber direkte Beteiligungen an den Marktwerten. Die Beträge liegen absolut und je nach Marktwert oberhalb von 3 ct. und müssten separat abgerechnet werden können. Idealerweise müsste die Abzugsprozedur nach Direktvermarktkosten erfolgen. Hierfür sprechen die ohnehin stark steigenden DV Kosten auf Grund der hohen Kosten dort. Ansonsten gehen wesentliche Teile der 3 ct. in gestiegenen DV Kosten auf.

Sicherheitszuschlag Termin

Im Rahmen der Hedging-Korrektur bedarf es auch bei der Ist-Abrechnung von ex post Geschäften (historische Hedges) eines Sicherheitszuschlags. Der für die Benchmark-basierte Abrechnung (zukünftige Hedges) vorgesehene Sicherheitszuschlag sollte erhöht werden. Dies gilt insbesondere für wärmegeführte Anlagen.

Begründung:

Die Vermarktung von Standardprodukten am Terminmarkt stellt für den Anlagenbetreiber aufgrund der immer begrenzten Anlagenverfügbarkeit sowie nicht 100%-tigen langfristigen Prognostizierbarkeit der IST-Erzeugung und der somit zwar auf Termin vermarkteten aber im IST nicht erzeugten Mengen immer ein gewisses Risiko da. Somit ist es unverständlich, warum hier kein Sicherheitszuschlag gewährt wird.

Wärmegeführte Anlagen können nur in sehr geringem Maße Standardprodukte für das Hedging am Terminmarkt einsetzen. Anderenfalls würde eine große short-Position am Spotmarkt entstehen, die zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen gedeckt werden muss, um die eingegangene Lieferverpflichtung des Hedges mittels Standardprodukt erfüllen zu können. Das gleiche tritt bei ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten von Anlagen ein. Auch hier wird zu vorab nicht kalkulierbaren Preisen am Spotmarkt beschafft, um die Lieferverpflichtungen (nicht nur Standardprodukte sondern auch Fahrpläne) erfüllen zu können. Die "Plan-Menge" wird ja wohlmöglich aufgrund der Anlagenverfügbarkeit am Ende im IST gar nicht produziert. Dennoch soll diese als Maßstab für die Abschöpfung herangezogen werden. Die Betrachtung des Termin-Hedges über Standardprodukte und insbesondere geplante Mengen kann bei wärmegeführten Anlagen – zu denen i.d.R. auch Abfallverbrennungsanlagen zählen – also nicht verwendet werden. Abhilfe könnte ein deutlich höherer Wert für die Referenzkosten einer Abfallverbrennungsanlage oder ein deutlich höherer Sicherheitsabschlag schaffen.

Eine Erhöhung des Sicherheitszuschlags ist auch deswegen gerechtfertigt, weil die Settlementpreise nicht handelbar sind und Marktteilnehmer immer mit dem bid-ask-spread leben müssen.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Jan Wullenweber
Bereichsleiter Energiesystem
und Energieerzeugung
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-380
E-Mail: wullenweber@vku.de

Dr. Jürgen Weigt
Fachgebietsleiter Erneuerbare Energien
Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-387
E-Mail: weigt@vku.de