

## Statkraft zu EU-Notfallmaßnahmen und deren Umsetzung in Deutschland

Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen in Deutschland, die unter massiven Energiepreissteigerungen leiden, müssen spürbar und zügig entlastet werden. Hier sind auch Energieunternehmen gefragt, aktiv zu dieser Entlastung beizutragen und die Bundesregierung in ihren Bemühungen zu unterstützen.

Ebenso wichtig ist jedoch, dass die Maßnahmen zur kurzfristigen Gewinnabschöpfung die komplexen Mechanismen des Energiemarkts berücksichtigen. Falsch konzipiert, können sie dem Markt langfristigen und massiven Schaden zufügen oder gar zum kompletten Zusammenbruch führen. Erlös- bzw. Preisobergrenzen bedeuten einen relevanten Eingriff in den Strommarkt. Statkraft hätte die temporäre Einführung einer Windfall-Profit-Steuer oder -Umlage präferiert, die sich an den Gewinnen der Unternehmen aus dem Vorjahr orientiert.

Die von der EU vorgeschlagenen Notfallmaßnahmen sind teilweise nachvollziehbar. Folgende Punkte sollten bei der weiteren Ausgestaltung auf EU-Ebene und späteren Umsetzung in Deutschland berücksichtigt werden:

### **1. Verpflichtende Begrenzung der Einnahmen (Mandatory cap on market revenues, Art. 6 and 7)**

#### **a) Berücksichtigung von Stromabnahmeverträgen, Termingeschäften und Preisfixierungen**

Die Intention der vorgeschlagenen Maßnahmen muss sein, auf eine Begrenzung der Erlöse von Produzenten abzielen. **Daher müssen die Einnahmen aus Terminmarkt- und Forward-Geschäften, als auch PPAs und Preisfixierungen neben den reinen Spotmarkteinnahmen in der Erlöskalkulation berücksichtigt werden. Dies muss insbesondere auch für geförderte (EEG) und ungeforderte erneuerbare Anlagen gelten. Keinesfalls darf die Obergrenze auf rein virtuelle Erlöse angewandt werden, welche auf der Annahme von einer Vermarktung zu 100% im Spotmarkt basieren. Eine entsprechende Klarstellung ist zwingend notwendig.**

Die Methodik langfristiger Preisabsicherung über Terminmarktgeschäfte gilt nicht länger nur für konventionelle Erzeuger, sondern wurde und wird im Umfeld des Auslaufens der EEG-Förderung und steigender Strompreise zunehmend auch für EE-Anlagen relevant, die sich im EEG befinden. Dies ist ein wichtiger Meilenstein für die Marktintegration der Erneuerbaren und die Grundvoraussetzung, um EE-Anlagen ohne Förderregime einen gesicherten Investitionsrahmen zu bieten.

Wir gehen davon aus, dass für etwa 20% der geförderten Anlagen Preisfixierungen bestehen. Die Einnahmen dieser geförderten Anlagen berechnen sich daher nicht durch Spotmarktpreise, sondern durch die vertraglich zugesicherten Fixpreise. Das diesen Sicherungsgeschäften entsprechende Volumen kann nicht im Spotmarkt als Zufallsgewinne „abgeschöpft“ werden, da sie bereits zu festgelegten Preisen vermarktet wurden. Da die Terminmarktpreise seit letztem Jahr deutlich angestiegen sind, liegt der abgesicherte Preis aus Sicherungsgeschäften vor 2022 deutlich unterhalb der aktuellen Spotmarktpreise.

Eine Regelung darf hinsichtlich der Berechnung der Erlöse geförderter, Erneuerbarer-Energie-Anlagen deshalb nicht ausschließlich an Spotmarktpreisen ansetzen. Dies hätte zur Folge, dass Anlagen Gewinne abführen müssten, die sie nie erwirtschaftet haben.

Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen hätten zwei Alternativen: Entweder müssten sie ihre Anlagen in Zeiten von Stromknappheit und damit verbundenen hohen Preisen abschalten, um einen negativen Cashflow zu vermeiden. Oder sie würden die, mit ihren Anlagen verbundenen, langfristigen Lieferverträge massenhaft kündigen und damit einen Dominoeffekt in komplexen Vertrags- und Lieferketten insbesondere gegenüber der Industrie auslösen. Der Industrie würde damit ein günstiger Stromvertrag wegbrechen, für den sich betroffene Unternehmen hochpreisig am Markt wieder eindecken müssten.

Das Geschäftsmodell PPA wäre damit am Ende. Langfristig betrachtet würde der preissenkende Effekt von mehr Erneuerbaren im Energiesystem, den wir derzeit beobachten, massiv begrenzt. Denn schalten Grünstromerzeuger ihre Anlagen ab, wird dies tage- und wochenweise im deutschen Markt zu einer weiteren substantiellen Verknappung der Strommengen führen. Kurz- bis mittelfristig würden mit dem Aufkündigen langfristiger Preisvereinbarungen die aktuell hohen Energiekosten greifen und bis zum Privathaushalt oder gewerblichen Abnehmer durchgereicht – dorthin, wo eigentlich entlastet werden soll.

#### **b) Wasserkraft**

Wasserkraftwerke tragen wesentlich zur Flexibilisierung des Energiesystems bei und entlasten insbesondere in Spitzenlastzeiten das System und die Preise. **Es darf keine Regelung geben, die Erlösobergrenzen auf alle Wasserkraftwerke ausdehnt.** Anderenfalls besteht die Gefahr, dass Liefermengen verringert werden, wenn die Marktpreise die Erlösobergrenze übersteigen. Flexible Stromerzeugungsanlagen wie die Wasserkraft können dann ihrer Funktion für den Markt nicht mehr nachkommen.

#### **c) Pumpspeicher**

**Darüber hinaus muss klargestellt werden, dass Pumpspeicherwerke (PSW) nicht unter die Aufzählung in Artikel 7.1 fallen.** Wenn der Spread zwischen „Erlösobergrenze“ und vorherigem Pumpbezug zu gering ist, um die Speicherverluste zuzüglich Marge zu decken, stünden PSW dem Markt nicht mehr zur Verfügung. Dies würde die Knappheit nur verschärfen und die Stunden mit „Erlösobergrenze“ erhöhen.

#### **d) Biomasse**

**Art. 7 Abs. 1. lit. e) der EU-Maßnahmen sollte gestrichen werden.** Feste Biomasse hat hohe Brennstoffeinsatzkosten. Diese werden im System nicht berücksichtigt. Die Preise für Holz haben sich in den vergangenen sechs Monaten in den Bereich von bis zu 150 €/t entwickelt. Da für die Erzeugung einer MWh<sub>el</sub> etwa eine Tonne Holz benötigt wird und die sonstigen brennstoffunabhängigen Kosten der Stromerzeugung aus fester Biomasse bei etwa 70 €/MWh<sub>el</sub> liegen, betragen die derzeitigen Erzeugungskosten etwa 220 €/MWh<sub>el</sub>. Eine Erlösobergrenze in Höhe von 180 €/MWh<sub>el</sub> – also deutlich unterhalb der Erzeugungskosten - würde dazu führen, dass es sich für Biomassekraftwerke nicht mehr lohnen würde, zu produzieren, weil die Kosten höher als die Erlöse sind. Dabei ist Biomasse gerade jetzt enorm wichtig für die Stabilisierung des Stromsystems, da sie in Deutschland derzeit mit etwa 5.000 MW in der Grundlast zur Stromerzeugung beiträgt.

#### **e) Anwendungszeitraum**

**Die Abschöpfung der Zufallsgewinne sollte** – wie von der EU vorgeschlagen – **befristet werden**, bis Ende März 2023. Vor Ablauf dieses Datums sollte es eine Überprüfung geben, ob das Instrument verlängert wird.

**Es sollte keine rückwirkende Anwendung der Erlösabschöpfung geben**, um das Vertrauen von Investoren nicht zu zerstören und auch den künftigen Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen.

#### f) Administrative Umsetzung

Statkraft unterstützt ein Modell, daß wie eine umgekehrte EEG-Umlage funktioniert. Hier können bestehende Strukturen zwischen Erzeuger und Netzbetreiber wie bei der Abrechnung der EEG-Umlage in entgegengesetzter Richtung genutzt werden. Der Nachweis darüber, ob die Erlösobergrenze überschritten ist oder nicht, sollte jährlich durch einen Wirtschaftsprüfer beigebracht werden. Für den Nachweis sollte ein Portfolioansatz gewählt werden und es sollte auf den monatlichen Durchschnittspreis abgestellt werden.

### 2. Surplus congestions income revenues resulting from allocation of cross-zonal capacity (Art. 8a)

Die im jüngsten Entwurf der EU-Kommission (19. September 2022) angelegte Abschöpfung der sog. "surplus congestion revenues" („SCR“) aus dem Betrieb von Interkonnektoren stellt eine nicht zu rechtfertigende Enteignung der Netzkunden sowie der Netzeigentümer dar. **Engpasserlöse sind keine windfall profits.** Sie müssen nicht abgeschöpft werden, da die regulierungskonforme Verwendung der – auch zeitweilig erhöhten – Engpasserlöse durch die Regulierung in Artikel 19 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 in einem geschlossenen und detaillierten System umfassend sichergestellt ist.

Die zusätzlich angedachte Regulierung trifft undifferenziert sowohl (1) Interkonnektoren im Eigentum von Übertragungsnetzbetreibern („ÜNB“), die Netzkunden haben, als auch (2) Interkonnektoren im Eigentum von ÜNB, die keine angeschlossenen Netzkunden haben. Der Verordnungsvorschlag adressiert damit auch den ÜNB Baltic Cable AB, der im Eigentum Statkrafts steht. In Fall (1) haben die Netzkunden über die Netzentgelte den Bau und den Betrieb der Interkonnektoren ermöglicht, in Fall (2) war es i. d. R. der Eigentümer des ÜNB. Netzkunden bzw. Eigentümer tragen in beiden Fällen das Investitions- und Betriebskostenrisiko eines solchen Interkonnektors. Dementsprechend sollten Betreiber jeweils auch von Engpasserlösen profitieren können.

Darüber hinaus gibt es einen auf jeden Fall zu beachtenden Unterschied zwischen beiden Konstellationen: Werden SCR im Fall (1) abgeschöpft, bedeutet dies zulasten der Netzkunden zumindest die Gefahr erhöhter Netzentgelte in der Zukunft. Die Abschöpfung von SCR im Fall (2) ist gravierender durch den Zugriff auf die Rücklage, die Interkonnektorenbetreiber nach dem Unionsrecht bilden müssen (für Kapazitätsverfügbarkeit, Stabilitätskompensation, Kapazitätserhaltung und -ausbau, Verringerung von Engpässen etc.). Der ÜNB ohne Netzkunden kann die verlorenen SCR nicht erneut vereinnahmen, sie fehlen als Ausgleich in Zeiten geringer Engpasserlöse. Für die Entlastung der Stromverbraucher jetzt wird also eine Insolvenz des Interkonnektors in der Zukunft in Kauf genommen.

Eine solche Enteignung gefährdet klar das Ziel der Schaffung eines einheitlichen integrierten Elektrizitätsbinnenmarkts mit ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten. Vor allem stellt die undifferenzierte Einbeziehung sämtlicher Interkonnektorenbetreiber eine unionsrechtswidrige Ungleichbehandlung dar: Große ÜNB können ihre Engpasserlöse unmittelbar für Investitionen nutzen, so dass kein abzuschöpfender Überschuss verbleibt. Als Adressaten der Maßnahme verbleiben allein kleine ÜNB und solche, die über keine Netzkunden verfügen. Das ist nicht sachgerecht.

### 3. Exkurs Steuermodell

**Auch wenn auf EU-Ebene nicht favorisiert und umzusetzen, plädiert Statkraft weiterhin für ein Steuermodell als alternative Lösung zur Abschöpfung von Gewinnen von Stromerzeugern mit geringer Kostenbasis.** Die Steuer sollte technologie-neutral und befristet sein sowie nicht rückwirkend gelten. Sie sollte ausschließlich zur Finanzierung von befristeten Notfallausgleichsmaßnahmen verwendet werden. Sie sollte nur auf die tatsächlich erzielten

außerordentlichen Gewinne der Energieerzeuger/Energieunternehmen abzielen. Die Berechnung der außerordentlichen Gewinne sollte auf Daten beruhen, die leicht zugänglich sind, z. B. in den Jahres- oder Quartalsberichten der Unternehmen.

### Annex1:

**Beispiel 1 (für Abschöpfung inkl. Berücksichtigung von Einnahmen aus Terminmarkt- und Forward-Geschäften, als auch PPAs und Preisfixierungen neben den reinen Spotmarkteinnahmen) :**

- Der Windpark X hat eine erwartete monatliche Produktion von **10 GWh**
- Der Windpark hat bereits 80% der erwarteten Produktion (**8 GWh**) zu einem Preis von 250 €/MWh (Terminmarktgeschäft) im März 2022 verkauft (gehedged)
- 20% der erwarteten Produktion (**2 GWh**) laufen in den Spot-Markt
- Im Dezember 2022, produziert der Windpark 10 GWh; Der **Monatsmarktwert „Wind an Land“ realisiert bei 400 €/MWh** (Durchschnittlich erzielter Spotpreis aller geförderten “Wind an Land“-Anlagen in Deutschland)
- Erlöse gesamt:
- Das **Preis-Cap liegt bei 180 €/MWh**
- Abzuführende Zufallsgewinne:
  - o **Zufallsgewinne der Spoterlöse:**  $2 \text{ GWh} * (400-180 \text{ €/MWh}) = \mathbf{440k€}$
  - o **Zufallsgewinne der Terminmarkterlöse:**  $8 \text{ GWh} * (250-180 \text{ €/MWh}) = \mathbf{560k€}$
  - o **Gesamte Zufallsgewinne:**  $440k€ + 560k€ = \mathbf{1100k€}$
  - o **Verbleibende Erlöse: 10 GWh x 180 €/MWh = 1800 k€**

:

**Beispiel 2: für Abschöpfung inkl. Berücksichtigung einer Preisfixierung:**

- Der Windpark X hat eine erwartete monatliche Produktion von **10 GWh**
- Der Windpark hat einen Pay-as-Produced PPA zu einem Preis von 250 €/MWh über die gesamte Produktion (100%) im März 2022 abgeschlossen
- Im Dezember 2022, produziert der Windpark 10 GWh; Der **Monatsmarktwert „Wind an Land“ realisiert bei 400 €/MWh** (Durchschnittlich erzielter Spotpreis aller geförderten “Wind an Land“-Anlagen in Deutschland)
- Erlöse gesamt:
- Das **Preis-Cap liegt bei 180 €/MWh**
- Abzuführende Zufallsgewinne:
  - o **Zufallsgewinne der PPA-Erlöse:**  $10 \text{ GWh} * (250-180 \text{ €/MWh}) = \mathbf{700k€}$
  - o **Gesamte Zufallsgewinne:**  $\mathbf{700k€}$
  - o **Verbleibende Erlöse: 10 GWh x 180 €/MWh = 1800 k€**