

BEE-Position

zur öffentlichen Konsultation zur Reform der Gestaltung
des EU-Strommarktes

Berlin, 14. Februar 2023



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Vorbemerkungen.....	4
1	Hintergrund..... 4
1.1	Das EU-Strommarktdesign..... 5
1.2	Stromrechnungen unabhängiger von den kurzfristigen Kosten für fossile Brennstoffe machen 5
1.3	Investitionen in erneuerbare Energien vorantreiben - Europas Weg aus der Krise 8
1.4	Alternativen zum Gas, um das Elektrizitätssystem im Gleichgewicht zu halten 8
1.5	Lehren aus kurzfristigen Marktinterventionen 9
1.6	Bessere Befähigung und besserer Schutz der Verbraucher 9
1.7	Stärkerer Schutz gegen Marktmanipulation..... 10
1.8	Nächste Schritte..... 10
2	Fragen für die öffentliche Konsultation 11
2.1	Stromrechnungen unabhängig von kurzfristigen Märkten machen 12
2.1.1	Unterthema: Stromabnahmevereinbarungen (PPAs)..... 12
2.1.2	Unterthema: Terminmärkte..... 16
2.1.3	Unterthema: Differenzkontrakte (CfDs)..... 17
2.1.4	Unterthema: Beschleunigung des Einsatzes erneuerbarer Energien 22
2.1.5	Unterthema: Begrenzung der Einnahmen inframarginaler Erzeuger..... 24
2.2	Alternativen zum Gas, um das Elektrizitätssystem im Gleichgewicht zu halten ... 27
2.2.1	Anreize für die Entwicklung von Flexibilitätswerten..... 27
2.2.2	Verwendung von Submeterdaten für die Abrechnung und Beobachtbarkeit 28
2.2.3	Verbesserung der Effizienz der Intraday-Märkte..... 28
2.3	Bessere Befähigung und besserer Schutz der Verbraucher 32
2.3.1	Zunehmende Möglichkeiten für kollektiven Selbstverbrauch und gemeinsame Nutzung von Strom..... 32
2.3.2	Anpassung der Verbrauchsmessung zur Erleichterung der Nachfragesteuerung durch flexible Geräte 33
2.3.3	Bessere Auswahl an Verträgen für Verbraucher..... 33
2.3.4	Verstärkung des Verbraucherschutzes..... 34
2.3.5	Stärkung des Verbraucherschutzes..... 36
2.3.6	Energieaufteilung und Nachfragereaktion..... 37
2.3.7	Angebote und Verträge 38

2.3.8	Aufsichtsrechtliche Verpflichtungen für Lieferanten	39
2.3.9	Lieferant der letzten Instanz	39
2.4	Verbesserung der Integrität und Transparenz des Energiemarktes	40



Vorbemerkungen

Öffentliche Konsultation: Reform der Gestaltung des EU-Strommarkts

Finaler Vorschlag einer BEE-Eingabe, bestätigt durch die BEE Fachausschüsse Europa und Strom am 7. Februar 2023.

Die Eingabe der BEE-Antworten auf die Fragen der Konsultation erfolgten über eine Eingabemaske auf der Plattform EU-Survey auf Englisch.

Mit Bestätigung durch die BEE-Fachausschüsse Europa und Strom wurden wenige Fragen entweder aufgrund von unpräzisen Fragestellungen oder anderen Gründen nicht beantwortet.

Auf die BEE-Antworten sind wird mit einem gelben Hinweis hingewiesen.

Achtung: das folgende Dokument ist eine maschinelle Übersetzung der Original-Konsultation mittels Deepl.com. Bei Unklarheiten bitte das englischsprachige Originaldokument konsultieren:

https://table.media/europe/wp-content/uploads/sites/9/2023/01/EMD_Consultation_document.pdf

1 Hintergrund

Im letzten Jahr waren die Strompreise deutlich höher als zuvor. Die Preise begannen im Sommer 2021 rapide zu steigen, als Russland seine Gaslieferungen nach Europa reduzierte, während die weltweite Nachfrage mit der Lockerung der COVID-19-Beschränkungen anstieg. In der Folge führten der Einmarsch Russlands in der Ukraine und seine Bewaffnung mit Energiequellen zu deutlich geringeren Gaslieferungen in die EU und zu vermehrten Unterbrechungen der Gasversorgung, was den Preis weiter in die Höhe trieb. Dies hatte schwerwiegende Auswirkungen auf die Haushalte und die Wirtschaft der EU. Hohe Gaspreise beeinflussen den Preis für Strom aus Gaskraftwerken, der häufig zur Deckung der Stromnachfrage benötigt wird.

Als unmittelbare Reaktion auf die globale Dynamik stellte die EU einen Energiepreis-Instrumentenkasten mit Maßnahmen zur Bewältigung der hohen Preise zur Verfügung (u. a. Einkommensbeihilfen, Steuererleichterungen, Maßnahmen zur Einsparung und Speicherung von Gas). Die anschließende Bewaffnung der Gasversorgung und Russlands Manipulation der Märkte durch absichtliche Unterbrechungen der Gasflüsse haben nicht nur zu einem sprunghaften Anstieg der Energiepreise geführt, sondern auch die Versorgungssicherheit gefährdet. Um dem entgegenzuwirken, musste die EU handeln, um die Gasversorgung zu diversifizieren und die Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien zu beschleunigen.

Nach dem russischen Einmarsch in der Ukraine im Februar 2022 reagierte die EU mit REPowerEU - einem Plan, mit dem die Union ihre Abhängigkeit von russischen Energielieferungen rasch beenden will, indem sie die Widerstandsfähigkeit und Sicherheit Europas stärkt, den Energieverbrauch senkt, die Einführung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz beschleunigt und alternative Energiequellen sichert. Die EU hat außerdem eine befristete Regelung für staatliche Beihilfen eingeführt, um bestimmte Subventionen zur Abfederung der Auswirkungen der hohen Preise zu ermöglichen. Um der Preiskrise und den Sicherheitsbedenken zu begegnen, hat die EU außerdem eine strenge Regelung für die Gasspeicherung, wirksame Maßnahmen zur Verringerung der Nachfrage nach Gas und Strom sowie

Preisbegrenzungsregelungen zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten auf den Gas- und Strommärkten vereinbart und umgesetzt.

1.1 Das EU-Strommarktdesign

Das derzeitige Strommarktkonzept hat zu einem gut integrierten Markt geführt, der es Europa ermöglicht, unter normalen Marktbedingungen die wirtschaftlichen Vorteile eines Energiebinnenmarktes zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Dekarbonisierungsprozess zu unterstützen. Die grenzüberschreitende Interkonnektivität sorgt auch für einen sichereren, zuverlässigeren und effizienteren Betrieb des Stromsystems.

Das Marktdesign hat auch dazu beigetragen, dass auf den Stromeinzelhandelsmärkten neue und innovative Produkte und Maßnahmen entstanden sind, die die Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien fördern und den Verbrauchern helfen, ihre Energierechnungen zu senken, auch durch neu entstehende Dienstleistungen für die Nachfragesteuerung. Der Ausbau und die Nutzung des Potenzials der Digitalisierung des Energiesystems, z. B. die aktive Beteiligung der Verbraucher, wird ein Schlüsselement unserer künftigen Strommärkte und -systeme sein.

Im Zusammenhang mit der Energiekrise hat das derzeitige Strommarktdesign jedoch auch eine Reihe von Mängeln gezeigt. Die Reformen, die die Kommission durchführen wird, werden diese Mängel beheben und für stabile und gut integrierte Energiemärkte sorgen, die weiterhin private Investitionen in ausreichendem Umfang anziehen und damit eine wesentliche Voraussetzung für die Verwirklichung der Ziele des europäischen Green Deal und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft bis 2050 sind.

Zusätzlich zu diesen Unzulänglichkeiten steht der europäische Stromsektor vor einer Reihe langfristiger Herausforderungen, die durch den steigenden Anteil variabler erneuerbarer Energien und das schrittweise Streben nach vollständiger Dekarbonisierung bis 2050 ausgelöst werden. Dazu gehört die Sicherstellung von Investitionen, nicht nur in erneuerbare Energien, sondern auch in wetterunabhängige kohlenstoffarme Technologien, bis Speicher in großem Maßstab und andere Flexibilitätsinstrumente zur Verfügung stehen. Stärkere standortbezogene Preissignale im System könnten erforderlich sein, um sicherzustellen, dass die Investitionen dort getätigt werden, wo sie benötigt werden, und um die physische Realität des Stromnetzes widerzuspiegeln und gleichzeitig Anreize für grenzüberschreitende langfristige Verträge zu schaffen. Einige dieser Herausforderungen erfordern fortlaufende politische Überlegungen, die über den Rahmen der derzeitigen Reform hinausgehen.

1.2 Stromrechnungen unabhängiger von den kurzfristigen Kosten für fossile Brennstoffe machen

Die starke Ausrichtung des derzeitigen Marktdesigns auf kurzfristige Märkte, die nach wie vor sehr häufig von den schwankenden Preisen für fossile Brennstoffe bestimmt werden, hat dazu geführt, dass Haushalte und Unternehmen erheblichen Preisspitzen ausgesetzt sind, die sich auf ihre Stromrechnungen auswirken. Viele Verbraucher hatten keine andere Wahl, als die durch die Großhandelspreise für Gas bedingten höheren Strompreise zu zahlen - entweder,

weil sie keinen Zugang zu billigerem Strom aus erneuerbaren Energiequellen hatten oder weil sie selbst keine Solarzellen installieren konnten.

Der derzeitige Regulierungsrahmen für langfristige Instrumente hat sich als unzureichend erwiesen, um industrielle Großverbraucher, KMU und Haushalte vor übermäßiger Volatilität und höheren Energierechnungen zu schützen.

Der Gaspreisanstieg und die starke Rolle, die kurzfristige Märkte im heutigen Strommarktdesign spielen, haben auch die Einnahmen und Gewinne vieler Erzeuger mit niedrigeren Grenzkosten, wie z. B. erneuerbare Energien und Kernenergie ("Inframarginalerzeuger"), weit über die Erwartungen hinaus gesteigert, wobei sie - in einigen Fällen - auch öffentliche Unterstützung erhielten.

Kurzfristige Märkte sind nach wie vor unerlässlich für die Integration erneuerbarer Energiequellen in das Elektrizitätssystem, um sicherzustellen, dass stets die billigste Form von Elektrizität verwendet wird, und um einen reibungslosen Stromfluss zwischen den Mitgliedstaaten zu gewährleisten. Während kurzfristige Preisspitzen im Allgemeinen einen Anreiz für die Verbraucher darstellen können, ihre Nachfrage zu verringern oder zu verlagern, führen anhaltend hohe Preise über einen längeren Zeitraum dazu, dass die Rechnungen für viele Verbraucher und Unternehmen unerschwinglich werden.

Deshalb muss der Rechtsrahmen für diese kurzfristigen Märkte durch zusätzliche Instrumente und Werkzeuge ergänzt werden, die Anreize für den Abschluss langfristiger Verträge bieten, um sicherzustellen, dass die Energierechnungen der europäischen Verbraucher und Unternehmen - und die Einnahmen von Erzeugern in Randlage - unabhängiger von den Preisschwankungen auf den kurzfristigen Märkten (die häufig durch die Kosten für fossile Brennstoffe bedingt sind) und damit über längere Zeiträume stabiler werden. Die Reformen sollten einen Puffer zwischen den Verbrauchern und den kurzfristigen Märkten schaffen, der gewährleistet, dass die Verbraucher besser vor extremen Preisen geschützt sind und dass die Stromrechnungen den gesamten Strommix und die niedrigeren Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser widerspiegeln. Die Stromrechnungen in ganz Europa sollten weniger von den kurzfristigen Märkten abhängen, wobei ein zunehmender Anteil der Verbraucher in stabilere und erschwinglichere längerfristige Preisvereinbarungen wechseln sollte.

Es gibt im Wesentlichen zwei Arten von langfristigen Verträgen, die es ermöglichen, die Vorteile der erneuerbaren Energien an alle Verbraucher weiterzugeben. Zum einen gibt es Stromabnahmeverträge (PPA) zwischen privaten Parteien, die sicherstellen, dass Strom langfristig zu einem vereinbarten Preis verkauft wird, der nicht von kurzfristigen Märkten bestimmt wird. Stromabnahmeverträge bringen mehrere Vorteile mit sich. Für die Verbraucher bieten sie wettbewerbsfähige Strompreise und eine Absicherung gegen Strompreisschwankungen. Für die Entwickler von Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien bieten sie eine Quelle für stabile langfristige Einnahmen. Für die Regierungen bieten sie eine alternative Möglichkeit für den Einsatz erneuerbarer Energien, ohne dass dafür öffentliche Mittel erforderlich sind. Obwohl Stromabnahmeverträge in der EU immer mehr Verbreitung finden und die Richtlinie über erneuerbare Energien die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, ungerechtfertigte Hindernisse für ihre Entwicklung zu beseitigen, bleibt der Marktanteil von Stromabnahmeverträgen insgesamt begrenzt. Die Zunahme von Stromabnahmeverträgen konzentriert sich nur auf einige Mitgliedstaaten und ist auf große Unternehmen beschränkt.

Die Kommission wird Möglichkeiten vorschlagen, wie der Anteil von Stromabnahmeverträgen am gesamten Strommarkt erhöht und ihre Einführung durch das Marktdesign gefördert werden

kann. Die Nutzung von Stromabnahmeverträgen, insbesondere durch kleine und mittlere Unternehmen, kann beispielsweise durch öffentliche Ausschreibungen für erneuerbare Energien gefördert werden, bei denen ein Teil eines Projekts über Stromabnahmeverträge abgeschlossen werden könnte. Kreditgarantien für Stromabnahmeverträge, die von öffentlichen Akteuren unterstützt werden, könnten als eine Form der Unterstützung angesehen werden, die das Entstehen eines Marktes für Stromabnahmeverträge wirksam fördern könnte. Möglicherweise könnten Maßnahmen erwogen werden, die sicherstellen, dass industrielle Verbraucher das volle Potenzial von Stromabnahmeverträgen nutzen, um ihre Abhängigkeit von kurzfristigen Märkten zu verringern, und dass Energieversorger aktiver in den Markt für Stromabnahmeverträge eintreten.

Die andere Art von langfristigen Verträgen kommt zur Anwendung, wenn öffentliche Unterstützung erforderlich ist, um Investitionen auszulösen, so genannte Zwei-Wege-Differenzverträge (CfD). Diese Verträge stellen sicher, dass die Einnahmen der betreffenden Erzeuger (und die entsprechenden Kosten für die Verbraucher) einen angemessenen Investitionsanreiz bieten und weniger von kurzfristigen Märkten abhängig sind. Diese Differenzverträge werden in der Regel im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens geschlossen, so dass die Unterstützung an die Projekte mit den niedrigsten zu erwartenden Produktionskosten weitergeleitet werden kann. In Situationen, in denen die Preise sehr hoch sind, würden die Mitgliedstaaten durch die zweiseitigen CfDs zusätzliche Mittel erhalten, um die Auswirkungen der hohen Strompreise auf die Verbraucher zu verringern.

Die bevorstehende Reform bietet die Gelegenheit, Wege aufzuzeigen, wie CfDs in beide Richtungen in das Strommarktdesign integriert werden können. In diesem Zusammenhang ist eine Reihe von Fragen zu klären, insbesondere inwieweit die Verwendung von CfDs für Investitionen mit öffentlicher Unterstützung obligatorisch wird und ob die Verwendung solcher Verträge nur für neu in den Markt eintretende Erzeugungsanlagen oder auch für bestimmte Arten bestehender Erzeugungsanlagen gelten sollte.

In Anbetracht der vielfältigen Vorteile von Stromabnahmeverträgen sollten die Maßnahmen der Reform in Bezug auf die CfDs die Entwicklung des Marktes für Stromabnahmeverträge in der gesamten EU nicht beeinträchtigen. Beide Instrumente sind notwendige Ergänzungen, um den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen.

- Der einfachste Weg zur Einführung von zweiseitigen CfDs bestünde darin, die bestehenden Grundsätze für Förderregelungen durch die spezifischen Grundsätze zur Regelung solcher Verträge im Rechtsrahmen zu ergänzen, wobei die Mitgliedstaaten entscheiden, ob sie diese Instrumente einsetzen, um neue Investitionen in die inframarginale Stromerzeugung zu fördern oder nicht.

- Eine verbindlichere Möglichkeit, diese Verträge im Rechtsrahmen zu verankern, wäre die Vorschrift, dass alle Investitionen, die eine öffentliche Förderung beinhalten, auf solchen Vertragsstrukturen beruhen müssen. Dies müsste sorgfältig kalibriert werden, um sicherzustellen, dass CfDs die notwendigen Anreize zu den geringsten Kosten für die Verbraucher bieten.

- Eine weitere Option wäre, nicht nur die Verwendung von CfDs für neue Erzeugungsanlagen in Betracht zu ziehen, sondern den Mitgliedstaaten auch zu gestatten, Verträge für bestimmte Arten bestehender inframarginaler Erzeuger (z. B. für bestimmte Technologien) anzubieten. Diese Verträge könnten an bestehende Erzeuger vergeben werden, wenn möglich auf der Grundlage von Ausschreibungen.

- Ein weitreichenderer Ansatz bestünde darin, nicht nur die Verwendung von CfDs für neue Erzeuger in Betracht zu ziehen, sondern den Mitgliedstaaten auch die Möglichkeit zu geben, diese Verträge bestimmten Arten bestehender inframarginaler Erzeuger aufzuerlegen (z. B. für bestimmte Arten von Technologien). Im Gegensatz zur Situation bei neuen Erzeugern würden die Verträge für diese Arten bestehender Erzeuger in der Regel nicht durch marktbasierende Ausschreibungen, sondern durch eine nachträgliche Preisregulierung zustande kommen. Dies würde zwar die Einführung von Differenzverträgen beschleunigen, aber auch eine erhebliche Unsicherheit für Investoren in erneuerbare Energien schaffen. Dies könnte die notwendigen Investitionen in diese Art der Stromerzeugung gefährden, die Kosten für diese Investitionen erhöhen und somit kontraproduktiv sein.

1.3 Investitionen in erneuerbare Energien vorantreiben - Europas Weg aus der Krise

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung im Allgemeinen sind entscheidend für die Versorgungssicherheit Europas, die Bezahlbarkeit von Energie und die Erreichung der Klimaneutralität bis 2050. Der beschleunigte Einsatz von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzmaßnahmen wird die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen in den Bereichen Strom, Heizung und Kühlung, Industrie und Verkehr strukturell verringern. Dank ihrer niedrigen Betriebskosten können erneuerbare Energien die Energiepreise in der gesamten EU senken. Darüber hinaus wird ein schnellerer Einsatz erneuerbarer Energien zur Energieversorgungssicherheit der EU beitragen.

Jeder regulatorische Eingriff in die Gestaltung des Elektrizitätsmarktes muss daher die Anreize für Investitionen erhalten und verstärken und den Investoren Sicherheit und Vorhersehbarkeit bieten, während gleichzeitig die wirtschaftlichen und sozialen Bedenken im Zusammenhang mit hohen Energiepreisen berücksichtigt werden.

1.4 Alternativen zum Gas, um das Elektrizitätssystem im Gleichgewicht zu halten

Die Konsultation befasst sich auch mit Möglichkeiten zur Verbesserung der Bedingungen, unter denen Flexibilitätslösungen wie Nachfragereaktion, Energiespeicherung und andere wetterunabhängige erneuerbare und kohlenstoffarme Quellen auf den Märkten konkurrieren. Dazu gehören Maßnahmen, die Anreize für die Entwicklung solcher Flexibilitätslösungen auf dem Markt schaffen sollen (z. B. die Anpassung der Tarifgestaltung der Netzbetreiber, um sicherzustellen, dass sie alle Flexibilitätslösungen in vollem Umfang berücksichtigen und das bestehende Netz so effizient wie möglich nutzen, die Ermöglichung des Zugangs zu detaillierteren Daten der Stromverbraucher durch die Installation von Unterzählern oder die Entwicklung von Produkten zur Verringerung der Nachfrage oder zur Verlagerung des Energieverbrauchs in Zeiten hoher Nachfrage oder hoher Preise), sowie gezielte Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz der kurzfristigen Märkte mit besonderem Schwerpunkt auf dem Intraday-Markt (z. B. die Ermöglichung eines mitgliedstaatenübergreifenden Handels näher an der Stromlieferung und die weitere Erhöhung der Liquidität auf diesem Markt). Darüber hinaus sollen im Rahmen der Konsultation Beiträge dazu geleistet werden, wie die Versorgungssicherheit und die Angemessenheit

auch in unvorhergesehenen Krisensituationen gewährleistet werden können, um rechtzeitige Investitionen in Kapazitäten sicherzustellen.

Zusammen mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und verstärkten Investitionen in Netzkapazitäten und Verbundnetze dürfte dies dazu beitragen, die Rolle der erdgasbefeuerten Stromerzeugung als flexible Stromerzeugungsquelle zu verringern und die Stromerzeugung aus Erdgas im Einklang mit den Dekarbonisierungszielen der EU im Laufe der Zeit zu ersetzen und damit auslaufen zu lassen.

1.5 Lehren aus kurzfristigen Marktinterventionen

Während der Krise wurde eine Reihe von dringenden und vorübergehenden Marktinterventionen eingeführt, um die Auswirkungen der hohen Energiepreise auf Verbraucher und Unternehmen abzumildern. Auf dem Strommarkt wurde auf EU-Ebene die so genannte inframarginale Obergrenze eingeführt, die die Auswirkungen der hohen Preise abmilderte und gleichzeitig eine obligatorische Nachfragereduzierung vorschrieb.

Im Rahmen der Konsultation sollen die Interessengruppen ihre Meinung dazu äußern, ob bestimmte Aspekte dieser Notfallmaßnahmen in strukturellere Merkmale des Strommarktdesigns umgewandelt werden könnten, die z. B. in künftigen Krisensituationen aktiviert werden könnten, und wenn ja, unter welchen Bedingungen.

Ein solches potenzielles Element der Reform würde davon abhängen, wie erfolgreich diese Maßnahmen sind, was die Begrenzung der Auswirkungen hoher Strompreise angeht, und ob sie eingeführt werden können, ohne die Investitionsanreize zu beeinträchtigen, die für die Dekarbonisierung des Stromsektors erforderlich sind.

1.6 Bessere Befähigung und besserer Schutz der Verbraucher

Die Energiekrise hat dazu geführt, dass die Verbraucher im gesamten Binnenmarkt mit höheren Energiekosten konfrontiert sind, was zu einer realen Verringerung ihres Lebensstandards führt. In einigen Fällen stehen die Kunden vor der Wahl zwischen der Bezahlung ihrer Energie und dem Kauf anderer wichtiger Güter[1][2]. Die Krise hat auch die Industrie und den Dienstleistungssektor getroffen und die Energiekosten erhöht, insbesondere in der energieintensiven Industrie. Dies hat zu einem Abbau von Produktionskapazitäten, vorübergehenden oder dauerhaften Betriebsschließungen und Entlassungen geführt.

Die Elektrizitätsrichtlinie ist noch nicht vollständig umgesetzt worden. Eine bessere Umsetzung und die Durchsetzung der Verbraucherrechte hätten dazu beigetragen, die Auswirkungen der Krise für die Verbraucher abzumildern. Es sind jedoch auch gezielte Verbesserungen erforderlich. Diese Konsultation befasst sich mit verschiedenen Optionen zur Schaffung eines Puffers zwischen den Verbrauchern und den kurzfristigen Energiemärkten.

Indem wir den Verbrauchern, die sich aktiv an den Energiemärkten beteiligen wollen, mehr Möglichkeiten geben, dies zu tun, auch durch die gemeinsame Nutzung von Energie, um ihre Kosten zu kontrollieren[3]. Wir können auch die Instrumente der Digitalisierung besser nutzen, um Verbrauchern, die mit erneuerbaren Energien heizen oder Elektromobilität betreiben, die

Steuerung ihrer Kosten zu erleichtern, indem sie die teuersten Tageszeiten für die Nutzung von Netzstrom vermeiden. Auch ohne auf dem Markt aktiv zu sein, müssen die Verbraucher Zugang zu längerfristigen Stromverträgen haben, insbesondere auf der Grundlage von Stromabnahmeverträgen zwischen Versorgern und Erzeugern erneuerbarer Energien. Auf diese Weise können sie ihre Kosten steuern und neue Investitionen in erneuerbare Energien unterstützen.

Die Krise hat auch gezeigt, dass die Verbraucher häufig für die Kosten aufkommen, wenn die Versorger ausfallen. Dies könnte dadurch gemildert werden, dass von den Versorgern eine angemessene Absicherung verlangt wird, kombiniert mit einer wirksamen Regelung für den Versorger der letzten Instanz, um die Kontinuität der Versorgung sicherzustellen.

Schließlich könnte es sich lohnen, den Mitgliedstaaten in Krisenfällen die Möglichkeit zu geben, Haushalten und KMU den Zugang zu einer Mindestmenge an Strom zu einem erschwinglichen Preis zu garantieren, wie dies in der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über eine Sofortmaßnahme zur Bewältigung hoher Energiepreise geschehen ist.

1.7 Stärkerer Schutz gegen Marktmanipulation

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz der Großhandelsmärkte (REMIT) stellt sicher, dass Verbraucher und andere Marktteilnehmer Vertrauen in die Integrität der Strom- und Erdgasmärkte haben können, dass die Preise ein faires und wettbewerbsorientiertes Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage widerspiegeln und dass keine Gewinne aus Marktmissbrauch gezogen werden können. In Zeiten sehr hoher Preisvolatilität, der Einmischung externer Akteure, eines verringerten Angebots und eines neuen Handelungsverhaltens besteht die Gefahr, dass Unternehmen illegale Praktiken im Großhandel anwenden. Daher muss sichergestellt werden, dass der REMIT-Rahmen auf dem neuesten Stand und robust ist. Weitere Verbesserungen würden die Transparenz und die Überwachungskapazitäten erhöhen und eine wirksamere Untersuchung und Durchsetzung von grenzüberschreitenden Fällen in der EU gewährleisten, um die Neugestaltung des Strommarktes zu unterstützen.

1.8 Nächste Schritte

Das Ziel dieser öffentlichen Konsultation ist es, allen Interessenvertretern und anderen interessierten Parteien die Möglichkeit zu geben, Feedback zu einer Reihe von politischen Zielen, die mit dem Reformvorschlag verfolgt werden sollen, und zu möglichen konkreten legislativen und nicht-legislativen Maßnahmen, die sich daraus ergeben, zu geben.

Die Kommission beabsichtigt, im März 2023 einen Vorschlag zur Änderung des Strommarktdesigns vorzulegen. Die Antworten auf die vorliegende Konsultation sollten bis spätestens 13. Februar 2023 übermittelt werden.

[1] Siehe Europäische Säule sozialer Rechte, Grundsatz 20, und auch den bevorstehenden ersten EU-Bericht über den Zugang zu grundlegenden Dienstleistungen.

[2] Siehe insbesondere die Eurobarometer-Umfrage über "Fairness-Wahrnehmungen des grünen Übergangs" vom 10. Oktober 2022.

[3] Beispiele hierfür sind die Möglichkeit, dass Familien die Energie unter ihren Mitgliedern in verschiedenen Teilen des Landes aufteilen können; Landwirte, die auf einem Teil ihres Betriebs erneuerbare Energiequellen installieren und die Energie in ihren Hauptgebäuden nutzen, auch wenn diese weit entfernt sind; Gemeinden und Wohnungsbaugesellschaften, die Energie außerhalb

des Betriebs als Teil des sozialen Wohnungsbaus einbeziehen und so direkt gegen Energiearmut vorgehen. Stromerzeugung und -verbrauch müssten zur gleichen Zeit erfolgen, was durch den Einsatz intelligenter Zähler gewährleistet werden kann.

2 Fragen für die öffentliche Konsultation

Bitte beantworten Sie nur die Fragen, die für Sie relevant sind.

Über Sie

- * Frage Sprache meines Beitrags
- * Frage Ich gebe meinen Beitrag als
- * Frage Vorname
- * Frage Nachname
- * Frage E-Mail (diese wird nicht veröffentlicht)
- * Frage Herkunftsland Zusätzliche Hilfe verfügbar

Bitte geben Sie Ihr Herkunftsland oder das Ihrer Organisation an.

Diese Liste stellt nicht den offiziellen Standpunkt der europäischen Institutionen in Bezug auf den rechtlichen Status oder die Politik der genannten Einrichtungen dar. Es handelt sich um eine Harmonisierung von oft abweichenden Listen und Praktiken.

Frage Zu welcher Kategorie von Interessenvertretern gehören Sie?

- a) Nationale oder lokale Verwaltung
- b) Nationale Regulierungsbehörde
- c) Übertragungsnetzbetreiber
- d) Verteilernetzbetreiber
- e) Marktbetreiber
- f) Energieunternehmen mit Erzeugungsanlagen
- g) Unabhängiger Energieversorger ohne Erzeugungsanlagen
- h) Unternehmen, das im Energiesektor tätig ist und nicht unter f) oder g) fällt
- » **BEE-Antwort:** i) Industrielle Verbraucher und Verbände
- j) Energiegemeinschaft
- k) Akademische Einrichtungen oder Think Tanks
- l) Bürger oder Vereinigung von Bürgern
- m) Nichtregierungsorganisationen
- n) Sonstiges

Die Kommission wird alle Beiträge zu dieser öffentlichen Konsultation veröffentlichen. Sie können wählen, ob Sie es vorziehen, dass Ihre Angaben veröffentlicht werden oder ob Sie anonym

bleiben möchten, wenn Ihr Beitrag veröffentlicht wird. Aus Gründen der Transparenz werden immer die Art des Befragten (z. B. "Unternehmensverband", "Verbraucherverband", "EU-Bürger"), das Herkunftsland, der Name und die Größe der Organisation sowie ihre Transparenzregister-Nummer veröffentlicht. Ihre E-Mail-Adresse wird niemals veröffentlicht. Wählen Sie die Datenschutzoption, die am besten zu Ihnen passt. Die Standardeinstellung der Datenschutzoptionen richtet sich nach der Art des ausgewählten Befragten

*Frage Ich bin mit den Bestimmungen zum Schutz personenbezogener Daten einverstanden

Bitte geben Sie nur Feedback zu den Fragen, die für Sie relevant sind. Fragen können leer gelassen werden.

2.1 Stromrechnungen unabhängig von kurzfristigen Märkten machen

2.1.1 Unterthema: Stromabnahmevereinbarungen (PPAs)

Der Abschluss von Stromabnahmeverträgen (PPA) zwischen Stromerzeugern und Endkunden (einschließlich industrieller Großkunden, KMU und Lieferanten) ist eine Möglichkeit zur Förderung langfristiger Investitionen, da er beiden Parteien im Vergleich zu anderen Alternativen Sicherheit hinsichtlich des Preisniveaus über einen längeren Zeithorizont (in der Regel 5 bis 20 Jahre) bietet. Insbesondere tragen die PPA dazu bei, die Unsicherheit der Endkunden in Bezug auf die Strompreise und ihre Anfälligkeit für Preisschwankungen zu verringern, so dass die Rechnungen der Verbraucher unabhängig von den Schwankungen der Preise für fossile Brennstoffe sind. Da es sich bei den PPA jedoch um Verträge handelt, die über einen langen Zeitraum abgeschlossen werden, sind sie für kleinere Marktteilnehmer mit erheblichen Risiken und Kosten verbunden. Daher ist ihr Zugang derzeit auf einige wenige große Endkunden (z. B. energieintensive Unternehmen) beschränkt, so dass die Gefahr besteht, dass der Zugang zur dekarbonisierten Stromerzeugung auf eine Untergruppe von Verbrauchern beschränkt bleibt.

Die Nutzung von PPA für erneuerbare Energien nimmt zwar von Jahr zu Jahr zu, aber der Marktanteil von Projekten, die im Rahmen von Stromabnahmeverträgen für erneuerbare Energien vermarktet werden, beträgt nach wie vor nur 15-20 % des jährlichen Einsatzes. Darüber hinaus sind die PPA für erneuerbare Energien auf bestimmte Mitgliedstaaten und große Unternehmen, z. B. energieintensive Unternehmen, beschränkt.

Um diese Hindernisse zu beseitigen, können die Mitgliedstaaten Möglichkeiten zur Förderung des Abschlusses von PPA im Einklang mit den Vorschriften für staatliche Beihilfen prüfen. Die Kommission hat in der Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen zur REPowerEU-Mitteilung[1] ausführlich beschrieben, welche zusätzlichen Maßnahmen die Entwicklung von PPA für erneuerbare Energien fördern könnten. Dies könnte unter anderem durch die Bündelung der Nachfrage erreicht werden, um kleineren Endkunden den Zugang zu ermöglichen, durch die Bereitstellung staatlicher Garantien im Einklang mit der Mitteilung über staatliche Beihilfen[2] und durch die Unterstützung der Harmonisierung von Verträgen, um ein größeres Nachfragenvolumen zu aggregieren und grenzüberschreitende Verträge zu ermöglichen.



[1] Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen: Leitlinien für die Mitgliedstaaten über bewährte Verfahren zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und zur Erleichterung von Stromabnahmeverträgen Begleitdokument zur Empfehlung der Kommission zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und zur Erleichterung von Stromabnahmeverträgen SWD/2022/0149 final

[2] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52008XC0620%2802%29>

QA 1 Frage: Halten Sie den Einsatz von PPA für ein wirksames Mittel, um die Auswirkungen der kurzfristigen Märkte auf den Strompreis für die Verbraucher, einschließlich der industriellen Verbraucher, abzumildern?

» **BEE-Antwort:** Ja

QA 2 Frage: Bitte beschreiben Sie die Hindernisse, die derzeit den Abschluss von PPA verhindern.

Ein zweiseitiger CfD Förderrahmen, wie z.B. das aktuell in Deutschland geltende Strompreisbremsengesetz, ist eine Verhinderung von PPA Abschlüsse. Hintergrund dessen ist, dass hierbei bis auf wenige temporäre Ausnahmen (siehe §18 StromPBG) auf einen fiktiven Erlös (z.B. Stromerlös auf dem Spotmarkt) abgeschöpft wird. Jede andere Vermarktung, gerade PPA, welche einen festen Preis für mehrere Jahre festschreibt, würde Anlagenbetreiber ins Risiko setzen, da u.U. die Einnahmen aus einem PPA geringer sind als der sich ergebende fiktive Erlös am Spotmarkt. Zusätzlich erschweren auf Grund der unerwartet stark gestiegenen Inputkosten die Entstehung von PPAs vor allem im Bereich der Bioenergie. Aufgrund der Risiken, die sich durch unprognostizierbare Marktentwicklungen ergeben, kann Bioenergie im Rahmen von PPAs keine wettbewerbsfähigen Strompreise anbieten. Innerhalb von PPAs verbleibt häufig das Ausfallrisiko bei Stakeholdern, sodass vor allem kleinere Akteure (z. B. Stadtwerke, Genossenschaften etc.) dies nicht unbedingt als Mittel der Wahl ansehen.

Zusätzlich liegt die Schwierigkeit in der kaum prognostizierbaren Entwicklung von Kosten und Risiken bei der PPA-Vermarktung.

QA 3 Frage Sind Sie der Ansicht, dass die folgenden Maßnahmen die Einführung von PPA wirksam fördern würden? höchstens 6 Auswahlmöglichkeit(en)

a) *Bündelung der Nachfrage, um kleineren Endkunden Zugang zu verschaffen*

» **BEE-Antwort:** Dies geschieht bereits über die Aggregatoren (Energieversorgungsunternehmen) im Rahmen Ihrer Beschaffungsstrategie.

b) *Versicherung gegen Risiken, entweder durch den Markt oder durch öffentlich geförderte Garantiesysteme (bitte nennen Sie solche Risiken)*

» **BEE-Antwort:** Um die Akteursvielfalt, vor allem der kleineren Akteure (z. B. Energiegenossenschaften) auch im PPA-Markt sicherzustellen, wäre eine optionale Versicherung gegen Risiken im best case Szenario über öffentlich geförderte Garantiesysteme sinnvoll, unter anderem um das Ausfallrisiko zu übernehmen.

c) Förderung von staatlich geförderten Systemen, die mit PPA kombiniert werden können

» **BEE-Antwort:** Potentiell ja, sofern hierbei die grüne Eigenschaft erhalten bliebe und der Anlagenbetreiber das Wahlrecht zum zeitlichen Verbleib innerhalb einer staatlichen Förderung verbleibt. Damit schließt dies einen reinen CfD-Förderrahmen aus, da dieser keine Wahlmöglichkeit erlaubt.

d) Unterstützung bei der Standardisierung von Verträgen

» **BEE-Antwort:** Standardisierte Verträge können Abschlüsse unterstützen und die Liquidität durch schnellere Wechsel im System steigern.

e) Verpflichtung der Versorger, einen vorher festgelegten Anteil der Energie ihrer Kunden über PPA zu beziehen

» **BEE-Antwort:** Dies würde zur Einschränkung für die Märkte führen und hätte gerade im Falle der Strompreisbremse in Deutschland extrem nachteilige Folgen, da während der Strompreisbremse keine PPA entstehen und somit auch keine Möglichkeit von Endkundenabschlüssen.

f) Erleichterung von grenzüberschreitenden PPAs

» **BEE-Antwort:** Grenzüberschreitende PPA besitzen aufgrund begrenzter Interkonnektorenleistung nur begrenzte Entfaltungsmöglichkeiten. Eine "erleichterte" Umsetzung erscheint daher aktuell sehr schwierig. Eine Verbesserung des regulatorischen Rahmens (unter anderem Netzausbau) im Sinne einer Ermöglichung von grenzüberschreitenden PPAs wäre allerdings wünschenswert.

QA 4 Frage Sehen Sie neben den in der obigen Frage vorgeschlagenen Maßnahmen noch andere Möglichkeiten, wie die Nutzung von PPA für neue private Investitionen durch eine Überarbeitung des derzeitigen Strommarktrahmens gestärkt werden kann?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** In Verbindung mit grünen PPA's könnte man entsprechende reduzierte Stromnebenkosten für Endkunden realisieren. Hierbei wäre der regionale Kontext der grünen PPA's zum Stromverbrauch entscheidend. Eine Möglichkeit wäre hierbei die Thematik "energy sharing" für Energiegemeinschaften, die statt reduzierten Stromnebenkosten auch eine gesonderte Prämie für den geteilten Strom erhalten könnten. Zusätzlich kann anhand einer Reduzierung von Steuern und Umlagen im Kontext grüner PPAs zur Stromlieferung

weitere neue Investitionen in dem Segment ermöglichen. Reine (ohne Förderberechtigung) grüne PPA-Anlagen sollten weiterhin regulär am Markt teilnehmen können, ohne einer Erlösabschöpfung oder CfDs zu unterliegen. Zudem sollte den Mitgliedstaaten weiterhin ermöglicht werden, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auf förderfreie Anlagen zu begrenzen (Doppelvermarktungsverbot), um einen zusätzlichen Anreiz für förderfreie Anlagen zu schaffen.

Zusätzlich wäre es sinnvoll auch in PPAs Flexibilitäten zu integrieren und finanziell zu honorieren, damit solche Flexibilitäten auch neben dem Markt entwickelt werden. Ein falsch gesetzter CfD-Förderrahmen würde die Entstehung solcher PPA-Flexibilitäten sehr stark begrenzen.

QA 5 Frage: Sehen Sie eine Möglichkeit, bestehenden Erzeugern stärkere Anreize zu bieten, PPA für einen Teil ihrer Kapazität abzuschließen?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** Über die Gewährung von staatlichen Bürgschaften für PPA-Projekte, kann die Marktanlaufphase von EE-Anlagen in diesem Bereich unterstützen. Über solche Bürgschaften ließe sich das Abnehmerausfallrisiko absichern und damit die Finanzierungskosten für Anlagenbetreiber reduzieren. Diese Programme sollten auf nationaler Ebene stattfinden.

QA 6 Frage Sind Sie der Ansicht, dass eine stärkere Verpflichtung von Versorgern und/oder großen Endkunden, einschließlich der Industrie, ihr Portfolio durch langfristige Verträge abzusichern, zu einer besseren Akzeptanz von PPAs beitragen kann?

Ja/Nein

QA 7 Frage Sind Sie der Ansicht, dass eine stärkere Nutzung von PPA Risiken mit sich bringen würde in Bezug auf

	Ja	Nein
(a) Liquidität auf den kurzfristigen Märkten		X
(b) Gleiche Wettbewerbsbedingungen für Unternehmen unterschiedlicher Größe		X
(c) Gleiche Wettbewerbsbedingungen für Unternehmen mit Sitz in verschiedenen Mitgliedstaaten	X	
(d) Verstärkte Stromerzeugung auf der Grundlage fossiler Brennstoffe		X
(e) Höhere Kosten für die Verbraucher		X

2.1.2 Unterthema: Terminmärkte

Organisierte Terminmärkte sind ein nützliches Instrument für Versorger und Großverbraucher wie energieintensive Unternehmen, um sich gegen das Risiko künftiger Strompreissteigerungen abzusichern und ihre Energierechnungen mittel- bis langfristig von den Schwankungen der Preise für fossile Brennstoffe abzukoppeln. Es wurde jedoch argumentiert, dass die Liquidität auf vielen organisierten Terminmärkten in der EU unzureichend ist und dass der Zeithorizont für eine solche Absicherung zu kurz erscheint (normalerweise bis zu einem Jahr). Eine Möglichkeit, die Liquidität auf den Terminmärkten zu erhöhen, wäre die Einrichtung virtueller Handelsplätze für Terminkontrakte, wie es sie bereits in einigen Regionen gibt.

Solche Hubs müssten durch liquide und zugängliche Übertragungsrechte ergänzt werden, um das verbleibende Risiko zwischen dem Hub und jeder Zone abzusichern.

Während die Absicherung bis zu etwa drei Jahren durch eine bessere Organisation des Marktes verbessert werden könnte, könnten zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, um Anreize für die Absicherung von Termingeschäften über diesen Zeitraum hinaus zu schaffen (siehe z. B. den obigen Abschnitt über PPA).

QB 1 Frage Halten Sie Forward Hedging für eine effiziente Möglichkeit, das Risiko kurzfristiger Schwankungen für die Verbraucher zu mindern und Investitionen in neue Kapazitäten zu unterstützen?

» **BEE-Antwort:** Ja

QB 2 Frage: Halten Sie die Liquidität auf den Terminmärkten derzeit für ausreichend, um dieses Ziel zu erreichen?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** Im letzten Jahr gab es aufgrund einer Verkettung von Umständen (mangelnde Gasflüsse, Transport von Kohle aufgrund Dürre eingeschränkt, nicht genug Kühlwasser für AKWs) durchaus die temporäre Situation mangelnder Liquidität auf den Terminmärkten. Aktuell sehen wir dies allerdings weniger. Aktuell hält die Strompreisbremse bestimmte erneuerbare Akteure (fluktuierende Erneuerbare Energien) von einer Teilnahme am Terminmarkt ab. Zudem ist auf den längeren Langfristmärkten (mehr als 3 Jahre im Voraus) eine niedrigere Liquidität zu erkennen.

QB 3 Frage Was hält Ihrer Meinung nach die Teilnehmer davon ab, Termingeschäfte abzuschließen?

» **BEE-Antwort:** Innerhalb Deutschlands besteht ein sehr großer Rahmen mit ausreichender Liquidität für die Termingeschäfte als auch OTC Geschäfte. Aktuell hält die Strompreisbremse bestimmte erneuerbare Akteure (fluktuierende Erneuerbare Energien) von einer Teilnahme

am Terminmarkt ab. Zudem waren die Märkte aufgrund der extremen Situation in 2022 im Zuge des Ukrainekrieges deutlich übersteuert zum Kurzfristmarkt (Spotmarkt).

Zudem sind aktuell Sicherheitsstellungen bei Terminkontrakten aufgrund der aktuellen Preisvolatilitäten eine enorme Herausforderung für die Liquidität der Versorger. Dies hemmt den Abschluss neuer Verträge.

QB 4 Frage Wäre es Ihrer Meinung nach für die Verbraucher und den Wettbewerb im Einzelhandel von Vorteil, wenn die Stromversorger verpflichtet würden, einen Teil ihres Angebots abzusichern?

» **BEE-Antwort:** Die Hedging Strategie eines EVU sollte von dessen Rahmen abgeleitet werden. Eine Verpflichtung wäre hierbei eher hinderlich und könnten u.U. dazu führen, dass eine preisliche Verteuerung am Terminmarkt realisiert wird.

» **BEE-Antwort:** Nein

QB 5 Frage: Sind Sie der Ansicht, dass die Schaffung virtueller Hubs für Terminkontrakte, ergänzt durch liquide Übertragungsrechte, die Liquidität auf den Terminmärkten verbessern würde?

» **BEE-Antwort:** Nein

QB 6 Frage Haben Sie Erfahrung mit den bestehenden virtuellen Hubs in den nordischen Ländern?

» **BEE-Antwort:** Nein (eher nein).

QB 7 Frage Welche Möglichkeiten zur Förderung der Entwicklung von Terminmärkten könnten Ihrer Meinung nach durch Änderungen des Strommarktrahmens umgesetzt werden?

» **BEE-Antwort:** Terminmärkte sollten, wenn möglich auch auf Basis der volatil Erneuerbaren Einspeisung ausgerichtet / erweitert werden.

2.1.3 Unterthema: Differenzkontrakte (CfDs)

Zwei-Wege-Differenzverträge und ähnliche Vereinbarungen wurden in einigen Mitgliedstaaten eingesetzt, um öffentlich finanzierte Investitionen in neue inframarginale Erzeugungsanlagen (insbesondere erneuerbare Energien) zu unterstützen, wenn die erforderlichen Investitionen nicht auf Marktbasis getätigt werden können. Ähnlich wie die PPA bieten sie Investoren und

Verbrauchern mehr Sicherheit und sind für Situationen gedacht, in denen die notwendigen Investitionen öffentliche Unterstützung erfordern.

Öffentliche Unterstützung für neue inframarginale Erzeugungsanlagen in Form von zweiseitigen CfDs könnte sicherstellen, dass die Begünstigten eine bestimmte Mindestvergütung für den erzeugten Strom erhalten und gleichzeitig unverhältnismäßige Einnahmen vermieden werden. In der Regel erhält der Begünstigte eine garantierte Zahlung in Höhe der Differenz zwischen einem festgelegten "Ausübungspreis" und einem Referenzpreis, und die über dem Ausübungspreis liegenden Einnahmen müssen an die CfD-Gegenpartei (d. h. den Mitgliedsstaat) zurückgezahlt werden.

Bei zweiseitigen CfDs muss die durch die CfDs geförderte Erzeugung die Differenz zwischen dem Marktreferenzpreis und einem maximalen Ausübungszurückfließengspreis zurückzahlen, wenn der Referenzpreis den Ausübungspreis überschreitet. Wenn diese Rückzahlungen dann an die Verbraucher, Versorger oder Steuerzahler zurückfließen, bieten Zwei-Wege-CfDs auch ihnen einen gewissen Schutz vor überhöhten Preisen und Volatilität, wenn sie verhältnismäßig und objektiv weitergegeben werden.

Da es für die Regulierungsbehörden schwierig sein kann, die tatsächlichen Investitionskosten abzuschätzen, ist die Möglichkeit, die Vergütung der geförderten Erzeuger im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens festzulegen, ein wichtiges Instrument zur Vermeidung langfristig überhöhter Kosten.

QC 1 Frage Halten Sie die Verwendung von zweiseitigen Differenzverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen für ein effizientes Mittel, um die Auswirkungen kurzfristiger Märkte auf den Strompreis abzuschwächen und Investitionen in neue Kapazitäten zu fördern (wenn Investitionen auf Marktbasis nicht zu erwarten sind)?

» **BEE-Antwort:** Nein

QC 2 Frage Sollten neue, öffentlich finanzierte Investitionen in die inframarginale Stromerzeugung durch zweiseitige Differenzverträge oder ähnliche Vereinbarungen unterstützt werden, um Strompreisspitzen für die Verbraucher abzumildern und gleichzeitig ein Minimum an Einnahmen sicherzustellen?

» **BEE-Antwort:** Nein

QC 3 Frage Welche Stromerzeugungstechnologien sollten Gegenstand von zweiseitigen Differenzverträgen oder ähnlichen Regelungen sein?

» **BEE-Antwort:** Zweiseitige CfD führen, wie im Hintergrundpapier des BEE dargelegt, zu einem erhöhten Finanzierungsrisiko für Erneuerbare Energien und einer Verhinderung von marktbasierendem PPA, vor allem wenn hierbei auf fiktiven Erlösen abgeschöpft werden. Zudem

schränken Sie die Märkte ein und führen u.a. zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten (u.a. aufgrund höherer Preise bei Ausschreibungen, das Ausbluten der Langfristmärkte durch den Referenzmarkt, usw.) und verringern zudem die Akzeptanz für die Energiewende, da Grünstromprodukte in Folge des in Deutschland geltenden Doppelvermarktungsverbots (§80 EEG 2023) im Rahmen eines CfD nicht möglich sind und können bei falscher Auslegung zusätzlich auch dringend benötigte Investitionen in Flexibilitäten unterbinden.

Wie oben beschrieben, sollte keine erneuerbare Technologie unter verpflichtende Differenzverträge fallen. CfDs rein auf der Grundlage des geringsten Preises könnten kleine und mittelständische Anbieter aus dem Markt verdrängen, und die Akteursvielfalt gefährden.

QC 4 Frage Welche Technologien sollten ausgeschlossen werden und warum?

» **BEE-Antwort:** Alle Erneuerbaren Technologien sollten von verpflichtenden Differenzverträgen ausgeschlossen werden. Zweiseitige CfD führen zu einem erhöhten Finanzierungsrisiko für Erneuerbare Energien und einer Verhinderung von marktbasierter PPA, vor allem wenn hierbei auf fiktiven Erlösen abgeschöpft werden. Zudem schränken Sie die Märkte ein und führen u.a. zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten (u.a. aufgrund höherer Preise bei Ausschreibungen, das Ausbluten der Langfristmärkte durch den Referenzmarkt, usw.) und verringern zudem die Akzeptanz für die Energiewende, da Grünstromprodukte in Folge des Doppelvermarktungsverbots (§80 EEG 2023) im Rahmen eines CfD nicht möglich sind und können bei falscher Auslegung zusätzlich auch dringend benötigte Investitionen in Flexibilitäten unterbinden. Insbesondere Bioenergieanlagen bzw. Wasserkraft haben als flexibel einsetzbare Stromerzeugungsanlagen in einem zweiseitigen CfD-Rahmen keinen Anreiz, sich marktlich zu orientieren, da die zusätzlich generierbaren Erlöse abgeschöpft werden würden. Diese fehlende Marktorientierung führt im Umkehrschluss dazu, dass sich die Anlagen auch nicht systemdienlich verhalten, was die Probleme der Integration erneuerbarer Energien in den Markt weiter erschweren würde. Weiterhinkönnen CfDs die steigenden Preise für Substrate bzw. Inputstoffe für diese Erzeugungstechnologien nicht auffangen. Angesichts des langen Betriebszeitraums der Anlagen bzw. der langen Laufzeiten eines CfD Modells wäre es nicht möglich, dass Anlagen mit einem hohen Anteil an OPEX Kosten diese marktlich substituieren können.

QC 5 Frage Welche Hauptrisiken birgt die Forderung, dass neue öffentlich geförderte inframarginale Kapazitäten auf der Grundlage von zweiseitigen Differenzverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen beschafft werden müssen, z. B. im Hinblick auf die Auswirkungen auf die kurzfristigen Märkte, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien oder die Entwicklung von marktbasierter PPAs?

» **BEE-Antwort:** Zweiseitige CfD führen zu einem erhöhten Finanzierungsrisiko für Erneuerbare Energien und einer Verhinderung von marktbasierter PPA, vor allem wenn hierbei auf fiktiven Erlösen abgeschöpft werden. Zudem schränken Sie die Märkte ein und führen u.a. zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten (u.a. aufgrund höherer Preise bei Ausschreibungen, das Ausbluten der Langfristmärkte durch den Referenzmarkt, usw.) und verringern zudem die Akzeptanz für die Energiewende, da Grünstromprodukte in Folge des

Doppilvermarktungsverbots (§80 EEG 2023) im Rahmen eines CfD nicht möglich sind und können bei falscher Auslegung zusätzlich auch dringend benötigte Investitionen in Flexibilitäten unterbinden.

QC 6 Frage Welche Gestaltungsprinzipien könnten dazu beitragen, die in Ihrer Antwort auf die obige Frage genannten Risiken zu mindern, insbesondere im Hinblick auf die Beschaffungsgrundsätze und die Auszahlungsgestaltung? Sollten diese Grundsätze von der beschafften Technologie abhängen?

» **BEE-Antwort:** Sofern über reale Erträge abgeschöpft würde, würden zumindest die Energiemärkte frei sein, so dass es nicht zu einem Ausbluten am Markt kommt. Für den Weiterbetrieb und Investitionen in EE-Anlagen im Rahmen dezentraler Stromprodukte wäre eine Absicherung hilfreich. Grundsätzlich sollten CfDs, sofern sie eingeführt werden, nicht Flexibilitäten einschränken. Eine Bagetellgrenze in Höhe von 1 MW ist aus Sicht der Erneuerbaren Energien zwingend erforderlich.

QC 7 Frage Wie kann sichergestellt werden, dass Kosten oder Auszahlungen, die in Hochpreisperioden durch zweiseitige CfDs entstehen, an die Stromverbraucher zurückfließen? Sollte ein Standardansatz gelten, z. B. sollten diese Einnahmen oder Kosten den Verbrauchern proportional zu ihrem Stromverbrauch zugewiesen werden?

» **BEE-Antwort:** Die Umsetzung des Rückflusses über das EVU ist hierbei schwierig, da die Hochpreisperiode innerhalb eines Spotmarktes unter Umständen zeitlich deutlich auseinanderfällt mit der Strompreisbeschaffung der Unternehmen, welche in der Regel Jahre im Voraus der Hochpreisperiode passiert. Daher sollte der Rückfluss über den Staat direkt erfolgen über eine entsprechende direkte Zahlung.

QC 8 Frage Wie lange sollte die Laufzeit eines zweiseitigen CfD für neue Erzeugung sein und warum? Sollte diese je nach Technologieart unterschiedlich sein?

» **BEE-Antwort:** Wie bereits oben erwähnt sind CfD nicht geeignet für den Ausbau Erneuerbarer Energien, da sie Mehrkosten verursachen, höhere Finanzierungsrisiken mit sich bringen und Flexibilitäten und Märkte einschränken können.

QC 9 Frage Sollte die Stromerzeugung nach Ablauf des CfD frei sein, um volle Markteinnahmen zu erzielen, oder sollte die neue Stromerzeugung einer lebenslangen Auszahlungsverpflichtung unterliegen?

» **BEE-Antwort:** Sofern ein CfD, trotz aller bekannten und oben geschilderten Nachteile, eingeführt werden sollte, ist darauf zu achten, dass es ein klares Enddatum gibt hinsichtlich der

Auszahlungsverpflichtung. Danach ist die Stromerzeugung frei. Eine einmalige Opt-out-Option aus dem Förderrahmen sollte geprüft werden.

QC 10 Frage Sollte es den Mitgliedstaaten unbeschadet des Artikels 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001[1] möglich sein, bestehende Erzeugungskapazitäten durch Regulierungsmaßnahmen mit zweiseitigen CfDs zu belegen?

[1] Artikel 6 (1): Unbeschadet der Anpassungen, die erforderlich sind, um den Artikeln 107 und 108 AEUV nachzukommen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Höhe der für Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien gewährten Förderung und die daran geknüpften Bedingungen nicht in einer Weise geändert werden, die sich negativ auf die damit verbundenen Rechte auswirkt und die wirtschaftliche Lebensfähigkeit von Projekten, die bereits eine Förderung erhalten, untergräbt.

Artikel 6 Absatz 2: Die Mitgliedstaaten können die Höhe der Förderung nach objektiven Kriterien anpassen, sofern diese Kriterien in der ursprünglichen Konzeption der Förderregelung festgelegt sind.

» **BEE-Antwort:** Nein

QC 11 Under what terms and conditions could regulated two-way CfDs on existing Generation capacity be imposed?

» **BEE-Antwort:** For RES under no circumstances. It is unknown which financial considerations have to be taken into account when placing the initial bid. Opening existing contracts (incl. Green PPAs) is not acceptable and detrimental to market developments.

A revenue cap endangers RES expansion and hinders innovative business concepts.

QC 12 Frage Wie würden Sie die folgenden potenziellen Risiken in Bezug auf die Auferlegung regulierter CfDs auf bestehende Erzeugungskapazitäten bewerten?

	Vernachlässigbare Risiken	Geringe Risiken	Mittlere Risiken	Hohe Risiken	Sehr hohe Risiken
<i>Berechtigte Erwartungen/Rechtsrisiken</i>					X
<i>Fähigkeit der nationalen Regulierungsbehörden/Regierungen, das in diesen Verträgen vorgesehene Preisniveau genau zu bestimmen</i>				X	
<i>Bindung bestehender Kapazitäten zu einem durch die aktuelle Krisensituation bedingten überhöhten Preisniveau</i>					X
<i>Auswirkungen auf den effizienten kurzfristigen Versand</i>					X

QC 13 Frage Würde es ausreichen, wenn für die bestehende Stromerzeugung nur eine einfache Erlösobergrenze statt einer Erlösgarantie gelten würde?

Ja/Nein

QC 14 Frage Was sind die relativen Vorteile von PPA, CfDs und Termingeschäften, um das Risiko kurzfristiger Schwankungen für die Verbraucher zu mindern, um Investitionen in neue Kapazitäten zu unterstützen und um den Kunden den Zugang zu Strom aus erneuerbaren Energien zu einem Preis zu ermöglichen, der die langfristigen Kosten widerspiegelt?

» **BEE-Antwort:** Innerhalb eines PPA bzw. auch über Termingeschäfte können Verbraucher und Erzeuger auf freiwilliger und markttechnischer Ebene das Risiko kurzfristiger Schwankungen am kurzfristigen Strommarkt (Spotmarkt) umgehen. Bei CfDs ist dies theoretisch auch möglich, doch führen die oben genannten Probleme hierbei u.U. zu weiteren Kosten für die Kunden und negieren somit solche Vorteile.

2.1.4 Unterthema: Beschleunigung des Einsatzes erneuerbarer Energien

Die Verknappung des Gas- und Stromangebots sowie die relativ unelastische Energienachfrage haben zu einem erheblichen Preisanstieg und einer starken Volatilität der Gas- und Strompreise in der EU geführt. Wie bereits erwähnt, ist ein schnellerer Einsatz erneuerbarer Energieträger der nachhaltigste Weg zur Bewältigung der derzeitigen Energiekrise und zur strukturellen Verringerung der Nachfrage nach fossilen Brennstoffen für die Stromerzeugung und den direkten Verbrauch durch Elektrifizierung und Integration der Energiesysteme. Dank ihrer niedrigen Betriebskosten können sich erneuerbare Energien positiv auf die Strompreise in der EU auswirken und den direkten Verbrauch fossiler Brennstoffe verringern.

Im Rahmen des REPowerEU-Plans hat die Europäische Kommission eine Reihe von Initiativen zur Unterstützung des beschleunigten Einsatzes erneuerbarer Energien und zur Förderung der Integration der Energiesysteme vorgeschlagen. Dazu gehören der Vorschlag, das Ziel für erneuerbare Energien in der Richtlinie über erneuerbare Energien bis 2030 auf 45 % zu erhöhen, Gesetzesänderungen zur Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien oder die Verpflichtung zur Installation von Solarenergie in Gebäuden.

Diese Bemühungen sollten durch geeignete Regulierungs- und Verwaltungsmaßnahmen auf nationaler Ebene sowie durch die Umsetzung und Durchsetzung der geltenden EU-Rechtsvorschriften begleitet werden.

Im Rahmen der Rechtsvorschriften für den Elektrizitätsmarkt ist die Beschleunigung des Einsatzes und die Erleichterung der Einführung erneuerbarer Energien eines der Leitprinzipien des Pakets für saubere Energie und dieses Konsultationspapiers. So könnte beispielsweise eine

Garantie für den Zugang zur Übertragung in Betracht gezogen werden, um den Marktzugang für Offshore-Windkraftanlagen, die über Hybridprojekte miteinander verbunden sind, zu sichern. Dabei würden die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Stunden entschädigen, in denen aufgrund der Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nicht genügend Übertragungskapazitäten für den Offshore-Windpark zur Verfügung stehen, um seine Exportkapazitäten auf den Strommärkten anzubieten[1].

Auch die Beseitigung der Hemmnisse für die Einführung von PPA für erneuerbare Energien oder die allgemeine Einführung von zweiseitigen CfDs, die Stärkung der Verbraucherrechte und des Verbraucherschutzes sowie die Förderung von Nachfragereaktion, Flexibilität und Speicherung dürften zu einem beschleunigten Einsatz erneuerbarer Energien beitragen.

[1] Siehe die Empfehlungen der Studie "Support on the use of congestion revenues for Offshore Renewable Energy Projects connected to more than one market" https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-09/Congestion%20offshore%20BZ.ENGIE%20Impact.FinalReport_topublish.pdf

QD 1 Frage Halten Sie eine Garantie für den Zugang zu den Übertragungskapazitäten für geeignet, um erneuerbare Offshore-Anlagen zu unterstützen?

» **BEE-Antwort:** Ja

QD 2 Frage Sehen Sie weitere kurzfristige Maßnahmen, um den Einsatz von erneuerbaren Energien zu beschleunigen?

	Ja	Nein
<i>Auf nationaler Regulierungs- oder Verwaltungsebene</i>	X	
<i>bei der Umsetzung der geltenden EU-Rechtsvorschriften, unter anderem durch die Entwicklung von Netzkodizes und Leitlinien</i>	X	
<i>Über Änderungen am derzeitigen Strommarktdesign</i>	X	
<i>Andere</i>		

Hier kann man auch noch schreiben, was gut wäre (lokale Flexibilitätsmärkte, Ausbaugeschwindigkeit, HKN,...)

QD 3 Frage Wie sollen die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur sichergestellt werden? Sind Änderungen der derzeitigen Netztarife oder andere Regulierungsinstrumente notwendig, um den erforderlichen Netzausbau weiter zu gewährleisten?

» **BEE-Antwort:** Aufgrund eines klimapolitisch benötigten starken Zubaus an Erneuerbarer Kapazität als auch der Sektorenkopplung sind Investitionen in die Netzinfrastruktur resilient auszulegen, so dass zum Zeitpunkt des Bedarfs des Anschlusses, dieser definitiv zur

Verfügung steht. Die Netztarife sollten wenn möglich zeitliche Tarife einschließen, welche sich wiederum an das Angebot der fluktuierenden Erneuerbaren Energien orientiert.

Dies ermöglicht nicht nur dringend benötigte Verbraucherflexibilitäten auf der Marktebene sondern führt gleichzeitig zu einer deutlich besseren Ausnutzung unserer Stromnetze und somit zu einer Reduzierung des ansonsten benötigten Netzausbaus. Somit stellen solche zeitliche Tarife auch für die Stromnetze eine Flexibilität dar. Auch dezentrale Erzeugungs- und Versorgungskonzepte helfen, die notwendige Investition in den Netzausbau zu verringern. Aus diesem Grund sollten dezentrale Konzepte z. B. in Bürgerhand weiter vorangetrieben werden.

2.1.5 Unterthema: Begrenzung der Einnahmen inframarginaler Erzeuger

Während der aktuellen Energiekrise wurden im Rahmen der Verordnung 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über eine Notintervention zur Bewältigung der hohen Energiepreise vorübergehende Sofortmaßnahmen eingeführt. Eine dieser Maßnahmen ist die sogenannte Inframarginale Erlösobergrenze, die die erzielten Erlöse der Inframarginalerzeuger auf maximal 180 Euro pro MWh begrenzt. Ziel der Einführung dieser inframarginalen Erlösobergrenze war es, die Auswirkungen der Erdgaspreise auf die Einnahmen aller inframarginalen Erzeuger (neue und bestehende) zu begrenzen und Einnahmen zu erzielen, die es den Mitgliedstaaten ermöglichen, die Auswirkungen der hohen Strompreise auf die Verbraucher abzumildern.

Die Frage, die im Zusammenhang mit der Reform der Elektrizitätsmarktregeln zu klären ist, lautet, ob zusätzlich zu langfristigen Preisbildungsmechanismen wie Terminmärkten, CfDs und PPAs solche Erlösbegrenzungen für Inframarginal-Erzeuger beibehalten werden sollten.

QE 1 Frage Sind Sie der Meinung, dass eine Form der Erlösbegrenzung für Erzeuger in Randlage beibehalten werden sollte?

» **BEE-Antwort:** Nein

QE 2 Wie beurteilen Sie eine mögliche Verlängerung der inframarginalen Erlösobergrenze anhand der folgenden Kriterien:

(in der Online-Umfrage gibt es hier einen Schieberegler mit Werte von 1 bis 10, der sich in Textform nicht darstellen lässt) Falls die von uns gewählten (extremen) Antworten 1 oder 10 nicht passend sind, bitten wir um Rückmeldung.

Frage a) Wirksamkeit der Maßnahme in Bezug auf die Abmilderung der Auswirkungen auf die Strompreise für die Verbraucher

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorteilhaft** / Auf jeden Fall vorteilhaft

Frage b): seine Auswirkungen auf die Dekarbonisierung

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage (c) Versorgungssicherheit

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage (d) Investitionssignale

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorteilhaft** / Auf jeden Fall vorteilhaft

Frage (e) Vertrauensschutz/Rechtsrisiken

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage (f) Verbrauch fossiler Brennstoffe

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage (g) Grenzüberschreitender Handel innerhalb und außerhalb der EU

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage h) Wettbewerbsverzerrung auf den Märkten

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorteilhaft** / Auf jeden Fall vorteilhaft

Frage (i) Herausforderungen bei der Umsetzung

Bewegen Sie den Schieberegler oder akzeptieren Sie die Ausgangsposition.

» **BEE-Antwort: Überhaupt nicht vorzuziehen** / Auf jeden Fall vorzuziehen

Frage Haben Sie weitere Kommentare?

» **BEE-Antwort:** Die Erlösobergrenze der Notintervention zur Bewältigung der hohen Energiepreise vorübergehende Sofortmaßnahmen sind in ihrem Rahmen ein CfD und führen zu oben stehenden Problemen (siehe CfD Kapitel). Zusätzlich führen sie aufgrund der Kurzfristigkeit und der Einbeziehung von Bestandsanlagen zu einem Vertrauensbruch und Verunsicherung bei Investoren und sollten schnellstmöglich abgeschafft werden.

QE.3 Frage: Für den Fall, dass Sie die Beibehaltung einer solchen Einnahmenbegrenzung für gerechtfertigt halten, in welchen Situationen sollte sie gelten? Wie sollte die Höhe der Obergrenze definiert werden?

» **BEE-Antwort:** Aufgrund der gesehenen preislichen Entspannung an den Energiemärkten als auch im Kontext der Verunsicherung von Investoren ist eine Beibehaltung/Verlängerung der Einnahmenbegrenzung nicht gerechtfertigt und sollte abgelehnt werden.

QE 4 Frage Sollten die Modalitäten einer solchen Einnahmenbegrenzung den Mitgliedstaaten offen stehen oder in der gesamten EU einheitlich eingeführt werden?

» **BEE-Antwort:** Mitgliedstaaten

QE 5 Frage Wie kann sichergestellt werden, dass etwaige Einnahmen aus solchen Begrenzungen von Inframarginaleinnahmen an die Stromverbraucher zurückfließen? Sollte ein Standardansatz gelten, z. B. sollten diese Einnahmen den Verbrauchern proportional zu ihrem Stromverbrauch zugewiesen werden?

» **BEE-Antwort:** Die Umsetzung des Rückflusses über das EVU ist hierbei schwierig, da die Hochpreisperiode innerhalb eines Spotmarktes unter Umständen zeitlich deutlich auseinanderfällt mit der Strompreisbeschaffung der Unternehmen, welche in der Regel Jahre im Voraus der Zahlung.

2.2 Alternativen zum Gas, um das Elektrizitätssystem im Gleichgewicht zu halten

Kurzfristige Märkte ermöglichen den Handel mit Strom kurz vor dem Zeitpunkt der Lieferung und decken die Zeiträume Day-Ahead, Intraday und Ausgleichszahlungen ab. Gut funktionierende kurzfristige Strommärkte gewährleisten, dass die verschiedenen Anlagen auf die effizienteste Weise genutzt werden - dies ist der Schlüssel zu möglichst niedrigen Strompreisen für die Verbraucher. Kurzfristige Märkte sollten daher relevante Preissignale liefern, die standortbezogene, zeitliche und Knappheitsaspekte widerspiegeln: Dies wird eine angemessene Reaktion von Erzeugung und Nachfrage gewährleisten. Selbst wenn ein zunehmender Anteil der Erzeugung durch langfristige Verträge wie PPA oder CfD abgedeckt würde (vgl. die obigen Abschnitte), wären die Kurzzeitmärkte nach wie vor von zentraler Bedeutung für eine effiziente Disposition. Die Kurzfristmärkte gewährleisten auch einen effizienten grenzüberschreitenden Stromhandel.

Gut funktionierende Kurzfristmärkte erfordern einen gesunden Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern, damit diese einen Anreiz haben, zu ihren tatsächlichen Kosten zu bieten, und die Regulierungsbehörden über die notwendigen Instrumente verfügen, um jede Art von missbräuchlichem oder manipulativem Verhalten aufzudecken. Nachfragereduzierung, Speicherung und andere Flexibilitätsquellen müssen in eine Situation gebracht werden, in der sie effektiv miteinander konkurrieren können, so dass die Rolle von Erdgas auf dem kurzfristigen Markt zur Bereitstellung von Flexibilität schrittweise reduziert wird, was zahlreiche Vorteile mit sich bringt, darunter niedrigere Strompreise für die Verbraucher. Um dies zu gewährleisten, könnten gezielte Änderungen an der Funktionsweise der kurzfristigen Märkte ins Auge gefasst werden, die Folgendes umfassen könnten:

2.2.1 Anreize für die Entwicklung von Flexibilitätswerten

Die Kommission hat zusammen mit ACER mit der Arbeit an neuen Regeln begonnen, um die Entwicklung der Nachfragereduzierung weiter zu unterstützen, einschließlich Regeln für die Aggregation, die Energiespeicherung und die Einschränkung der Nachfrage, und um verbleibende regulatorische Hindernisse zu beseitigen.

Anpassung der Anreize in der Tarifgestaltung der Netzbetreiber: Die Elektrizitätsverordnung und die Richtlinie geben den Netzbetreibern bereits die Möglichkeit, Flexibilitätsdienstleistungen einschließlich der Nachfragesteuerung zu beschaffen. In den meisten Mitgliedstaaten behandelt der derzeitige Rechtsrahmen jedoch die Investitionsausgaben (CAPEX) der Netzbetreiber anders als die Betriebsausgaben (OPEX), was dazu führt, dass die Investitionen der Netzbetreiber in den Betrieb ihres Netzes benachteiligt werden. Eine Alternative zu diesem Ansatz ist ein Regulierungsrahmen, der auf den Gesamtausgaben (TOTEX) basiert, einschließlich Investitions- und Betriebsausgaben, der es den Netzbetreibern ermöglichen würde, zwischen Betriebs- und Investitionsausgaben oder einer effizienten Mischung aus beiden zu wählen, um ihr Netz effizient zu betreiben, ohne eine bestimmte Art von Ausgaben zu bevorzugen. Dies würde den Netzbetreibern Anreize bieten, weitere Flexibilitätsdienstleistungen zu beschaffen, insbesondere die Nachfragesteuerung, die eine wichtige Voraussetzung für eine stärkere Integration erneuerbarer Energien sein dürfte.

2.2.2 Verwendung von Submeterdaten für die Abrechnung und Beobachtbarkeit

Die Einführung intelligenter Zähler, wie sie in der Elektrizitätsrichtlinie vorgesehen ist, verzögert sich in mehreren Mitgliedstaaten. Darüber hinaus bieten intelligente Zähler nicht immer die für die Nachfragesteuerung und Energiespeicherung erforderliche Granularität. In diesen Fällen sollte es den Netzbetreibern daher möglich sein, Unterzählerdaten (auch von privaten Unterzählern) für Abrechnungs- und Beobachtungsprozesse der Nachfragesteuerung und Energiespeicherung zu verwenden, um die aktive Teilnahme an den Strommärkten zu erleichtern (siehe auch den Abschnitt "Anpassung der Verbrauchsmessung zur Erleichterung der Nachfragesteuerung durch flexible Geräte" im Abschnitt "Bessere Befähigung und Schutz der Verbraucher"). Die Verwendung von Unterzählerdaten sollte mit Anforderungen an das Verfahren zur Validierung von Unterzählerdaten einhergehen, um die Qualität der Unterzählerdaten zu prüfen und sicherzustellen. Der Zugang zu dynamischen Daten über die verbrauchte (und ins Netz eingespeiste) Elektrizität, insbesondere aus erneuerbaren Energiequellen, trägt zur Sensibilisierung der Verbraucher bei und ermöglicht eine Verlagerung der Nachfrage hin zu erneuerbarer Elektrizität.

Entwicklung neuer Produkte zur Förderung der Nachfragereduzierung und Energieverlagerung zu Spitzenzeiten: Zur Förderung der Nachfragereduzierung und Energieverlagerung (durch Nachfragereduzierung, Speicherung und andere Flexibilitätslösungen) zu Spitzenzeiten könnte ein Produkt zur Spitzenlastreduzierung definiert und als Hilfsdienstleistung betrachtet werden, die von den Netzbetreibern gekauft werden könnte. Ein solches Produkt könnte einige Wochen/Monate im Voraus versteigert (mit einer Kapazitätsvergütung) und bei Spitzenlast (mit einer Energievergütung) aktiviert werden, wobei die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt wird, was dazu beiträgt, dass Gaskraftwerke aus der Merit-Order verschwinden und der Preis gesenkt wird. Eine reduzierte Nachfrage könnte auch auf einen anderen Zeitpunkt außerhalb der Spitzenlastzeiten verlagert werden. Dies würde Anreize für Flexibilität schaffen, wenn die Kapazitäten für fossile Brennstoffe im System am meisten benötigt werden. Es wäre wichtig sicherzustellen, dass ein solches Produkt langfristig kosteneffizient ist.

Koordinierung der Nachfragesteuerung in Krisenzeiten: In Krisenzeiten wäre es auch möglich, die im obigen Abschnitt beschriebenen Beschränkungen der inframarginalen Einnahmen mit einer marktbasierter koordinierter Nachfragesteuerung (Reduzierung und/oder Verlagerung) in Zeiten von Spitzenpreisen oder Spitzenlast zu kombinieren. Ziel wäre es, den Markträumungspreis und den Verbrauch fossiler Brennstoffe zu senken.

2.2.3 Verbesserung der Effizienz der Intraday-Märkte

Verschiebung der grenzüberschreitenden Intraday-Gate-Schließungszeit näher an die Echtzeit: Der Intraday-Handel ist ein wichtiges Instrument, um erneuerbare Energiequellen zu integrieren und ihre Variabilität mit Flexibilitätsquellen bis zur Echtzeit auszugleichen. Wind- und Solarstromerzeuger sehen ihre Prognosen kurz vor der Lieferung stark verbessert, und es sollte möglich sein, Engpässe und Überschüsse so nah wie möglich an der Echtzeit zu handeln. Die grenzüberschreitende Intraday-Gate-Schließung näher an die Echtzeit heranzuführen, erscheint daher als sinnvolle Verbesserung in Kombination mit einer Maximierung der grenzüberschreitenden Handelskapazität.

Verpflichtung zur gemeinsamen Nutzung der Liquidität in allen Zeitfenstern bis zum Zeitpunkt der Lieferung: Die Day-Ahead- und Intraday-Strommärkte der EU sind geografisch gekoppelt, was bedeutet, dass der Handel überall in Europa stattfinden kann, wenn die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten ausreichen. Dies erhöht die Liquidität und damit die Effizienz der Märkte erheblich. Die Kommission erwägt, diese Vorteile auch auf den grenzüberschreitenden Handel zwischen verschiedenen Marktbetreibern auszuweiten. Dies würde die Entwicklung des Wettbewerbs fördern und es den Marktteilnehmern erleichtern, ihre Positionen auszugleichen - ein wichtiger Aspekt für die Integration weiterer variabler erneuerbarer Energien.

QF 1 Frage: Funktionieren die kurzfristigen Märkte Ihrer Meinung nach gut in Bezug auf:

	Ja	Nein
<i>(a) die zugrunde liegenden Fundamentaldaten von Angebot und Nachfrage genau widerspiegeln</i>	X	
<i>(b) encompassing sufficiently liquidity</i>	X	
<i>(c) die ausreichend Liquidität umfassen</i>	X	
<i>(d) effizienter Einsatz von Erzeugungsanlagen</i>	X	
<i>(e) Minimierung der Kosten für die Verbraucher</i>	X	
<i>(f) effiziente grenzüberschreitende Zuweisung von Strom</i>	X	

QF 2 Frage Sehen Sie im Hinblick auf das Funktionieren der Kurzfristmärkte im Hinblick auf die Gewährleistung eines effizienten Versands und die Bestimmung der grenzüberschreitenden Stromflüsse Alternativen zum Grenzpreis?

» **BEE-Antwort:** Nein

QF 3 Frage Wie können das EU-Emissionshandelssystem und die Kohlenstoffpreisgestaltung Anreize für die Entwicklung kohlenstoffarmer Flexibilität und Speicherung schaffen?

» **BEE-Antwort:** Eine Reduzierung der Zuteilung von Emissionen als auch ein entsprechender progressiver Anstieg der CO₂ Kosten schaffen Opportunitäten für den Einsatz von Flexibilität und Speichungen.

QF 4 Frage Sind Sie der Meinung, dass die grenzüberschreitende untertägige Schließungszeit näher an die Echtzeit heranrücken sollte (z.B. 15 Minuten vor der Echtzeit)?

» **BEE-Antwort:** Nein

QF 5 Frage Sind Sie der Ansicht, dass Marktbetreiber ihre Liquidität auch für lokale Märkte, die nach dem grenzüberschreitenden Intraday-Markt schließen, gemeinsam nutzen sollten?

Ja/Nein

QF 6 Frage Wäre eine obligatorische Teilnahme am Day-Ahead-Markt (insbesondere für die Erzeugung im Rahmen von CfDs und/oder PPAs) eine Verbesserung im Vergleich zur derzeitigen Situation darstellen? Welche wären die Vor- und Nachteile eines solchen Ansatzes?

» **BEE-Antwort:** Nein

QF 7 Frage Welche Vor- und Nachteile hätte es, wenn weitere standort- und technologiebezogene Informationen in die Gebotsabgabe auf dem Markt einfließen würden (z. B. durch Informationen über die Zusammensetzung des Portfolios, Technologieportfoliogebote oder Gebotsabgabe nach Einheiten)?

» **BEE-Antwort:** Die Frage hierbei ist, welchen Einfluss solche zusätzlichen Informationen hätten. Würden Sie zum Ausschluss oder Bevorzugung führen? Würden Sie den normalen Preismechanismus verhindern? Da dies nicht geklärt ist, wäre eine solche Frage nur schwer zu beantworten, wobei sehr wahrscheinlich es eher nachteilig wäre, da der aktuelle Preismechanismus seit 2 Dekaden sehr gut funktioniert.

QF 8 Frage Welche weiteren Aspekte des Marktdesigns könnten die Entwicklung von Flexibilitätsanlagen wie Laststeuerung und Energiespeicherung fördern?

» **BEE-Antwort:** Zusätzliche direkte bzw. indirekte Förderungen würden sich positiv auswirken. Die Entlastung von Stromnebenkosten, sofern solche Anlagen wirklich flexible und markt- UND netzdienlich eingesetzt werden, wären ebenfalls positiv.

Um Verbraucherflexibilitäten anzuregen, wäre eine zeitbezogene Veränderung von Steuern, Umlagen oder Abgaben auf Basis der zeitlichen EE-Anteile in diesen Zeitfenstern zu prüfen.

QF 9 Frage Glauben Sie insbesondere, dass eine stärkere Rolle der OPEX bei der Vergütung des Netzbetreibers Anreize für die Nutzung von Laststeuerung, Energiespeicherung und anderen Flexibilitätsanlagen schaffen wird?

» **BEE-Antwort:** Ja

QF 10 Frage Sind Sie der Ansicht, dass die Ermöglichung der Nutzung von Unterzählerdaten, einschließlich privater Unterzählerdaten, für die Abrechnung und Beobachtbarkeit von Laststeuerung und Energiespeicherung die Entwicklung von Laststeuerung und Energiespeicherung unterstützen kann?

Ja/Nein

QF 11 Frage Halten Sie es für sinnvoll, ein Produkt zur Förderung der Nachfragereduzierung und zur Verlagerung von Energie zu Spitzenzeiten als Zusatzdienstleistung zu ermöglichen, um den Brennstoffverbrauch zu senken und die Preise zu reduzieren?

» **BEE-Antwort:** Ja

QF 12 Frage Sind Sie der Meinung, dass eine Art von Anforderungen an die Reaktion auf die Nachfrage, die in Krisenzeiten gelten, in die Stromverordnung aufgenommen werden sollte?

Ja/Nein

QF 13 Frage Sehen Sie weitere Maßnahmen, die kurzfristig umgesetzt werden könnten, um Anreize für den Einsatz von Demand Response, Energiespeicherung und anderen Flexibilitätsanlagen zu schaffen?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** Um Verbraucher- Speicherflexibilitäten anzuregen, wäre eine temporäre Veränderung von Steuern, Umlagen oder Abgaben auf Basis der zeitlichen EE-Anteile in diesen Zeitfenstern zu prüfen.

QF 14 Frage Halten Sie die derzeitige Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen für angemessen, um dem Investitionsbedarf in Bezug auf feste Kapazitäten gerecht zu werden, insbesondere um die Nutzung von Speicherkapazitäten und Demand Side Response besser zu unterstützen?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** WICHTIG: Es ist notwendig hier nicht von Kapazitäten, sondern von Flexibilitäten zu sprechen. Eine solche Flexibilität kann sowohl von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern gleichermaßen erfolgen, daher sollte eine Flexibilitätsförderung offen gestaltet werden. Zudem sollte im Rahmen des erwarteten EE Ausbaus in den jeweiligen Mitgliedsstaaten eine rollierende Eruierung erfolgen, ob die erwarteten Flexibilitäten zeitgerecht entstehen mit den

Erneuerbaren Energien. Sofern dies nicht gewährleistet werden kann, sind Anpassungen kurzfristig / temporär sinnvoll.

Im Rahmen einer ressourcenschonenden und effizienzsteigernden Energiewirtschaft ist eine Kapazitätzahlung anhand von dem energetischen Gesamtnutzungsgrad potenziell sinnvoll und zu prüfen.

QF 15 Frage Sehen Sie einen Nutzen in einer langfristigen Umstellung des europäischen Strommarktes auf eine granularere ortsbezogene Preisgestaltung?

» **BEE-Antwort:** Nein

2.3 Bessere Befähigung und besserer Schutz der Verbraucher

Die Gesetzgebung der Union erkennt an, dass eine angemessene Heizung, Kühlung und Beleuchtung sowie Energie für den Betrieb von Geräten wesentliche Dienstleistungen sind. Die Europäische Säule sozialer Rechte zählt Energie zu den wesentlichen Dienstleistungen, auf die jeder Anspruch hat.

Die Rechtsvorschriften der Union zielen auch darauf ab, wettbewerbsfähige und faire Endkundenmärkte zu schaffen und Möglichkeiten zur Senkung der Energiekosten durch Investitionen in Energieeffizienz oder in die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu bieten, wodurch die Verbraucher in den Mittelpunkt des Energiesystems gestellt werden. Die Energiekrise hat gezeigt, wie wichtig es ist, diese Ziele zu verwirklichen, aber auch, dass das bestehende System Schwächen aufweist. Aus diesem Grund muss die Elektrizitätsrichtlinie weiter gestärkt werden, um die erforderliche Stärkung und den Schutz der Verbraucher zu gewährleisten und zu verhindern, dass die Verbraucher den kurzfristigen Bewegungen auf dem Energiemarkt machtlos gegenüberstehen.

2.3.1 Zunehmende Möglichkeiten für kollektiven Selbstverbrauch und gemeinsame Nutzung von Strom

Die Digitalisierung - insbesondere bei der Messung und Abrechnung - erleichtert die gemeinsame Nutzung von Energie und den kollektiven Eigenverbrauch. Kollektiver Eigenverbrauch bedeutet, dass die Kunden in die Offsite-Erzeugung investieren und zu "Prosumenten" werden können, die ihre Rechnungen so senken, als ob die Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien auf ihrem eigenen Dach installiert wäre. Die Verbraucher können dann den Kauf von gasbetriebem Strom vermeiden, was zu einer echten Entkopplung führt.

Die praktischen Einsatzmöglichkeiten sind potenziell sehr groß - so können beispielsweise Familien, deren Mitglieder in verschiedenen Teilen des Landes leben, die Energie gemeinsam nutzen, und Landwirte können auf einem Teil ihres Betriebs eine Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien installieren und die Energie in ihren Hauptgebäuden nutzen, auch wenn diese

weit entfernt sind. Ein weiterer klarer Anwendungsfall ist, dass Gemeinden und Wohnungsbau-gesellschaften Energie außerhalb des Standorts als Teil des sozialen Wohnungsbaus einbe-ziehen können, wodurch die Energiearmut direkt bekämpft wird.

Mitgliedstaaten wie Belgien[1], Österreich, Litauen[2], Luxemburg, Portugal und andere[3] ha-ben gezeigt, dass es möglich ist, dieses Modell in der Praxis schnell und zu vertretbaren Kosten für die Verbraucher umzusetzen, um die gemeinsame Nutzung von Energie und den kollektiven Eigenverbrauch zu fördern.

Die Kunden sollten in der Lage sein, die Produktion von Offsite-Anlagen zur Erzeugung erneu-erbarer Energien, die sie besitzen, mieten, teilen oder leasen, von ihrem gemessenen Ver-brauch und der in Rechnung gestellten Energie abzuziehen. Besondere Bestimmungen könn-ten es energiearmen und schutzbedürftigen Kunden ermöglichen, Zugang zu dieser gemeinsam genutzten Energie zu erhalten, die z. B. in Gemeinden oder durch Investitionen lokaler Regierungen erzeugt wird.

Die gemeinsame Nutzung von Energie sollte im Vergleich zu normalen Versorgern und Erzeu-gern nicht diskriminierend behandelt werden. Das bedeutet, dass die Kosten für andere Ver-braucher nicht unangemessen erhöht werden. Produktion und Verbrauch müssen in der glei-chen Marktzeiteinheit erfolgen. Die gemeinsame Nutzung von Energie muss dort möglich sein, wo es keine Übertragungsbeschränkungen für den Großhandel gibt, d. h. innerhalb von Preis-zonen.

2.3.2 Anpassung der Verbrauchsmessung zur Erleichterung der Nachfragesteuerung durch flexible Geräte

Die Einführung und Akzeptanz der Nachfragesteuerung ist langsamer als gewünscht verlaufen. Einer der Gründe dafür sind die sehr komplexen Beziehungen zwischen Lieferanten und Ag-gregatoren. Die größten Möglichkeiten zur Nachfragesteuerung bieten oft einzelne Geräte - insbesondere Speicher hinter dem Zähler, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Die Möglich-keit, dass spezielle Versorger und Aggregatoren Verträge anbieten, die nur diese Geräte abde-cken, könnte dazu beitragen, die Einführung dieser Geräte zu beschleunigen und den Umfang der Nachfragesteuerung im System zu erhöhen. Die Elektrizitätsrichtlinie sieht bereits vor, dass die Kunden das Recht haben, mehr als einen Anbieter zu wählen, aber es hat sich gezeigt, dass dies einen separaten Anschlusspunkt erfordert, was die Kosten für die Kunden erheblich erhöht.

Daher sollten die derzeitigen Bestimmungen der Elektrizitätsrichtlinie dahingehend angepasst werden, dass Kunden, die das Recht haben möchten, mehr als einen Zähler (d. h. einen Unter-zähler) in ihren Räumlichkeiten installieren zu lassen, und dass dieser Unterzählerverbrauch separat abgerechnet und von der Hauptzählung und -abrechnung abgezogen werden kann.

2.3.3 Bessere Auswahl an Verträgen für Verbraucher

Im Zuge der Krise wurden in vielen Mitgliedstaaten die Verfügbarkeit und die Vielfalt von Ver-trägen eingeschränkt, so dass es für die Kunden in vielen Mitgliedstaaten immer schwieriger wurde, Verträge mit festen Preisen abzuschließen. Dies war auch den Kunden, die glaubten,

einen Festpreisvertrag abgeschlossen zu haben, oft nicht ausreichend klar, was mit einer allgemeinen Unkenntnis der Verbraucherrechte einherging.

Auch gibt es nur wenige "hybride" oder "Block"-Verträge. Solche Verträge kombinieren Elemente von Festpreisen und dynamischen/variablen Preisen, die den Verbrauchern Sicherheit für eine Mindestverbrauchsmenge geben, darüber hinaus aber Preisschwankungen zulassen.

Für Kunden mit Verträgen mit variablen Preisen kann die Budgetierung schwieriger sein, insbesondere für einkommensschwache oder sozial schwache Verbraucher. Derartige Verträge haben zur Folge, dass die Kosten für das Management des Risikos von Großhandelspreiserhöhungen ausschließlich von den Kunden und nicht von den Versorgern getragen werden. Andererseits können variable Preise - zumindest für die Energie, bei der der Kunde den Verbrauch tatsächlich kontrollieren kann - Anreize für eine effizientere Energienutzung bieten.

Während die Versorger ab einer bestimmten Größe verpflichtet sind, Verträge mit dynamischen Preisen anzubieten, die während der Krise weniger gefragt waren, schweigen die Rechtsvorschriften zu Verträgen mit festen Preisen. Dies sollte geändert werden, um den Verbrauchern die Wahl zwischen flexiblen und Festpreisverträgen zu ermöglichen. Festpreisverträge könnten weiterhin auf der Nutzungszeit basieren, um Anreize zur Reduzierung der Nachfrage zu Spitzenzeiten zu erhalten. Den Versorgern würde es weiterhin freistehen, den Preis selbst zu bestimmen.

Die Versorger argumentieren häufig, dass es aus zwei Gründen schwierig ist, attraktive Festpreisangebote zu unterbreiten - erstens, wenn sie keinen Zugang zu längerfristigen Märkten haben, die es ihnen ermöglichen, ihre Risiken abzusichern. Diese Fragen werden in den obigen Abschnitten über Terminmärkte behandelt. Zweitens argumentieren die Versorger, dass es schwierig ist, Verträge mit fester Laufzeit und festen Preisen anzubieten, weil die Verbraucher den Versorger wechseln können (d. h. aus dem Vertrag mit fester Laufzeit und festen Preisen aussteigen), wodurch dem Versorger zusätzliche Kosten entstehen. Derzeit sind Kündigungsentgelte für Verträge mit fester Laufzeit zulässig - allerdings nur, wenn sie verhältnismäßig sind und den direkten wirtschaftlichen Verlust für den Versorger widerspiegeln. Ohne diese Grundsätze aufzugeben, könnte erwogen werden, den Regulierungsbehörden oder einer anderen Stelle zu gestatten, Richtpreise festzulegen, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie diesen Verpflichtungen entsprechen.

2.3.4 Verstärkung des Verbraucherschutzes

A) Schutz der Kunden vor Lieferantenausfällen

In mehreren Mitgliedstaaten wurden während der Krise vermehrt Lieferantenausfälle beobachtet, die im Allgemeinen auf mangelnde Absicherung zurückzuführen waren. Dies hat häufig dazu geführt, dass alle Verbraucher mit höheren Rechnungen konfrontiert wurden, weil ein Teil der Kosten der ausgefallenen Versorger sozialisiert wurde.[4] Auch die Kunden der ausgefallenen Versorger werden mit unerwarteten Kosten konfrontiert. Die Verpflichtung der Versorger, nach aufsichtsrechtlichen Grundsätzen zu handeln, kann zwar zusätzliche Kosten verursachen, würde aber die Risiken für die einzelnen Verbraucher verringern und auch die Sozialisierung der Kosten von Versorgern mit schlechten Geschäftsmodellen vermeiden. Dies ist unabhängig von, aber ergänzend zu den Aufsichtsregeln, die für Energieunternehmen auf den

Finanzmärkten gelten, wo die Kommission ebenfalls Maßnahmen ergriffen hat. Gleichzeitig erkennen wir an, dass solche Verpflichtungen den Schwierigkeiten kleinerer Versorger bei der Absicherung Rechnung tragen müssen, insbesondere in kleineren Mitgliedstaaten (siehe auch den Abschnitt "Terminmärkte" oben).

Alle Mitgliedstaaten haben entweder de jure oder de facto ein System des Versorgers der letzten Instanz eingeführt. Die Wirksamkeit dieser Systeme ist jedoch unterschiedlich, und der EU-Rahmen ist sehr vage, ohne die Aufgaben und Zuständigkeiten des ernannten Versorgers und die Rechte der Verbraucher, die auf den Versorger letzter Instanz übertragen werden, zu klären[5].

In vielen Mitgliedstaaten wurden im Zuge der Krise die Verfügbarkeit und die Vielfalt der Verträge eingeschränkt, so dass es für die Kunden in vielen Mitgliedstaaten immer schwieriger wurde, Festpreisverträge abzuschließen. Dies war auch den Kunden, die glaubten, einen Festpreisvertrag abgeschlossen zu haben, oft nicht ausreichend klar, was mit einer allgemeinen Unkenntnis der Verbraucherrechte einherging.

Auch gibt es nur wenige "hybride" oder "Block"-Verträge. Solche Verträge kombinieren Elemente von Festpreisen und dynamischen/variablen Preisen, die den Verbrauchern Sicherheit für eine Mindestverbrauchsmenge geben, aber darüber hinausgehende Preisschwankungen zulassen.

Für Kunden mit Verträgen mit variablen Preisen kann die Budgetierung schwieriger sein, insbesondere für einkommensschwache oder sozial schwache Verbraucher. Derartige Verträge haben zur Folge, dass die Kosten für das Management des Risikos von Großhandelspreiserhöhungen ausschließlich von den Kunden und nicht von den Versorgern getragen werden. Andererseits können variable Preise - zumindest für die Energie, bei der der Kunde den Verbrauch tatsächlich kontrollieren kann - Anreize für eine effizientere Energienutzung bieten.

Während die Versorger ab einer bestimmten Größe verpflichtet sind, Verträge mit dynamischen Preisen anzubieten, die während der Krise weniger gefragt waren, schweigen die Rechtsvorschriften zu Verträgen mit festen Preisen. Dies sollte geändert werden, um den Verbrauchern die Wahl zwischen flexiblen und Festpreisverträgen zu ermöglichen. Festpreisverträge könnten weiterhin auf der Nutzungszeit basieren, um Anreize zur Reduzierung der Nachfrage zu Spitzenzeiten zu erhalten. Den Versorgern würde es weiterhin freistehen, den Preis selbst zu bestimmen.

Die Versorger argumentieren häufig, dass es aus zwei Gründen schwierig ist, attraktive Festpreisangebote zu unterbreiten - erstens, wenn sie keinen Zugang zu längerfristigen Märkten haben, die es ihnen ermöglichen, ihre Risiken abzusichern. Diese Fragen werden in den obigen Abschnitten über Terminmärkte behandelt. Zweitens argumentieren die Versorger, dass es schwierig ist, Verträge mit fester Laufzeit und festen Preisen anzubieten, weil die Verbraucher den Versorger wechseln können (d. h. aus dem Vertrag mit fester Laufzeit und festen Preisen aussteigen), wodurch dem Versorger zusätzliche Kosten entstehen. Derzeit sind Kündigungsentgelte für Verträge mit fester Laufzeit zulässig - allerdings nur, wenn sie verhältnismäßig sind und den direkten wirtschaftlichen Verlust für den Versorger widerspiegeln. Ohne diese Grundsätze aufzugeben, könnte erwogen werden, den Regulierungsbehörden oder einer anderen

Stelle zu gestatten, Richtpreise festzulegen, bei denen davon ausgegangen wird, dass sie diesen Verpflichtungen entsprechen.

2.3.5 Stärkung des Verbraucherschutzes

A) *Schutz der Kunden vor Lieferantenausfällen*

In mehreren Mitgliedstaaten wurden während der Krise vermehrt Lieferantenausfälle beobachtet, die im Allgemeinen auf mangelnde Absicherung zurückzuführen sind. Dies hat häufig dazu geführt, dass alle Verbraucher mit höheren Rechnungen konfrontiert wurden, weil ein Teil der Kosten der ausgefallenen Versorger sozialisiert wurde.[4] Auch die Kunden der ausgefallenen Versorger werden mit unerwarteten Kosten konfrontiert. Die Verpflichtung der Versorger, nach aufsichtsrechtlichen Grundsätzen zu handeln, kann zwar zusätzliche Kosten verursachen, würde aber die Risiken für die einzelnen Verbraucher verringern und auch die Sozialisierung der Kosten von Versorgern mit schlechten Geschäftsmodellen vermeiden. Dies ist unabhängig von, aber ergänzend zu den Aufsichtsregeln, die für Energieunternehmen auf den Finanzmärkten gelten, wo die Kommission ebenfalls Maßnahmen ergriffen hat. Gleichzeitig erkennen wir an, dass solche Verpflichtungen den Schwierigkeiten kleinerer Versorger bei der Absicherung Rechnung tragen müssen, insbesondere in kleineren Mitgliedstaaten (siehe auch den Abschnitt "Terminmärkte" oben).

Alle Mitgliedstaaten haben entweder de jure oder de facto ein System des Versorgers der letzten Instanz eingeführt. Die Wirksamkeit dieser Systeme ist jedoch unterschiedlich, und der EU-Rahmen ist sehr vage, ohne die Aufgaben und Zuständigkeiten des ernannten Versorgers und die Rechte der Verbraucher, die auf den Versorger letzter Instanz übertragen werden, zu klären[5].

B) *Zugang zu notwendiger Elektrizität zu einem erschwinglichen Preis in Krisenzeiten*

Die Elektrizitätsrichtlinie enthält spezifische Bestimmungen für energiearme und schutzbedürftige Kunden, die Teil eines umfassenderen politischen Rahmens sind, der diese Verbraucher schützen und ihnen helfen soll, die Energiearmut zu überwinden[6]. Die Krise hat jedoch gezeigt, dass die Erschwinglichkeit von Energie nicht nur für diese Gruppen, sondern auch für breitere Bevölkerungsschichten ein großes Problem darstellen kann. Die Mitgliedstaaten können eine Preisregulierung für energiearme und schutzbedürftige Haushalte vornehmen. Die Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates über eine Sofortmaßnahme zur Bewältigung hoher Energiepreise ermöglicht es, allen Haushalten und KMU vorübergehend und unter klaren Bedingungen regulierte Preise unterhalb der Kosten zu gewähren. Insbesondere können solche Maßnahmen nur einen begrenzten Teil des Verbrauchs abdecken und müssen einen Anreiz zur Reduzierung der Nachfrage bieten. Eine der Lehren aus der Krise ist, dass das Ziel, die Energiekosten für die Verbraucher zu senken, nicht auf Kosten der Förderung einer übermäßigen Nachfrage und der Bindung an fossile Brennstoffe oder der fiskalischen Nachhaltigkeit gehen darf. Für die Zukunft könnte jedoch eine Form der Absicherung erforderlich sein, die es den Mitgliedstaaten erlaubt, in einer schweren Krise wie der derzeitigen in die Festsetzung der Endkundenpreise einzugreifen. Damit könnte sichergestellt werden, dass die Bürger Zugang zu der Energie haben, die sie benötigen, einschließlich der Gewährleistung, dass bestimmte Verbraucher unabhängig von der Situation auf den Strommärkten Zugang zu einem Mindestmaß an Strom zu einem angemessenen Preis haben, wobei gleichzeitig Subventionen für unnötigen Verbrauch, wie z. B. die Beheizung von Schwimmbädern, vermieden werden sollten[7]. Dies

würde auch dazu beitragen, dass die Kunden bei größeren Anschaffungen die vollen Energiekosten berücksichtigen. Da das Ziel darin besteht, die Auswirkungen hoher Preise in Krisenzeiten abzumildern, erscheint es sinnvoll, spezifische Kriterien zu entwickeln, um eine Krise in diesem Sinne zu definieren. Eine Alternative wäre die Verknüpfung mit der Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor, die sich jedoch auf die Angemessenheit des Systems, die Systemsicherheit und die Brennstoffsicherheit konzentriert und nicht auf die Abmilderung der Auswirkungen einer Krise auf die Verbraucher. Eine Bindung an fossile Brennstoffe muss jedoch vermieden werden.

[1] Energiedelen en persoon-aan-persoonverkoop | VREG

[2] Litauische Verbraucher erhalten Zugang zu Solarparks im Rahmen des Projekts CLEAR-X

[3] Spanien, Kroatien, Italien, Frankreich.

[4] Zum Beispiel Netzentgelte, die den ÜNB und VNB geschuldet werden, und potenzielle Ausgleichskosten.

[5] Wir würden insbesondere in Erwägung ziehen, zu bestätigen, dass Kunden, die zum Versorger der letzten Instanz wechseln, das Recht behalten, den Versorger innerhalb der normalen Wechselzeiten zu wechseln (d. h. Kunden können nicht gezwungen werden, für einen bestimmten Zeitraum beim Versorger der letzten Instanz zu bleiben); klarzustellen, dass der Versorger der letzten Instanz auf der Grundlage eines offenen und transparenten Verfahrens benannt werden muss; das Recht der Verbraucher, für angemessene Zeiträume beim Versorger der letzten Instanz zu bleiben.

[6] Die Verordnung über die Energie- und Klimapolitik bildet zusammen mit der Empfehlung zur Energiearmut 2020 einen strukturelleren Rahmen für die Bekämpfung und Vermeidung von Energiearmut. Das Legislativpaket "Fit for 55" stärkt diesen Rahmen durch andere sektorale Rechtsvorschriften, durch die Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie und der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sowie durch die Einrichtung des sozialen Klimafonds, um die Auswirkungen der Ausweitung des Emissionshandelssystems auf Gebäude und Verkehr anzugehen.

[7] Dies steht auch im Einklang mit der Empfehlung zur Wirtschaftspolitik des Euroraums, in der ein zweistufiges Energiepreismodell gefordert wird, bei dem die Verbraucher bis zu einem bestimmten Betrag von regulierten Preisen profitieren.

2.3.6 Energieaufteilung und Nachfragereaktion

QG 1 Frage Würden Sie eine Bestimmung unterstützen, die Kunden das Recht gibt, die Offsite-Erzeugung von ihrem gemessenen Verbrauch abzuziehen?

» **BEE-Antwort:** Ja

QG 2 Wenn ein solches Recht eingeführt würde:

Frage a) Würde es sich auf den Standort neuer Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien auswirken?

» **BEE-Antwort:** Ja/

Frage (b) Sollte sie auf lokale Gebiete beschränkt werden?

» **BEE-Antwort:** Ja

» **BEE-Antwort:** Ja, aber die lokalen Gebiete sind großzügig auszugestalten. Denkbar wäre ein km-Radius um die EE-Anlagen von z.B. 50 km oder über eine großzügige Ausgestaltung über Postleitzahlen. Hierbei ist eine konsistente Marktkommunikation (inklusive Messstellenthematik) zwingend erforderlich.

Frage (c) Sollte sie für den gesamten Mitgliedstaat/die gesamte Zone gelten?

» **BEE-Antwort:** Nein

QG 3 Frage Würden Sie die Einführung eines Rechts für Kunden auf einen zweiten Zähler/Unterzähler in ihren Räumlichkeiten unterstützen, um den von verschiedenen Geräten verbrauchten oder erzeugten Strom zu unterscheiden?

» **BEE-Antwort:** Nein

2.3.7 Angebote und Verträge

QG 4 Frage Würden Sie Bestimmungen unterstützen, die die Versorger verpflichten, den Haushalten Verträge mit festen Preisen und fester Laufzeit anzubieten (d. h., die sie nicht ändern können)?

» **BEE-Antwort:** Nein

» **BEE-Antwort:** Eine Verpflichtung zu festen Preisen und fester Laufzeit ist in Deutschland nicht notwendig, da auf freiwilliger Basis ausreichend vorhanden. Zusätzlich müssen zur Aktivierung der Verbraucherflexibilitäten zeitbezogene Entwicklungen im Strompreis dem Endkunden angezeigt werden.

QG 5 Frage: Wenn eine solche Verpflichtung eingeführt würde, wie hoch sollte die Mindestvertragslaufzeit sein?

höchstens 1 Auswahlmöglichkeit(en)

» **BEE-Antwort:** (a) weniger als ein Jahr

(b) ein Jahr

(c) länger als ein Jahr

(d) andere

QG 6 Frage Kostenorientierte Vorfälligkeitsentschädigungen sind derzeit bei Verträgen mit festem Preis und fester Laufzeit zulässig:

(a) Sollten diese Bestimmungen präzisiert werden? » **BEE-Antwort:** Ja

(b) Sollten die nationalen Regulierungsbehörden im Falle einer Klärung dieser Bestimmungen im Voraus genehmigte Kündigungsgebühren festlegen? » **BEE-Antwort:** Ja

QG 7 Frage Sehen Sie Spielraum für eine Klärung und möglicherweise stärkere Durchsetzung der Verbraucherrechte in Bezug auf Strom?

» **BEE-Antwort:** Ja

2.3.8 Aufsichtsrechtliche Verpflichtungen für Lieferanten

QG 8 Frage Würden Sie die Einführung aufsichtsrechtlicher Verpflichtungen für Lieferanten unterstützen, um sicherzustellen, dass sie angemessen abgesichert sind?

» **BEE-Antwort:** Nein

QG 9 Frage Müssten solche Verpflichtungen für kleine Versorger und Energiegemeinschaften differenziert werden?

» **BEE-Antwort:** Ja

2.3.9 Lieferant der letzten Instanz

QG 10 Frage Sollten die Verantwortlichkeiten eines Versorgers der letzten Instanz auf EU-Ebene spezifiziert werden, auch um sicherzustellen, dass es klare Regeln für Verbraucher gibt, die auf den Markt zurückkehren?

» **BEE-Antwort:** Nein

» **BEE-Antwort:** Es gibt keinerlei Notwendigkeit auf EU-Ebene weitere Spezifizierungen diesbezüglich vorzunehmen. Das in Deutschland vorhandene System der Grund- und Ersatzversorgung hat sich auch in dieser Krisenzeit bewährt. Verbraucher:innen, die ihren Lieferanten aus welchen Gründen auch immer verloren haben, wurden von den Grundversorgern wieder in die Versorgung integriert. Zudem gibt es klare Regelungen, die es Verbraucher:innen jederzeit erlauben, aus der Grundversorgung wieder zu einem anderen Lieferanten zu wechseln, wenn der Grundversorgungstarif zu hoch erscheint.

QG 11 Frage Würden Sie die Aufnahme eines Notfallrahmens für regulierte Preise unterhalb der Gestehungskosten nach dem Vorbild der Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates über eine Notfallintervention zur Bewältigung hoher Energiepreise, d. h. für Haushalte und KMU, unterstützen?

» **BEE-Antwort:** Nein

QG 12 Frage Haben Sie zusätzliche Kommentare?

2.4 Verbesserung der Integrität und Transparenz des Energiemarktes

Noch nie war es so notwendig wie heute, das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Funktionsweise des Energiemarktes zu stärken und die EU wirksam gegen Versuche der Marktmanipulation zu schützen.

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Großhandelsmarkts (REMIT) wurde vor mehr als einem Jahrzehnt erarbeitet, um sicherzustellen, dass Verbraucher und andere Marktteilnehmer Vertrauen in die Integrität der Strom- und Gasmärkte haben können, dass die Preise ein faires und wettbewerbsorientiertes Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage widerspiegeln und dass keine Gewinne aus Marktmissbrauch gezogen werden können.

In Zeiten zusätzlicher Volatilität, der Einmischung externer Akteure, eines verringerten Angebots und zahlreicher neuer Handelspraktiken muss genauer geprüft werden, ob unser REMIT-Rahmen robust genug ist. Darüber hinaus haben die jüngsten Entwicklungen auf dem Markt und die Umsetzung von REMIT in den letzten zehn Jahren gezeigt, dass REMIT und seine Durchführungsbestimmungen aktualisiert werden müssen, um auf dem neuesten Stand zu bleiben. Der Energiegroßhandelsmarkt hat sich in den letzten Jahren weiterentwickelt: neue Waren, neue Produkte, neue Akteure, neue Konfigurationen, und nicht alle Daten werden tatsächlich gemeldet. Der bestehende REMIT-Rahmen ist nicht vollständig aktualisiert, um alle neuen Herausforderungen zu bewältigen, einschließlich der Durchsetzung und Untersuchung in den neuen Marktrealitäten.

Die derzeitigen Erfahrungen, einschließlich eines Jahrzehnts der Umsetzung des REMIT-Rahmens (REMIT-Verordnung aus dem Jahr 2011 und REMIT-Durchführungsverordnung aus dem Jahr 2014), und die Funktionsweise zeigen, dass der REMIT-Rahmen möglicherweise verbessert werden muss, um die Transparenz und die Überwachungskapazitäten weiter zu erhöhen und eine wirksamere Untersuchung und Durchsetzung potenzieller Fälle von Marktmissbrauch in der EU zu gewährleisten, um die neue Gestaltung des Strommarktes zu unterstützen. In diesem Zusammenhang könnten die folgenden Bereiche in Betracht gezogen werden:

- Die Angleichung der ACER-Befugnisse im Rahmen der REMIT an die einschlägigen Befugnisse im Rahmen der EU-Finanzmarktgesetzgebung einschließlich der einschlägigen Definitionen, insbesondere der Definitionen von Marktmissbrauch (Insiderhandel und Marktmanipulation);
- Die Anpassung des Anwendungsbereichs von REMIT an die aktuellen und sich entwickelnden Marktbedingungen (neue Produkte, Waren, Marktteilnehmer);

- die Harmonisierung der Geldbußen, die im Rahmen der REMIT auf nationaler Ebene verhängt werden, und die Verschärfung der Durchsetzungsregelung für bestimmte Fälle mit grenzüberschreitenden Elementen im Rahmen der REMIT;
- Erhöhung der Transparenz der Marktüberwachungsmaßnahmen durch verbesserte Kommunikation der marktbezogenen Daten durch ACER, Regulierungsbehörden und Marktteilnehmer.

QH 1 Frage Welche Verbesserungen des REMIT-Rahmens sind Ihrer Meinung nach die wichtigsten, die sofort in Angriff genommen werden sollten?

» **BEE-Antwort:** Lorem Ipsum

QH 2 Frage Im Hinblick auf die Harmonisierung und Stärkung der Durchsetzungsregelung unter REMIT: Welche Mängel sehen Sie im bestehenden REMIT-Rahmen und welche Elemente könnten wie verbessert werden?

» **BEE-Antwort:** Lorem Ipsum

QH 3 Frage Im Hinblick auf eine bessere Qualität der REMIT-Daten, Berichterstattung, Transparenz und Überwachung: Welche Mängel sehen Sie im bestehenden REMIT-Rahmen und welche Elemente könnten wie verbessert werden?

» **BEE-Antwort:** Lorem Ipsum

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
 EUREF-Campus 16
 10829 Berlin

Wolfram Axthelm
 Geschäftsführer
wolfram.axthelm@bee-ev.de

Luca Liebe
 Referent Politik Europa
l.liebe@wind-energie.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.





Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin: Sowohl der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) als auch Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH übernehmen keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist sowohl eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) als auch von Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung und die individuelle Rechtsberatung im Einzelfall ersetzen. Zu den meisten in diesem Dokument zu berücksichtigenden Rechtsfragen ist – soweit ersichtlich – keine Rechtsprechung ergangen, so dass die Regelungen mit Rechtsunsicherheiten behaftet sind.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

14. Februar 2023