

16. Mai 2023

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# Überarbeitung des EU- Marktdesigns

Version: 16.05.2023

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Auf die Einführung eines sog. Peak Shaving Products verzichten (Art. 7a BMVO)..</b>	<b>5</b>
<b>2 Ein System von sog. Virtual Hubs schafft neue Risiken und ist deshalb abzulehnen (Art. 9 BMVO) .....</b>	<b>6</b>
<b>3 Nationale Flexibilitätsziele und Fördersysteme für Flexibilität allein schaffen keine Versorgungssicherheit (Art. 19d, 19e BMVO).....</b>	<b>9</b>
<b>4 Vergabe von CfDs durch Grundsätze steuern (Art. 19b BMVO).....</b>	<b>10</b>
<b>5 Energy Sharing verursachungsgerecht (Bilanzkreispflichten, Netzentgelte) ausgestalten und eventuelle Netzengpässe berücksichtigen (Art. 15a BMRL) .....</b>	<b>11</b>
<b>6 Risiko-Management für Vertriebe auf das Erforderliche beschränken (Art. 18a BMRL) .....</b>	<b>12</b>
<b>7 Preiskrisenmechanismus fragwürdig (Art. 66a BMRL) .....</b>	<b>13</b>
<b>8 Für Investitionen in den Netzausbau und die Digitalisierung bedarf es des richtigen Regulierungsrahmens (Art. 18 BMVO).....</b>	<b>13</b>

## Einleitung

Im Jahr vor dem Angriff Russlands auf die Ukraine und im ersten Kriegsjahr waren die Strompreise in bis dahin ungekannter Weise gestiegen. Mit dem Legislativakt zum Marktdesign will die EU-Kommission gezielt Lehren aus der Krise ziehen, ohne Wettbewerb und Binnenmarkt aufzugeben. Zugleich möchte sie einen wettbewerblichen Investitionsrahmen schaffen, der die Erreichung der Klimaziele ermöglicht. Beide Anliegen sind zu begrüßen.

Zugleich ist festzustellen, dass der **Wettbewerb funktioniert**. Das derzeitige Marktdesign hat über Jahrzehnte hinweg erhebliche Vorteile gebracht. ACER weist in seiner Abschlussbewertung des EU-Stromgroßhandelsmarktdesigns darauf hin, dass der grenzüberschreitende Handel in den letzten zehn Jahren rund 34 Mrd. EUR pro Jahr an Vorteilen für die Verbraucher gebracht hat.

Richtig und zu begrüßen ist, dass der Legislativakt nicht unmittelbar in den **Preisbildungsmechanismus** von Angebot und Nachfrage eingreift. Dieser sorgt erfolgreich dafür, dass die Marktteilnehmer Vertrauen in die Effizienz des Marktes behalten und kommt damit letztlich dem Endkunden zugute. Der **BDEW** begrüßt nachdrücklich, dass inframarginale Erlösobergrenzen oder ähnliche Notfallmaßnahmen nicht in den Legislativvorschlag aufgenommen wurden.

PPAs stellen eine wichtige Säule des Investitionswettbewerbs dar. Zu Recht werden sie durch den vorgelegten Entwurf gestärkt. Die **Dualität von ungefördertem und gefördertem Ausbau** bildet erfreulicherweise ein wesentliches Merkmal des Entwurfs. Richtig ist außerdem, dass nicht nachträglich in die Förderbedingungen von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien eingegriffen wird. Auch wird richtigerweise kein Zwang auf Projektierer ausgeübt, Differenzverträge – sogenannte CfDs – abzuschließen.

Ebenso richtig eröffnet der Entwurf **Verbrauchern** die Möglichkeit, sich gegen volatile Preise abzusichern, ohne sie dazu zu zwingen. Diese Praxis hat sich in Deutschland bereits über viele Jahre bewährt und hat dazu beigetragen, dass die krisen- und kriegsbedingt hohen Großhandelspreise anders als in einigen EU-Mitgliedstaaten, wie z. B. Spanien, nicht ungedämpft auf die Endkunden durchschlugen.

Allerdings schlägt der Entwurf der Kommission auch eine Reihe von Instrumenten vor, die dem Wettbewerb Schaden zufügen und den Binnenmarkt unterminieren können. Zwei Regelungen sieht der **BDEW** als so problematisch an, dass sie **ersatzlos gestrichen** werden sollten:

1. **Die Einführung eines sog. Produkts zur Lastspitzenreduktion (Peak Shaving Product), denn es beschädigt die Spotmärkte, insbesondere den Intraday-Markt (Art. 7a BMVO).**
2. **Ein System von sog. Virtual Hubs, denn es beschädigt funktionierende Terminmärkte und schafft neue Risiken (Art. 9 BMVO).**

Fünf weitere Regelungen können erhebliche schädliche Wirkungen entfalten, wenn sie nicht ausgewogen ausgestaltet werden:

- 3. Nationale Flexibilitätsziele und Fördersysteme für Flexibilität allein schaffen keine Versorgungssicherheit (Art. 19d, 19e BMVO).**
- 4. Die Freiwilligkeit des Abschlusses von CfDs muss unbedingt beibehalten werden. Den Mitgliedstaaten sollten Freiheitsgrade für die Ausgestaltung verbleiben. Die Voraussetzungen zur Vergabe müssen allerdings präziser gefasst werden, damit die ungeforderte Errichtung von Anlagen ausreichend attraktiv ist und damit sichergestellt ist, dass CfD-geförderte Anlagen einen Anreiz für eine effiziente Vermarktung ihrer Leistung an den Strommärkten haben (Art. 19b BMVO).**
- 5. Energy Sharing unterstützt den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien, muss aber – wie für andere Marktteilnehmer – insbesondere den Bilanzkreispflichten genügen, verursachungsgerechten Netzentgelten unterliegen und eventuelle Netzengpässe berücksichtigen (Art. 15a BMRL).**
- 6. Das Risiko-Management für Vertriebe auf das Erforderliche zu beschränken (Art. 18a BMRL).**
- 7. Der Preiskrisenmechanismus sollte auch in seiner reduzierten Form überdacht werden (Art. 66a BMRL).**

Schlussendlich muss ein zentrales aber nur marginal angeschnittenes Thema konsequent weiterentwickelt werden:

- 8. Für Investitionen in den Netzausbau und die Digitalisierung bedarf es des richtigen Regulierungsrahmens (Art. 18 Verordnung).**

## Im Einzelnen:

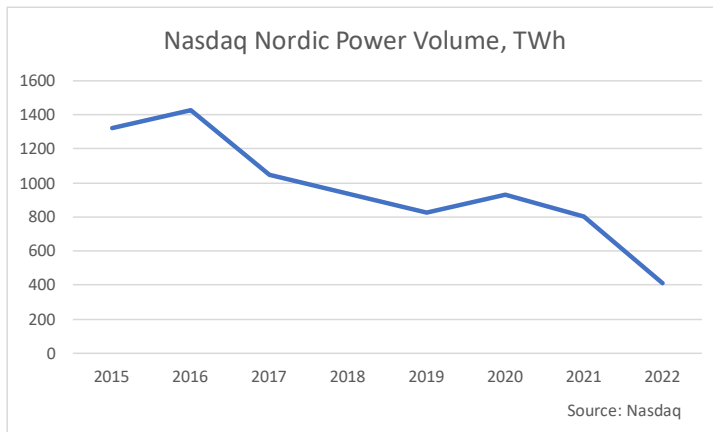
### 1 Auf die Einführung eines sog. Peak Shaving Products verzichten (Art. 7a BMVO)

- › Mit der Einführung eines Peak Shaving Products soll das Marktergebnis nach Börsenschluss korrigiert werden. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollen hierzu Verträge mit der Industrie zur Senkung des Verbrauchs und mit Speicherbetreibern abschließen. Was gut klingt, birgt eine ganze Reihe schwerer Nachteile.
  - Dem Markt wird die Flexibilität entzogen, um sie gegebenenfalls im Rahmen des Peak Shaving Products einsetzen zu können. Das ist ineffizient und teuer.
  - Das Vertrauen in die Verlässlichkeit des Ergebnisses des Day-Ahead-Markts wird durch die Schaffung eines regulierten Marktsegments erschüttert.
  - Das Design des Produkts ist nicht durchdacht: Das Produkt soll nach dem Willen der EU-Kommission von den ÜNBs nicht netzdienlich – also z. B. zur Behebung von Netzengpässen –, sondern marktdienlich – nämlich zur Beeinflussung des Marktergebnisses – beschafft und eingesetzt werden. Als Motivation hierfür nennt der Entwurf die Reduktion der Nachfrage in Stunden besonders hoher Nachfrage bei gleichzeitig niedrigem Angebot Erneuerbarer Energien. Mithin geht es um einen Eingriff in die Preisbildung im Markt. Da der Einsatz des Produkts nach dem Clearing des Day-Ahead-Markts und während dem laufenden Intraday-Markt stattfinden soll, könnte das Marktergebnis – je nach Ausgestaltung des Produkts – nachträglich im Wege des Redispatch korrigiert werden. Das würde jedoch verteuern, statt verbilligen, wirken.
  - Dem Vorschlag zufolge würde dieser Markt für das Peak Shaving Product parallel zum Intraday-Markt (nach dem Day-Ahead-Markt und vor der Schließung der ID-Gates) aktiviert werden. Dies wird zu Marktverzerrungen führen und die Transparenz verringern. Den Intraday-Märkten wird Liquidität entzogen (Single Intraday Coupling/ SIDC). Damit wird eines der Hauptziele von SIDC untergraben, nämlich die Gewährleistung eines möglichst kosteneffizienten und transparenten Dispatchs.
  - Übertragungsnetzbetreiber erhalten eine Rolle als Marktakteur, was der Trennung von reguliertem Bereich und Markt widerspricht.
  - Im Jahr 2009 wurde mit dem dritten Energiepaket als grundlegendes Prinzip für die europäischen Strommärkte festgelegt, dass ÜNBs für den Ausgleich der Netze nach Schließung der Kurzfristmärkte für den Stromhandel verantwortlich sind. Die Maßnahmen der ÜNBs sollen nicht in die freie Preisbildung auf den Kurzfristmärkten eingreifen oder diese verzerren.
  - Demand Response kann bereits heute vor, auf dem Day-Ahead- und im Intraday-Markt gehandelt werden. Flexibilitätsanbieter sollten sich nicht zwischen der Teilnahme am Peak Shaving Markt und dem Spotmarkt entscheiden müssen.

- Die Integration von Flexibilität auf der Kundenseite und von Speichern muss über den Markt erfolgen. Eine Diskriminierung von flexibler Erzeugung ist abzulehnen.
  - Die im Gesetzesentwurf enthaltene explizite Einschränkung, dass das Peak Shaving Product nicht durch Erzeugung hinter dem Messgerät erbracht werden darf, schränkt das Anbieterfeld unnötigerweise noch weiter ein.
  - Stattdessen sollte analysiert werden, ob und wie Flexibilitäten besser in alle bestehenden kurzfristigen Märkte integriert werden können.
- › Die Tatsache, dass Art. 7a als Kann-Vorschrift ausgestaltet ist, hilft nicht. Wenn nur einzelne ÜNBs von der Einführung eines Peak Shaving Products Gebrauch machen, wird der Binnenmarkt fragmentiert. Flexibilität sollte im gesamten Binnenmarkt über bestehende Märkte, nicht über separate Produkte bepreist werden.

## 2 Ein System von sog. Virtual Hubs schafft neue Risiken und ist deshalb abzulehnen (Art. 9 BMVO)

Virtual Hubs werden weder von den Marktteilnehmern selbst gefordert, noch verfügen ENTSO-E (und ACER) über die nötige Erfahrung bei der Ausgestaltung langfristiger finanzieller Absicherungs- und Handelsprodukte. Das nordische Modell kann aufgrund der geringen Liquidität nicht als Vorbild für Kontinentaleuropa dienen. Die Erfahrungen lehren, dass dort die Liquidität kontinuierlich gesunken ist und Möglichkeiten zur Absicherung derzeit äußerst beschränkt sind.



Marktteilnehmer, die primär in den kleinteiligen nordischen Strommärkten, aber auch in Kontinentaleuropa aktiv sind, sollten trotz zuletzt gesunkener Liquidität in Skandinavien auch weiterhin die Teilnahme am dortigen System eines Systempreises in Verbindung mit sog. Electricity Price Area Differential (EPADS) offenstehen, wenn sie dies wünschen.

- Durch die Kombination mit Long Term Transmission Rights (LTTR) müssen zur vollständigen Absicherung regionaler Spotmarkttrisiken mindestens zwei Handelsgeschäfte getätigt werden, was im Vergleich zum Status quo sowohl die Anzahl der Transaktionen als auch die Transaktionskosten erhöht, insbesondere, weil selbst wenn der Virtual Hub hohe Liquidität aufweisen würde, die LTTRs durch die verfügbare Kapazität volumenbeschränkt sind, was eine Obergrenze für die mögliche Liquidität darstellt.
- Virtual Hubs verfügen über keine eigenen Angebots- und Nachfragegrundlagen in Form eines korrespondierenden Spot-Marktgebiets, weshalb sie sich auf die Liquidität der den Hub umfassenden physischen Gebotszonen stützen müssen. Ohne ein sehr großes Volumen an grenzüberschreitenden Risikoabsicherungsinstrumenten, die die Virtual Hubs mit den Gebotszonen innerhalb des Hubs verbinden, wäre das Restrisiko für die Marktteilnehmer zu groß.
- Es ist wahrscheinlich, dass die grenzüberschreitenden Risikoabsicherungsinstrumente zwischen einem Hub und den einzelnen Gebotszonen ihrerseits sehr illiquide wären und somit das Problem einer geringen Liquidität nur verschoben würde. Auch ist in Frage zu stellen, ob die Bereitstellung von langfristigen Übertragungsrechten zwischen Hub und einzelnen Gebotszonen die Liquiditätsproblematik signifikant beeinflussen könnte.
- Es ist unklar, wie sich die Existenz von Virtual Hubs auf den sehr wichtigen außerbörslichen Markt ("OTC") auswirkt, da die Kontrakte – anders als für den OTC-Markt kennzeichnend – nicht physisch geliefert werden können.
- Die Erzeugung des Virtual Hubs als paralleles System zum aktuellen Terminmarkt könnte besonders in der Übergangszeit zu Unsicherheiten und dadurch erhöhten Preisen führen – ohne Garantie einer Verbesserung. Zusätzlich ist das Aufsetzen eines Virtual Hubs und der notwendigen Anpassung der langfristigen Übertragungsrechte zu Zone-to-Hub Produkten ein aufwendiger und volkswirtschaftlich kostenintensiver Prozess.
- Der Handel über Virtual Hubs erhöht die Komplexität der Risikoabsicherung und damit voraussichtlich die Kosten für Endverbraucher.
- Der Mechanismus erzeugt zudem neue Risiken für regionale, insb. kommunale Akteure, erhöht den Handelsaufwand und die Kosten. Da Virtual Hubs reine Finanzinstrumente sind, ist eine physische Lieferung in der Regel ausgeschlossen und zwingt alle – auch die kommunalen Akteure – in den Handel mit Finanzinstrumenten. Heute dagegen kann man sein Risiko vollständig physisch z. B. über OTC absichern. Mit den Virtual Hubs entsteht ein Basisrisiko, was NUR durch zusätzlich FTRs abgedeckt werden kann. Im Gegensatz zu einer physischen Absicherung hindern reine Finanzinstrumente kommunale Marktteilnehmer möglicherweise daran, sich künftig langfristig abzusichern, weil diese Art von Terminkontrakten als spekulative Geschäfte angesehen werden könnten.

- Die Schaffung von Virtual Hubs bedeutet, dass zu den Handelspunkten in den bestehenden Gebotszonen zusätzliche Handelspunkte hinzugefügt werden. Damit einher geht die Gefahr, dass die Liquidität auf dann noch mehr Handelspunkte aufgeteilt wird und damit dann an keinem der Virtual Hubs mehr ausreicht.
- Zudem sieht der **BDEW** die Gefahr, dass Virtual Hubs – trotz ihrer Intention, den Zugang zu einem liquiden Markt für kleinere Gebotszonen zu fördern – als Instrument zur vermeintlichen Erleichterung der Rekonfiguration bereits bestehender Gebotszonen, z. B. in Deutschland, genutzt werden und damit dem liquidesten Strommarkt in Europa massiven Schaden zufügen könnten. Dies ist umso beunruhigender, als Anpassungen von Virtual Hubs (z. B. die geographische Abdeckung, oder die Berechnungsmethodik) genauso Probleme bei einer Rekonfiguration von Gebotszonen verursachen wie die bisherigen auf Gebotszonen basierenden Terminprodukte.
- › Die Vermengung von Virtual Hubs und sog. Long Term Transmission Rights (LTTRs) ist äußerst unglücklich. Denn im Grundsatz ist ein erleichterter Zugang zu LTTRs bis zu drei Jahren vor Lieferzeitraum zu begrüßen. Allerdings muss sichergestellt werden, dass es zu keiner Überallokation von LTTRs kommt. Eine Überallokation von langfristigen Übertragungsrechten kann zu extremen finanziellen Ungleichgewichten und Zahlungsverpflichtungen der ÜNBs führen. Die Kehrseite: Aus diesen nachvollziehbaren Gründen ist Volumen von LTTRs beschränkt, was wiederum schlecht für die Liquidität ist. Der **BDEW** spricht sich gegen Virtual Hubs, nicht aber gegen LTTRs aus. Deswegen sollten LTTRs nicht als Zone-to-Hub sondern als Zone-to-Zone LTTRs ausgestaltet werden.
- › Der Vorschlag der Virtual Hubs ignoriert den Entstehungsprozess und Bedarf von markt-basierten Instrumenten zur grenzüberschreitenden Risikoabsicherung, die auf den Bedürfnissen der Marktakteure fußen. Marktakteure entscheiden heute frei, ob sie sich rein über eine liquidere benachbarte Gebotszone absichern (sog. Proxyhedging) oder über Gebotszonen verbindende Kontrakte (sog. Spreads), die im Markt gehandelt werden können und von diversen Terminbörsen angeboten werden.
- Sollte das Konzept der Virtual Hubs weiterverfolgt werden, rät der **BDEW** davon ab, solche Hubs oder deren Nutzung im Voraus administrativ festzulegen. Wie bei allen anderen Termin-/Derivatemarkten sollten die Wirtschaftsakteure entscheiden, welche Referenz-Hubs und welche Handelsprodukte für sie am nützlichsten sind. Bei der Bewertung des Nutzens eines Virtual Hubs sollten – durch ein eingehendes Impact Assessment – zunächst das zu lösende Problem (z. B. geringe Liquidität in kleinen Gebotszonen) analysiert und alle Lösungsmöglichkeiten bewertet werden. Das nordische Modell mit Electricity Price Area Differential (EPAD) sollte in diesem Falle als Alternative zu kontinentaleuropäischen Hubs weiterbetrieben werden können, denn nicht in jeder Marktkonstellation sind LTTRs die richtige Lösung, sondern können gar zu einer Verringerung von Liquidität führen.



### 3 Nationale Flexibilitätsziele und Fördersysteme für Flexibilität allein schaffen keine Versorgungssicherheit (Art. 19d, 19e BMVO)

- › Demand Side Management (DSM) und Speicher können zur Flexibilisierung des Marktes und der Netznutzung sowie zur Systemstabilität beitragen. Sachlich ungerechtfertigte Markteintrittsbarrieren sind zu beseitigen.
- › Flexibilitätsinstrumente auf Verteilnetzebene stellen eine sinnvolle Ergänzung zum auf der Kupferplatten-Logik operierenden Energy Only Market (EOM) dar und sind volkswirtschaftlich kostengünstige Option zur Bereitstellung von Regelleistung und Redispatch. Zudem sorgen sie für die natürliche Ergänzung der witterungsgeprägten Erzeugung in einem erneuerbaren System. Die von der EU-Kommission in der BMRL Art. 32 geforderte marktliche Organisation der Beschaffung verteilnetzdienlicher Flexibilität liefert hierfür eine gute Grundlage, die allerdings in Deutschland noch nicht zur Anwendung kommt. Dagegen darf die Liquidität des Regelleistung-Marktes nicht durch Zerstückelung verschlechtert werden.
- › Der Zugriff auf Flexibilitäten durch verschiedene Stakeholder muss koordiniert erfolgen, um z. B. gegenläufige Signale aufzulösen und Prioritäten sicherzustellen. Hier spielt der Anschlussnetzbetreiber eine zentrale Rolle.
- › Ein technologiespezifisches Flexibilitätstarifsystem ist abzulehnen.
- › Flexibilität und Versorgungssicherheit sollten zusammengedacht werden. Anreize sollten im Rahmen eines Kapazitätsmarkts technologieneutral und unter Beibehaltung der Marktpreissignale gesetzt werden.
- › Flexibilität trägt über kürzere, jedoch wiederkehrende Zeitintervalle zur **Netzstabilität** bei. Die **Versorgungssicherheit** wird durch Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage allein nicht oder nur mit sehr großem Aufwand sichergestellt. Das gilt insbesondere, wenn die Versorgungssicherheit über einen längeren Zeitraum (über einen längeren Zeitintervall von ein bis zwei Wochen) bedroht wäre.
  - Der Fokus auf kurzfristige Flexibilität ist deshalb nicht ausreichend. Bezogen auf längere Perioden, z. B. eine Dunkelflaute, bedarf es einer saisonalen Lastverschiebung und einer Kapazitätsvorhaltung.
  - Getrennte Märkte für Kapazität und Flexibilität sind nicht erstrebenswert, denn sie führen zu einem Verlust an Liquidität. Dagegen ist der Zugang von Flexibilität zu Kapazitätsmärkten zu ermöglichen. Sachgerecht ist es, gerechte Mindestanforderungen an Flexibilität in Präqualifikationskriterien für den Kapazitätsmarkt (und für Regelenergieprodukte) aufzunehmen und das Weitere den Marktkräften zu überlassen.
  - Durch diese Mindestanforderungen könnten Kapazitätsprodukte somit zusätzlich zur saisonalen Versorgungssicherung automatisch auch kurzfristige Flexibilität bereitstellen.

#### 4 Vergabe von CfDs durch Grundsätze steuern (Art. 19b BMVO)

- › CfDs sieht der **BDEW** – auch langfristig – ergänzend zu PPAs als zweite Säule zum Ausbau der Erneuerbaren Energien.
- › Im Sinne des Grundsatzes „so viel Markt wie möglich, so wenig Förderung wie nötig, um die EE-Ausbauziele zu erreichen“, sollten CfDs nur zum Einsatz kommen, wo eine marktgetriebene Entwicklung von Erneuerbaren Energien (etwa über PPAs) nachgewiesenermaßen nicht ausreicht.
- › Der vorliegende Entwurf der Verordnung geht davon aus, dass die Beteiligung an CfDs freiwillig ist. Die Freiwilligkeit muss unbedingt beibehalten werden. CfDs sollten auf Investitionen in Neuanlagen beschränkt bleiben. Sehr kritisch ist die Gleichstellung von Lebenszeitverlängerungen mit Investitionen zu sehen. Repowering von EE-Erzeugungsanlagen sollte der Errichtung von Neuanlagen gleichgestellt werden.
- › Die Mitgliedstaaten sollten Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung von CfDs behalten. Allerdings fehlen in der von der EU-Kommission vorgelegten Fassung der Verordnung jegliche Aussagen, welchen Grundsätzen CfDs genügen sollten.
  - Frühere Entwürfe lassen erkennen, dass auch die EU-Kommission die Erforderlichkeit solcher Grundsätze gesehen und diese in einem Absatz geregelt hat („*Principles applicable to support schemes for new investments in generation*“).
  - Durch den Verzicht auf solche Grundsätze besteht die Gefahr, dass die Mitgliedstaaten in zu unterschiedlicher Weise von CfDs Gebrauch machen. Dadurch würde dem Investitionswettbewerb schwerer Schaden zugefügt und die Liquidität in den Terminmärkten beeinträchtigt.
  - Dass die Notwendigkeit für solche Grundsätze besteht, zeigt auch die Tatsache, dass der Entwurf für Flexibilitätsförderprogramme einen eigenen Artikel („*Design principles for flexibility support schemes*“) enthält.
- › Solche Grundsätze sollten sicherstellen, dass
  - CfDs so ausgestaltet werden, dass die Bildung aussagekräftiger Marktpreissignale nicht gestört und die Liquidität an den Terminmärkten nicht negativ beeinflusst wird.
  - CfDs so ausgestaltet werden, dass ein volkswirtschaftlich optimaler Dispatch aus Sicht des Anlagenbetreibers auch betriebswirtschaftlich am sinnvollsten ist.
  - CfD-geförderte Anlagen einen Anreiz für eine effiziente Vermarktung ihrer Leistung an den Strommärkten haben.

## 5 Energy Sharing verursachungsgerecht (Bilanzkreispflichten, Netzentgelte) ausgestalten und eventuelle Netzengpässe berücksichtigen (Art. 15a BMRL)

- › Energy Sharing kann einen erheblichen Beitrag zur Energiewende leisten. Denn es schafft Teilhabe, Akzeptanz und kann Motor für Ausbau und Flexibilität im Verbrauch sein. Der **BDEW** steht Energy Sharing-Lösungen deshalb grundsätzlich aufgeschlossen gegenüber. Jeder sollte das Recht haben Energie zu erzeugen, zu verbrauchen, zu verkaufen und auch zu verteilen. Energy Sharing ist als technologieoffenes Instrument auszugestalten, sodass sowohl Windparks als auch PV-Parks sowie Power-to-X-Anlagen partizipieren können. Allerdings müssen alle betroffenen Marktteilnehmer neben diesen Rechten auch alle entsprechenden Pflichten übernehmen. Nur so können Chancengleichheit, Wettbewerb und Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Gleiche Rechte und Pflichten gelten für alle Marktteilnehmer, auch für aktive Kunden, welche gemeinsam Energie zu nutzen (Level Playing Field).
- › Es ist zu begrüßen, dass der Entwurf ausdrücklich vorsieht, dass aktive Kunden mit Marktteilnehmern kooperieren können. Werden Rechte aktiver Kunden ohne die zugehörigen energiewirtschaftlichen Pflichten begründet, droht eine Entsolidarisierung und Kostensteigerung zulasten aller Verbraucherinnen und Verbraucher, welche nicht aktiv am Energiemarkt teilnehmen können. Gleichzeitig gilt es darauf zu achten, dass Energy Sharing Initiativen von Bürgerinnen und Bürgern nicht durch überfordernde bürokratische Anforderungen ausgebremst werden.
- › Deshalb gilt es, verursachungsgerechte Lösungen für die Nutzung der Infrastruktur und zur Übernahme der dadurch entstehenden Kosten zu finden, wobei gleichzeitig Preissignale zum Anreiz von Flexibilisierung bei den Teilnehmenden ankommen müssen:
  - Die Bilanzkreispflichten müssen eingehalten und eventuelle Engpässe berücksichtigt werden.
  - In Anspruch genommene Leistungen der Netzbetreiber/Energieversorger (Infrastruktur- und Systemkosten) müssen von denjenigen, die diese in Anspruch nehmen, auch getragen werden.
- › Der Entwurf möchte es aktiven Kunden leicht machen, Energie zu teilen. Und zwar durch eine Nettobetrachtung von selbst bezogenem und mit Dritten geteiltem Strom und auch dadurch, dass Bezieher dieses geteilten Stroms nicht selbst aktive Kunden sein müssen. Diese gute Absicht darf allerdings nicht zulasten der Vertriebe und der von ihnen bestellten Bilanzkreisverantwortlichen sowie der Systemstabilität gehen und muss sich im Rahmen physikalischer Realitäten bewegen.
  - Die Nettobetrachtung bringt eine zusätzliche administrative und steuerliche Komplexität mit sich. Diese zusätzliche Komplexität ist mit Kosten verbunden, die weder den

betroffenen Vertrieben noch von ihnen bestellten Bilanzkreisverantwortlichen angelastet werden dürfen.

- Gleiches gilt für den Aufwand zur Erfassung und Abrechnung des Stroms, der an Endverbraucher geliefert wird, die nicht selbst aktive Kunden sind. Anfallende Netzentgelte sind zu entrichten. Eine Privilegierung würde andere Netzkunden diskriminieren.
- › Wenn – und nur wenn – die tatsächlich entstehenden Kosten verursachungsgerecht getragen werden, ist es sachgerecht, dass Strom innerhalb einer gesamten Preiszone geteilt werden kann. Gleiches gilt für die Einbeziehung von Erzeugungsanlagen Dritter.
- › Unklar ist, wie ein Beteiligungsanspruch von Energiearmutskunden an Sharing-Systemen funktionieren soll. Das Teilen von Energie gründet sich auf Freiwilligkeit.

## **6 Risiko-Management für Vertriebe auf das Erforderliche beschränken (Art. 18a BMRL)**

- › Richtigerweise enthält der Entwurf keine Verpflichtung für Vertriebe, bestimmte Anteile ihres Umsatzes mit Absicherungsgeschäften zu unterlegen. Obligatorische Hedging-Prozentsätze würden.
  - die Fähigkeit der Vertriebe behindern, den bestmöglichen Preis zu erzielen, was letztlich zu Lasten des Endverbrauchers ginge.
  - weitere Marktzutrittsschranken auf dem Strommarkt erzeugen und den Wettbewerb im Einzelhandel behindern.
- › Dennoch ist auch die vorgelegte Fassung zu breit gefasst. Die Pflichten von Vertrieben sollten eingegrenzt werden auf:
  - regelmäßige Stresstests, um die Fähigkeit der Vertriebe zu überprüfen, größere Veränderungen in der Marktdynamik zu bewältigen.
  - Berichtspflichten gegenüber den Regulierungsbehörden darüber, mit welchen Mitteln die Vertriebe Risikomanagement betreiben.
- › Streitigkeiten über die Angemessenheit von Absicherungsstrategien sind vorprogrammiert.
- › Darüber hinaus sollte die Verpflichtung des Abschlusses von PPA in Art. 18a Abs. 2 gestrichen werden, da die Entscheidung, welche Absicherungsgeschäfte am effizientesten sind, bei dem Vertrieb verbleiben sollten.

## 7 Preiskrisenmechanismus fragwürdig (Art. 66a BMRL)

- › Es ist begrüßen, dass der Interventionsmechanismus auf Eingriffe in die Preisbildung am Großhandelsmarkt verzichtet. Begrüßenswert ist auch der Verzicht auf eine Erlösabschöpfung. Beides wäre für Investitionsentscheidungen extrem schädlich.
- › Richtig ist auch, dass Vertriebe nicht die Last von Preisobergrenzen tragen dürfen – weder im Normal- noch im Krisenfall.
- › Dennoch sollte der Preiskrisenmechanismus auch in seiner vorliegenden Form kritisch geprüft werden.
  - Die Erfahrung mit den deutschen Energiepreisbremsen zeigt, dass derartige Eingriffe den Wettbewerb im Energiemarkt begrenzen, mit einem riesigen Umsetzungsaufwand verbunden sind, für viele Kunden schwer nachzuvollziehen sind und dennoch angesichts der mannigfaltigen Versorgungsmodelle keine Einzelfallgerechtigkeit bieten können.
  - Preiskrisen sind nahezu stets auch Mengen Krisen. Preisobergrenzen unterdrücken die in einer solchen Krise besonders wichtigen Signale für Energieeffizienz und Energieeinsparung, denn sie heben Preissignale zur Drosselung des Verbrauchs in Zeiten hoher Preise oder hoher Belastung auf.
- › Stattdessen sollten schutzwürdige Haushalte in Zukunft gezielter und sozial differenzierter direkt durch ein staatliches Instrument unterstützt werden.
- › Falls eine Preisregulierung unterhalb der Kosten gestattet wird, müsste zumindest die Entschädigung für Vertriebe im Voraus in Form von Auszahlungen erfolgen (*ex ante*), um zu verhindern, dass die finanziellen Auswirkungen nicht zu einer Herabstufung der Kreditwürdigkeit der Energiemarktteilnehmer führen. Wenn die Versorger verpflichtet sind, massive Schulden in den Bilanzen zu haben, kann dies die langfristige Investitions- und Innovationsfähigkeit beeinträchtigen.

## 8 Für Investitionen in den Netzausbau und die Digitalisierung bedarf es des richtigen Regulierungsrahmens (Art. 18 BMVO)

- › Es ist positiv, dass die Rolle von vorausschauenden Investitionen in den Netzentgeltmethoden im Vorschlag der EU-Kommission anerkannt wird.
- › Es muss jedoch noch viel mehr getan werden, um Investitionen in das Netz zu fördern, die für die Integration Erneuerbarer Energien und neuer Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der Verkehrs- und Wärmewende in das System notwendig sind. Insbesondere versäumt es die Reform, einen solideren Rahmen für Investitionen in den Ausbau und die Digitalisierung der Netze zu schaffen.

- › Die Vorteile der Erneuerbaren Energien und die Flexibilität der Verbraucher können nur in dem Maße genutzt werden, wie der Netzausbau voranschreitet.
- › Der Vorschlag sollte deshalb erheblich verbessert werden und die Gelegenheit nutzen, um sicherzustellen, dass die Methodik der nationalen Regulierungsbehörden die richtigen Anreize setzt und Hindernisse für Investitionen in Netze beseitigt.
- › Während die Netzentgelte von den unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden festgelegt und aktualisiert werden sollten, sollten die Mitgliedstaaten ein stärkeres Mandat für allgemeine politische Leitlinien haben, um rechtzeitig alle Hindernisse zu beseitigen, die die Investitionen in die physische und digitale Netzinfrastruktur behindern, die für den Übergang zu einer Netto-Null-Wirtschaft notwendig sind.
- › Die Netzentgelte sind so festzulegen und zu aktualisieren, dass die folgenden Anforderungen erfüllt werden:
  - Alle wirtschaftlichen und finanziellen Hindernisse beim notwendigen Netzausbau und der Digitalisierung des Netzes müssen beseitigt werden. Das ist erforderlich, um eine effiziente Integration von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, Energiespeichern und der Energienachfrageseite mit dem Ziel zu ermöglichen, den Übergang zu einer Net-Zero-Economy zu beschleunigen.
  - Die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber ist jederzeit aufrechtzuerhalten, was u. a. die rechtzeitige Anerkennung von Investitionsausgaben durch eine angemessene Rendite erfordert, die nach anerkannten technisch-ökonomischen Methoden, einschließlich Prognosemethoden und unter Bezugnahme auf internationale Benchmarks, zu ermitteln ist.
  - Alle Kosten, die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilnetze nicht kontrolliert werden können, einschließlich der Kosten für die Beschaffung von Elektrizität, die zur Deckung eines effizienten Niveaus der Netzverluste erforderlich sind, sind vollständig und rechtzeitig zu erstatten.
  - ACER und die Europäische Kommission sind befugt, zu bewerten, ob die Übertragungs- und Verteilungsentgelte in einem Mitgliedstaat ein Hindernis darstellen, und eine Empfehlung zur Beseitigung dieser Hindernisse abzugeben.

### **Ansprechpartner/Ansprechpartnerin**

Dr. Stephan Krieger  
Sonderbeauftragter Internationale Beziehungen  
+49 30 300199-1060  
stephan.krieger@bdew.de

Carmen Descamps  
Referentin EU-Vertretung  
+32 2 774 5114  
carmen.descamps@bdew.de