

Oesterreichs Energie Positionspapier zur Diskussion zum Strommarktdesign

Bewertung des Vorschlags zum Energiemarktdesign (EMD)
der EU-Kommission aus Sicht von Oesterreichs Energie

15. Mai 2023

Merit Order mit Pay-as-Cleared“ stellt den optimalen Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten sicher.

Oesterreichs Energie begrüßt, dass Merit Order mit Pay-as-Cleared als Preisbildungsmechanismus den in Kurzfristmärkten beim Vorschlag für die Strommarktdesignreform als Grundlage erhalten bleibt. Dadurch werden die richtigen Knappheitspreissignale an die Marktteilnehmer:innen gesendet, die entweder zu Nachfrageanpassungen bei den Endverbraucher:innen oder zu Investitionssignalen für neue Kapazitäten führen, um die Versorgung sicherzustellen. Der optimale Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten verhindert Marktverzerrungen und bewirkt, dass möglichst viele erneuerbare Anlagen tatsächlich auch Strom erzeugen, und so der CO₂-Ausstoß minimiert wird.

Raum für ungeförderte und geförderte EE-Geschäftsmodelle sicherstellen.

Das Strommarktdesign sieht ein Nebeneinander von ungeförderten und geförderten Geschäftsmodellen vor. Positiv ist, dass PPAs (Power Purchase Agreements) nicht zwangsweise eingeführt werden. Die Ausgestaltung der CfDs (Contracts for Difference) als Fördermechanismus verwendet bewährte Elemente der einseitigen Marktprämie wie im EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) und stellt zudem sicher, dass Preissignale für EE-Anlagen (Erneuerbare-Energien-Anlagen) weiterhin wirken und der kurzfristige Einsatz von EE-Anlagen nicht verzerrt wird. Die Möglichkeit von technologiespezifischen Auktionen muss weiterhin gegeben sein.

Preissignale für Investitionen in flexible, steuerbare Erzeugungskapazitäten und Demand Response müssen zugelassen werden.

Oesterreichs Energie legt großen Wert auf die kurz- und mittelfristige sowie saisonale Flexibilität als Eckpfeiler eines Strom- bzw. Energiesystems, das auf erneuerbaren Energien basiert. Den Flexibilitätsbedarf zu erheben und die Definition eines indikativen nationalen Zieles für den Ausbau von Flexibilität zu bestimmen ist enorm wichtig. Der Energy-only-Markt bietet Preissignale für den Ausbau von flexiblen, steuerbaren Kapazitäten. Oesterreichs Energie sieht keinen Vorteil in dem Peak-Shaving-Produkt, das im Strommarktdesign vorgeschlagen wurde. Dieses Produkt konkurriert mit dem Intraday-Markt, dem dadurch Liquidität entzogen wird.

Die Liquidität der Terminmärkte vorrangig durch Netzausbau erhöhen und dadurch Vergrößerung von Gebotszonen ermöglichen

Aus Sicht der Oesterreichs Energie spielt das Forcieren von Netzausbau und Konfiguration möglichst großer Gebotszonen die bedeutendste Rolle. Die (regionalen) virtuellen Hubs bringen dagegen nicht viel, weil sie die Einschränkungen durch limitierte physische Übertragungskapazitäten nicht lösen können.

Änderungen der REMIT-Verordnung dürfen nicht zu unverhältnismäßigen Belastungen der Marktteilnehmer:innen führen.

Oesterreichs Energie hält einige Änderungen für überschießend nicht zweckmäßig. Außerdem sieht sie die Handlungsspielraumausweitung der unionsweiten Regulierungsbehörde ACER und die drastische Erhöhung der Strafraumen als sehr kritisch.

Netzausbau benötigt geeigneten Regulierungsrahmen.

Ein „vorausschauender Netzausbau“ bei der Regulierung von Stromnetzen ist zu begrüßen, weil der ökonomische Wert eines frühzeitig ausgebauten Stromnetzes dadurch unterstrichen wird. Regelungen zu Sub-Meter dürfen das Strommarktdesign nicht grundlegend ändern.

Vorgaben zum Supplier Risk Management dürfen nicht zu neuen Risiken für Lieferant:innen und Endkund:innen führen.

Die Möglichkeit für Mitgliedstaaten, Lieferant:innen dazu verpflichtet zu können, einen Anteil ihrer Lieferverpflichtungen mit PPAs rückzudecken, lehnt Oesterreichs Energie ab, weil sie daran zweifelt, dass die wachsende Regulierung tatsächlich einen positiven Effekt auf Endkund:innen haben wird.

Das Recht auf gemeinsame Nutzung von Energie muss im ausgewogenen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen.

Sowohl aktive Kund:innen, die an Energiegemeinschaften teilnehmen, als auch Endkund:innen im Allgemeinen müssen weiterhin Steuern, Abgaben und Netzentgelte entsprechend ihrem Strombezug entrichten – und das findet Oesterreichs Energie positiv. Denn wenn neue Möglichkeiten und Rollen entstehen, muss man darauf achten, dass keine Parallelstrukturen zum bestehenden Energiemarkt geschaffen werden.

Oesterreichs Energie Positionspapier zur Diskussion zum Strommarktdesign

Rahmenbedingungen und Herausforderungen für den Strommarkt in Österreich

Österreich hat sich **ehrgeizige Ziele für die Energie- und Klimapolitik** gesetzt. Die **100%ige national bilanzielle Deckung des Gesamtstromverbrauchs ab dem Jahr 2030 durch erneuerbare Energiequellen** spielt dabei eine wichtige Rolle. Dazu ist ein Ausbau der jährlichen Stromerzeugung bis 2030 von 27 TWh nötig. Davon entfallen 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse. Eine notwendige Voraussetzung für den Ausbau ist ein **stabiles, vorhersehbares Investitionsklima**.

Neben Wind und PV spielt auch Wasserkraft in Österreich eine wichtige Rolle bei der Energiewende. Mehr als die Hälfte der Stromerzeugung entfällt auf Wasserkraft – sie leistet einen wesentlichen Beitrag zum Erneuerbaren Ausbauziel. Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke haben als „**grüne Batterien**“ **kurz- und mittelfristige Flexibilitäten**, um Wind und PV ins Energiesystem optimal zu integrieren.

Die Rolle als „grüne Batterien“ beschränkt sich nicht nur auf Österreich, sie ist grenzüberschreitend. Deswegen ist **Zusammenarbeit des österreichischen Strommarkts mit den Nachbarländern** von großer Bedeutung. Die Trennung der gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland im Oktober 2018 stellte einen Einschnitt für die Integration dar, der sich vor allem in einem illiquiden österreichischen Terminmarkt äußert. Jede Weiterentwicklung des europäischen Strommarktdesigns muss auch die **Integration nationaler Märkte adressieren** und einen **stabilen Rahmen für die Umsetzung der ehrgeizigen Ziele der Energie- und Klimapolitik** geben.

Der Vorschlag zum Energiemarktdesign wird grundsätzlich begrüßt, allerdings besteht noch Nachbesserungsbedarf.

Oesterreichs Energie begrüßt den Vorschlag der Europäischen Kommission für eine zielgerichtete Weiterentwicklung des Strommarktdesigns, um einerseits die Klimaneutralität zu erreichen und andererseits die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit für Verbraucher:innen zu garantieren. Der Verzicht auf tiefe Eingriffe in bewährte Preis- und Marktmechanismen ist richtig, denn bei allen Reformvorschlägen darf man Eines nicht übersehen: Die hohen Strompreise sind nicht auf ein Versagen des Strombinnenmarktes zurückzuführen. Die Ursache der zum Teil enorm gestiegenen Großhandelspreise war die Verknappung des Energieangebots infolge des Gaslieferstopps durch Russland. Die Energiepreisstabilisierung und die Versorgungssicherheit sollten daher klar voneinander getrennt werden. Deshalb ist es auch richtig, dass der Kommissionsvorschlag nicht in den Preisbildungsmechanismus von Angebot und Nachfrage eingreift. Dieser Mechanismus sorgt

dafür, dass die Marktteilnehmer:innen das Vertrauen in die Effizienz des Marktes behalten. Und das kommt letztlich den Endkund:innen zugute.

Damit aber die drei von der EU-Kommission erklärten Ziele von „mehr erneuerbaren Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit“ erreicht werden können, müsste man einige Vorschläge noch verbessern.

Marktmechanismus – Beibehaltung der Merit Order und keine Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus

Merit Order mit Pay-as-Cleared dient als eine Grundlage für die Preisbildung auf dem Day-ahead-Markt, und das sichert den **optimalen Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten**. Es ist zugleich auch das Standardmodell für die Preisbildung eines homogenen Gutes¹ (z. B. solchen wie „Strom“). Durch dieses Modell werden strategischen Anreize zur Gebotserhöhung limitiert und die richtigen Knappheitspreissignale an die Marktteilnehmer:innen gesendet. So führt es entweder zu Nachfrageanpassungen bei den Endverbraucher:innen und/oder zu Investitionssignalen für neue Kapazitäten. Der optimale Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten verhindert Marktverzerrungen und bewirkt zusätzlich, dass möglichst viele erneuerbare Anlagen tatsächlich auch Strom erzeugen und der CO₂-Ausstoß minimiert wird.

Das EMD belässt den Preisbildungsmechanismus in Kurzfristmärkten. Das ist sinnvoll, weil der aktuelle „Day-ahead flow-based market coupling“-Mechanismus durch eine mehrjährige und intensive Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer:innen entwickelt wurde und sich bewährte. Zur **Erhöhung der Liquidität an den Kurzfristmärkten** sollen **potenzielle Barrieren für die Teilhabe von Marktteilnehmer:innen reduziert** werden. Zusätzlich soll der Gate-Closure-Zeitpunkt für Intraday-Handel (Art. 8 BMVO) so nah wie möglich an die Echtzeit gebracht werden. Ab dem Jahr 2028 soll der zonenübergreifende Intraday-Handel frühestens 30 Minuten vor Beginn der jeweiligen Marktzeiteinheit schließen. Diese Maßnahme bietet zusätzlichen zonenübergreifenden Ausgleich von Stromknappheit und Stromüberschüssen sowie eine bessere Integration variabler erneuerbarer Erzeuger über die Gebotszonen hinweg. Eine Umsetzung dieser Maßnahme noch vor dem 1. Jänner 2028 ist aus Sicht von Oesterreichs Energie wünschenswert. Der Vorschlag einer verpflichtenden Reduktion der Mindestgebotsgröße auf 100 kW oder weniger wird allerdings kritisch gesehen. Die Entscheidung dazu sollte bei den nominierten Strommarktbetreibern („NEMO“) liegen.

Für die **Erreichung der europäischen und nationalen Energieziele** ist ein **stabiles Investitionsumfeld eine notwendige Voraussetzung**. Oesterreichs Energie betont, dass Eingriffe in die Preisbildung für „inframarginale Technologien“ und Bestandsanlagen (eingefordert z. B. von Spanien und Frankreich) weitreichende rechtliche und ökonomische negative Auswirkungen bedeuten. Die Beibehaltung der Merit Order heißt, dass der Strompreis für

¹ Dies wird auch in AEA (2023: 35) so festgestellt (Austrian Energy Agency. Preserve, Repair or Rebuild? Eine Diskussion vorgeschlagener Reformoptionen für den europäischen Strommarkt. Policy Paper im Auftrag des BMK, April 2023).

inframarginale Technologien weiterhin über den kurzfristigen Grenzkosten liegt.

Regulatorische Eingriffe in die Preisbildung von „inframarginalen Technologien“ sind aus klimapolitischen, rechtlichen und ökonomischen Gründen als sehr kritisch zu sehen:

- Preiseingriffe sind komplex und mit hohen rechtlichen und marktlichen Risiken verbunden.
- „Ex post“-Eingriffe haben negative Auswirkungen auf Investitionssicherheit und -klima, dadurch kann sich die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft verzögern.
- „Politisches Risiko“ erhöht die Finanzierungskosten mit negativer Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten, Strompreise und Bestrebungen nach Dekarbonisierung.
- Unternehmen werden erforderliche finanzielle Mittel für Investitionen in EE-Kapazitäten entzogen, und das bedeutet negative Auswirkungen auf den EE-Ausbau, Finanzierungskosten und die Energiewende insgesamt.

Rahmen für ungeforderte und geförderte EE-Geschäftsmodelle sicherstellen.

Der **EE-Ausbau ist auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesystem zentral.**

Deswegen hat Österreich es zum Ziel gesetzt, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 durch erneuerbare Energiequellen zu decken. **Oesterreichs Energie bekennt sich zur Energiewende und den damit verbundenen politischen Zielen für den EE-Ausbau in Österreich.** Die EE-Ausbauziele sollen durch die Vorgabe von jährlichen Zubaumengen („Mengensteuerung“) und durch ein Fördermechanismus für diese Zubaumengen erreicht werden. Ein gefördertes Geschäftsmodell wird somit auch künftig Bestandteil des Markt-designs sein. Neben der Mengensteuerung muss allerdings auch ein ungefordertes Geschäftsmodell über eine „Preissteuerung“, also von Strom- und/oder CO₂-Preis, bestehen bleiben.

Das EMD sieht ein Nebeneinander von ungeforderten und geförderten Geschäftsmodellen vor. Das ungeforderte Geschäftsmodell soll durch den **Abbau von Marktbarrieren für langfristige PPAs** erreicht werden. Bei langfristigen Stromabnahmeverträgen bestehen zwischen Erzeuger:innen und Verbraucher:innen Risiken (z. B. Kreditrisiko, Preisrisiko), die zu hohen Risikoaufschlägen führen können und deshalb den Vertragsabschluss verhindern können.

Oesterreichs Energie begrüßt generell, dass PPAs nicht zwangsweise eingeführt werden und dass man im EMD ausdrücklich darauf hinweist, dass bei unterstützenden Maßnahmen durch Mitgliedstaaten für PPAs negative Auswirkungen auf die Liquidität der Großhandelsmärkte vermieden werden sollen. Maßnahmen zur Verbesserung der Bedingungen für PPAs (z. B. Übernahme von Kreditrisiko durch staatliche Garantien) müssen deshalb immer in Verbindung mit **Maßnahmen zur Erhöhung der zeitlichen Produkttiefe auf Terminmärkten (Börse/OTC)** beurteilt werden. Staatliche Garantien für Kreditrisiken für PPAs dürfen nicht dazu führen, dass ein Wettbewerbsnachteil für börsliche Futures (> 5 Jahre) entsteht, wenn das Kreditrisiko für die Futures durch die Handelspartner selbst getragen werden muss. Auch potenzielle Marktverzerrungen zwischen Mitgliedstaaten durch einseitige Maßnahmen zur Verbesserung der Bedingungen für PPAs sollten berücksichtigt werden.

Oesterreichs Energie beurteilt kritisch, dass für **PPAs auch im Standardfall Vertragsauflösungsklauseln für den Fall einer vorzeitigen Auflösung gesetzlich** vorgeschrieben werden. Solche Klauseln stehen der Idee entgegen, mehr Investitionssicherheit über langfristige Abnahmeverträge zu gewährleisten.

Das Fördermechanismus soll sicherstellen, dass Preissignale für EE-Anlagen weiterhin wirken und der **kurzfristige Einsatz von EE-Anlagen nicht verzerrt wird. Einseitige Marktprämien** sind dabei ein **etabliertes Instrument**. Das EMD sieht vor, dass für neue Investitionen in EE-Kapazitäten, Wasserkraft ohne Speicher und Nuklear **zweiseitige Contracts-for-Difference (CfDs)** (Art. 19b BMVO) verpflichtend angewendet werden. In der einfachsten Form erhält der EE-Erzeuger einen fixen Strike Price (z. B. 50 Euro/MWh), und die stündliche Differenz zum Day-ahead-Preis wird ausgeglichen; d. h., wenn der Day-ahead-Preis über oder unter dem Strike Price liegt, erfolgt eine Zahlung vom oder an den EE-Erzeuger. Im Unterschied zu einer einseitigen Marktprämie wird hier das Upside Potential für den EE-Erzeuger abgeschnitten. Der Strike Price soll in der Regel wettbewerblich über Ausschreibungen festgelegt werden. Oesterreichs Energie befürwortet weiterhin die Möglichkeit von technologiespezifischen Auktionen, wie sie auch im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz vorgesehen sind.

Oesterreichs Energie steht einem **zweiseitigen CfD grundsätzlich neutral** gegenüber. Allerdings muss sichergestellt werden, dass der zweiseitige CfD **nicht zu einem Produce-and-Forget** führt und die EE-Erzeuger weiterhin auf Preissignale reagieren. Dazu sollten bei der **Ausgestaltung der CfDs wesentliche Designelemente der bestehenden einseitigen Marktprämie im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz berücksichtigt** werden. Darüber hinaus wurden zuletzt auch CfD-Designoptionen vorgeschlagen, welche die Förderungsauszahlung von der Stromerzeugung gänzlich entkoppeln. In der Praxis wurden diese CfD-Designoptionen allerdings noch nicht umgesetzt. Aus Sicht von Oesterreichs Energie sollte man bei der Ausgestaltung der CfDs zunächst auf bewährte Elemente der einseitigen Marktprämie zurückgreifen. Dadurch lässt sich wertvolle Zeit für die Umsetzung der EE-Ausbauziele gewinnen.

Dennoch stellt sich die Frage, was die verpflichtende Einführung eines neuen Förderinstruments für Neuanlagen für künftige Investitionen bedeutet, v. a. im Zusammenhang mit dem bestehenden österreichischen Marktprämienmodell. Um die **EE-Ausbauziele in Österreich zu erreichen** ist es wichtig zu wissen, welche **Auswirkung die Vorgabe im EMD (zweiseitige CfDs) auf das aktuelle Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (einseitige Marktprämie)** hat. Besonders relevant ist die Frage, ob Ausschreibungen weiterhin nach dem EAG als einseitige Marktprämie durchgeführt werden müssen oder unmittelbar auf einen zweiseitigen CfD umgestellt werden dürfen. **Eine frühzeitige Klärung ist nötig**, weil EE-Projekte eine Vorlaufzeit haben und der Fördermechanismus für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen eine wesentliche Rolle spielt. Eine Verunsicherung der Investor:innen durch eine erneute Umstellung des Fördersystems muss vermieden werden.

Allerdings gilt **Förderung über zweiseitige CfDs** auch für **neue Investitionen in Nuklearenergie**, und das kann man kritisieren. Es handelt sich hier um eine Energieform mit hohen externen Kosten und Risiken, deshalb ist jede Förderung abzulehnen.

Preissignale für Investitionen in flexible, steuerbare Erzeugungskapazitäten und Demand Response müssen zugelassen werden.

Selbst bei einem sehr hohen EE-Anteil im Technologiemix kann es auch weiterhin zu Zeiten mit höheren Preisen kommen. Die Preisbildung auf den Kurzfristmärkten stellt sicher, dass diese hohen Preise auch für den Markt sichtbar werden und eine entsprechende Verhaltensreaktion der Marktteilnehmer:innen auslösen. Auf diese Weise sendet der **Energy-only-Markt Preissignale für den Ausbau von flexiblen, steuerbaren Kapazitäten**. Diese Preissignale wirken für Speichertechnologien durch Preisvolatilitäten, für („grüne“) Gaskraftwerke (Back-up-Kraftwerke) und Demand Response durch Knappheitspreise am Day-ahead-Markt und durch das Risiko von hohen Ausgleichsenergiepreisen bei einer Unterdeckung mit Strom. Es ist wichtig, diese Preissignale auch zuzulassen, damit Marktteilnehmer:innen darauf reagieren können bzw. auch müssen, weil sie ansonsten finanzielle Verluste erleiden (z. B. durch Zahlung sehr hoher Ausgleichsenergiepreise).

Oesterreichs Energie legt großen Wert auf die kurz- und mittelfristige sowie saisonale Flexibilität als Eckpfeiler eines Strom- bzw. Energiesystems, das auf erneuerbaren Energien basiert. Sie unterstützt deshalb die Maßnahmen im EMD zum Abbau von Marktbarrieren für Flexibilitäten und begrüßt, dass Mitgliedstaaten ihre zukünftigen Bedarfe für Flexibilität frühzeitig erheben und ein indikatives nationales Ziel für den Ausbau von Flexibilität definieren sollen (Art. 19d–f BMVO). Das zukünftige Energiesystem wird auf Flexibilität angewiesen sein. Dabei werden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen (kurz-, mittelfristig, saisonal) notwendig sein, um das Energiesystem widerstandsfähig zu machen.

Oesterreichs Energie sieht **keinen Vorteil für das im EMD vorgeschlagene Peak-Shaving-Produkt** (Art. 7a BMVO), denn es konkurriert mit dem Intraday-Markt, dem dadurch Liquidität entzogen wird. Die Funktion des Intraday-Marktes, kurzfristige Änderungen bei Erzeugung und Verbrauch zu korrigieren, wird dadurch gebremst. Das kürzlich eingeführte Instrument der Austrian Power Grid aus der EU-Not-VO (5 % Einsparverpflichtung in Spitzenzeiten) fand bisher wenig Resonanz und ist daher nicht zielführend; zudem würden Übertragungsnetzbetreiber dadurch eine Rolle als Marktakteur erhalten. Insgesamt sollte Flexibilität über bestehende Märkte und nicht über separate Produkte angereizt und bepreist werden. Oesterreichs Energie schlägt deshalb vor, das Peak-Shaving-Produkt gänzlich zu streichen. Sollte es dennoch im überarbeiteten EU-Strommarktdesign verankert werden, sollte die Zielsetzung und die Ausgestaltung dieses Produkts detaillierter beschrieben und einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden.

Das EMD sieht die Möglichkeit eines **Flexibilität-Fördermechanismus für Investitionen in bestimmte Flexibilitäten** (Art. 19d–f BMVO) vor, nämlich in neue Speicher und Demand Response. Grundsätzlich ist eine Beschränkung auf bestimmte Flexibilitäten als kritisch anzusehen, weil in einem künftigen erneuerbaren Energiesystem jede Form von Flexibilitäten (kurz-, mittelfristig, saisonal) erforderlich sein wird. Neben Speichern sollen auch (neue)

regelbare Kraftwerke diskutiert werden. In einem integrierten europäischen Strommarkt können **Maßnahmen in Nachbarländern einen erheblichen Einfluss auf den Strommarkt in Österreich haben**. In diesem Zusammenhang kann man die Kraftwerksstrategie in Deutschland erwähnen, die gerade erarbeitet wird und durch technologiespezifische Förderungen Investitionen in neue flexible (H₂-ready- bzw. H₂-)Gaskraftwerke auf dem deutschen Strommarkt anreizen soll. Falls die Ergebnisse dieser Initiativen die Preissignale für Investitionen in Flexibilitäten stark beeinträchtigen, könnte man **auch in Österreich begleitende Maßnahmen zur Beanreicherung von allen Flexibilitäten** (Demand Response, regelbare Kraftwerke etc.) über Kapazitätsmärkte andenken. Bei der Ausgestaltung gilt es dabei, nationale Gegebenheiten zu berücksichtigen.

Durch den Flexibilität-Fördermechanismus im EMD sollen neue Investitionen gefördert werden. Es ist davon auszugehen, dass die Einführung des Flexibilität-Fördermechanismus einer beihilferechtlichen Genehmigung bedarf. In Österreich gibt es im **EIWOG für Speicheranlagen bereits eine teilweise Befreiung von Netzentgelten** (derzeit 20 Jahre Tarifbefreiung für Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für 20 Jahre ab Inbetriebnahme). **Diese Regelung sollte nicht gefährdet werden**, weil sie auch für Bestandanlagen gilt und rückwirkende Eingriffe in den Regulierungsrahmen aus Gründen der Rechtssicherheit abzulehnen sind. Außerdem würde ein Eingriff in bestehende Rechte auch die Planungs- und Investitionssicherheit für Neuanlagen massiv untergraben.

Erhöhung der Liquidität der Terminmärkte vorrangig durch Netzausbau und dadurch ermöglichte Vergrößerung von Gebotszonen

Die Auftrennung der gemeinsamen Gebotszone Deutschland/Österreich im Oktober 2018 führte zu einer starken Reduktion der Liquidität des österreichischen Terminmarktes. Oesterreichs Energie **unterstützt Maßnahmen zur Erhöhung der Liquidität auf den Terminmärkten** und begrüßt den Vorschlag im EMD für die Möglichkeit von langfristigen Übertragungsrechten bis zum Kalenderjahr $t + 3$ (Art. 9 BMVO). Dies führt zu einer besseren Übereinstimmung von Handelsgeschäften auf Terminmärkten mit den langfristigen Übertragungsrechten. Auch ein tatsächlicher Sekundärmarkt für diese Produkte sollte etabliert werden. Oesterreichs Energie sieht **zusätzliche Möglichkeiten zur Erhöhung der Liquidität in den Terminmärkten**: Beispielsweise dürfen Sicherheitsleistungen den Handel an börslichen Terminmärkten nicht zu stark beschränken.

Oesterreichs Energie weist darauf hin, dass **die Größe von Gebotszonen** und die Vielfalt der Marktteilnehmer:innen auf der Angebots- und Nachfrageseite für die **Liquidität von Terminmärkten** eine wichtige Rolle spielen. Die **Vergrößerung von Gebotszonen** stellt also ein wichtiges Instrument **zur Erhöhung der Liquidität dar**, und das kann man durch einen **zeitgerechten Netzausbau** zur Reduktion von Netzengpässen erreichen. Der Netzausbau ermöglicht zusätzlich die europäische Integration von EE-Strom, optimiert den Wert von Flexibilitäten und trägt zur Versorgungssicherheit bei. **Oesterreichs Energie unterstützt deshalb den Vorschlag im EMD, dass in der Regulierung für Stromnetze ein „vorausschauender Netzausbau“ berücksichtigt werden soll.**

Das EMD sieht die **Einführung von Regional Virtual Hubs** (Art. 9 BMVO) als wichtige Maßnahme zur Erhöhung der Liquidität der Terminmärkte. Dazu soll durch ENTSO-E ein Vorschlag zur geografischen Abdeckung der Regional Virtual Hubs erfolgen, die mehrere Gebotszonen umfassen können. Für jeden Regional Virtual Hub wird ein virtueller Referenzpreis ermittelt, der für das finanzielle Settlement von Terminprodukten dienen soll. Für jeden Regional Virtual Hub ist eine Single Allocation Platform einzurichten. Diese Single Allocation Platform soll langfristige Übertragungsrechte zwischen dem Regional Virtual Hub und den geografisch abgedeckten Gebotszonen definieren und an die Marktteilnehmer:innen versteigern. Die Entwicklung der Referenzpreise von Terminprodukten im Regional Virtual Hub kann durch Börsen und/oder NEMOs erfolgen. Regulierungsbehörden können Market Maker, Strombörsen, Übertragungsnetzbetreibern etc. zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Liquidität vorschreiben.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie erschließt sich der Mehrwert virtueller Hubs nicht, weil sie die Einschränkungen durch limitierte physische Übertragungskapazitäten nicht adressieren. Oesterreichs Energie steht den **Regional Virtual Hubs aus unterschiedlichen Gründen kritisch** gegenüber:

- Das Konzept des Regional Virtual Hub entspricht dem Großhandelsmarktdesign der Nord-Pool-Region. Der Regional Virtual Hub muss dabei die Liquidität von mehreren kleinen Gebotszonen bündeln, weil sich in der Nord-Pool-Region keine „Anker“-Gebotszone für den Terminmarkt etablierte. In **Zentraleuropa gibt es allerdings mit Deutschland eine große „Anker“-Gebotszone mit einem hochliquiden Terminmarkt**. Marktteilnehmer:innen außerhalb von Deutschland nutzen Terminprodukte der „Anker“-Gebotszone zur Preisabsicherung. Die Preisdifferenz (Basisrisiko) zwischen dem Preis in der „Anker“-Gebotszone und der eigenen Gebotszone wird durch Marktteilnehmer:innen entweder durch zusätzliche Produkte (z. B. finanzielle Übertragungsrechte) abgesichert oder in Kauf genommen.
- **Ein Regional Virtual Hub, der die Gebotszone Deutschland/Luxemburg mit ihrem hochliquiden Terminmarkt und kleinere umliegende Gebotszonen (z. B. Österreich) umfasst, wird sehr wahrscheinlich wenig Effekte haben.**

Marktteilnehmer:innen in Deutschland werden sich weiterhin mit deutschen Terminprodukten absichern. Eine Absicherung durch ein Produkt des Regional Virtual Hub bringt für Marktteilnehmer:innen in Deutschland keinen Vorteil, sondern im Gegenteil einen entscheidenden Nachteil: ein neues Basisrisiko zwischen dem Regional-Virtual-Hub-Preis und dem Gebotszone-Deutschland/Luxemburg-Preis. Liquidität von deutschen Marktteilnehmer:innen wird deshalb nicht zum Regional Virtual Hub wandern. Marktteilnehmer:innen aus den kleineren Gebotszonen könnten Terminprodukte mit Referenz auf den Regional Virtual Hub nachfragen. Allerdings stehen diese Produkte in Konkurrenz mit den liquiden Terminprodukten der „Anker“-Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Auch hier ist der Vorteil eines Produkts mit Referenz auf Regional Virtual Hub nicht ersichtlich. Es besteht weiterhin ein Basisrisiko, und die Liquidität wird gering sein, weil die Liquidität aus Deutschland fehlt. Hier bietet die Aufteilung der einheitlichen Gebotszone Deutschland/Österreich ein interessantes Fallbeispiel: Auch nach der Trennung gab es weiterhin ein DE/AT-Terminprodukt (Regional Virtual Hub). Die Liquidität wanderte allerdings vom DE/AT-Produkt zum DE-Produkt, weil

Marktteilnehmer:innen in Deutschland keinen Vorteil in der Absicherung mit einem DE/AT-Produkt sahen und die Marktteilnehmer:innen in Österreich die Absicherung mit dem liquiden DE-Produkt vornehmen mussten und müssen.

Eine Voraussetzung für das Funktionieren von Regional Virtual Hubs sind somit viele kleine Gebotszonen. Dass die mangelnde Liquidität in kleineren Gebotszonen künstlich durch virtuelle Hubs ausgeglichen werden könnte, ist aber nur bedingt der Fall. Deswegen **sollte aus Sicht von Oesterreichs Energie das Forcieren des Netzausbaus und das Schaffen möglichst großer Gebotszonen die prioritäre Stoßrichtung sein**. Mit diesen beiden Maßnahmen wird die Erhöhung der Liquidität im Terminmarkt besser adressiert als über die Schaffung virtueller Hubs. Denn die virtuellen Hubs würden das bereits bestehende System nur unnötig verkomplizieren.

Oesterreichs Energie sieht auch ein gewisses Risiko darin, dass Regional Virtual Hubs in Verbindung mit kleinen Gebotszonen eine Vorstufe zu einer fundamentalen Anpassung des Marktdesigns sein könnten: nämlich der Übergang von einem zonalen hin zu einem nodalen Marktdesign. Beim Nodal Pricing spiegeln die Preise die Grenzkosten der Erzeugung an jedem Knotenpunkt unter Berücksichtigung von Engpässen/Verlusten wider und ergeben so viele einzelne Großhandelspreise. Der Preis enthält ein integriertes lokales Standortsignal, das die kurzfristigen Grenzkosten von Engpässen widerspiegelt. **Nodal Pricing stellt einen umfassenden Eingriff in das Marktdesign mit unklaren Vorteilen dar und wird deshalb von Oesterreichs Energie abgelehnt.**

Abschließend merkt Oesterreichs Energie an, dass, wenn Terminmärkte gestärkt werden sollen, die aktuell diskutierte Überprüfung/Streichung der Ausnahmeregelungen für den Eigenhandel im Strom- und Gasmarkt unter MiFID II jedenfalls hintanzuhalten ist. Eine Bankenlizenzierung der im Handel tätigen Elektrizitätsunternehmen, die dann im schlimmsten Fall erforderlich wäre, würde nur deren Marktrückzug erzwingen, anstatt die Liquidität am Terminmarkt zu erhöhen.

Änderungen der REMIT²-Verordnung dürfen nicht zu unverhältnismäßigen Belastungen der Marktteilnehmer:innen führen.

Die EU-Kommission schlug gemeinsam mit dem EMD auch Änderungen der REMIT-Verordnung vor. Somit greift sie in die Prozesse des Großhandelsmarktes ein. Aus Sicht von Oesterreichs Energie sind hier einige Änderungen überschießend und nicht zweckgemäß:

- Die vorgeschlagene **Erweiterung der Definition von „organised market places“ lehnt Oesterreichs Energie ab**. Die Erweiterung der Definition würde zu einer wesentlichen Ausweitung der Pflichten und zu erheblicher Belastung für kleinere Marktteilnehmer:innen führen. Dem steht kein erkennbarer Nutzen gegenüber.
- Die vorgeschlagenen **Regelungen für algorithmischen Handel würden für Marktteilnehmer:innen eine Verantwortlichkeit bedeuten, die diese nicht wahrnehmen können**. Die Offenlegungspflichten sind weder zweckmäßig noch verhältnismäßig. Die EU-Kommission schlägt vor, dass die gesamte Verantwortung für

² Regulation on Energy Wholesale Market Integrity and Transparency

das Funktionieren der automatisierten Handelssysteme bei den Marktteilnehmer:innen liegt. Oesterreichs Energie schlägt aber stattdessen vor, eine verpflichtende Zulassung von automatisierten Handelssystemen durch Börsen oder Regulierungsbehörden vorzuschreiben. Aus Sicht von Oesterreichs Energie sollte daher die vorgeschlagene Regelung in Artikel 5a gänzlich gestrichen werden.

- Die **Ausweitung des Handlungsspielraumes der unionsweiten Regulierungsbehörde ACER ist weder zweckmäßig noch verhältnismäßig**. In Artikel 13a bis 13d sollen die Rechte der EU-Regulierungsbehörde (ACER) für die Umsetzung ihrer Aufgaben wesentlich erweitert werden. Dies wird von Oesterreichs Energie abgelehnt. Nach der geltenden Rechtslage müssen die nationalen Aufsichtsbehörden ACER bei Untersuchungen unterstützen. Aus dem direkten Handeln von ACER bei Marktteilnehmer:innen ist aus Sicht von Oesterreichs Energie kein Vorteil ersichtlich. Dies gilt ebenso für die **vorgeschlagene Regelung zur Delegation der Zuständigkeiten nationaler Behörden an ACER**. In Österreich ist die E-Control grundsätzlich zuständig. Eine Verteilung der Zuständigkeit auf weitere Behörden würde uneinheitliche Behördenpraxis und damit Rechtsunsicherheit für Marktteilnehmer:innen bedeuten.
- **Eine Veröffentlichung personenbezogener Daten zu Entscheidungen über eine Verletzung der REMIT-Verordnung muss unterbleiben**. Die EU-Kommission schlägt in Artikel 16 Abs. 2 vor, dass ACER eine öffentliche Liste zu Entscheidungen der nationalen Behörden über Verletzungen der REMIT-Verordnung führt. Diese Liste soll neben Details zur Entscheidung auch den Namen der sanktionierten Person beinhalten. Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist diese Veröffentlichungspflicht ohne gleichzeitige Schaffung eines für Betroffene wirksamen Rechtsbehelfs problematisch und muss unterbleiben.
- Die **drastische Erhöhung der Strafraumen (Artikel 18: Penalties)**, insbesondere des Strafraumens für natürliche Personen, ist überschießend. Hier ist eine Limitierung der Strafraumen für natürliche Personen jedenfalls erforderlich.

Vorgaben zu Supplier Risk Management dürfen nicht zu neuen Risiken für Lieferant:innen und Endkund:innen führen

Nach EMD sollen nationale Regulierungsbehörden sicherstellen, dass Vertriebsunternehmen geeignete Hedgingstrategien implementieren müssen (Art. 18a BMRL). **Oesterreichs Energie sieht konkrete Vorgaben für das Risiko-Management für Lieferant:innen durch nationale Regulierungsbehörden als kritisch an**. Der Fokus sollte hier auf einem Monitoring von Good Practice liegen. **Oesterreichs Energie lehnt die Möglichkeit für Mitgliedstaaten ab, Lieferant:innen dazu verpflichten zu können, einen Anteil ihrer Lieferverpflichtungen mit PPAs rückdecken zu müssen**. Der Grund dafür ist die Tatsache, dass Endkund:innen nach wie vor das Recht haben, ihre Stromlieferant:innen kurzfristig zu wechseln. Es bedeutet also eine Verpflichtungsasymmetrie und das Risiko für die Lieferant:innen, eine große offene Long Position einzugehen, die sie bei Anwendung eines Good-Practice-Risiko-Managements auch bepreisen werden. Eine solche Verpflichtung würde also auch einen Nachteil für die Endkund:innen bedeuten. Die Kommission erwähnt in ihrem Vorschlag, dass die PPA-Deckung der Lieferant:innen deren Risikoexposition auf der Kundenseite entsprechen soll. Dies würde allerdings bei einer

richtigen Auslegung dieses Zusatzes dazu führen, dass PPAs grundsätzlich für die Rückdeckung der Lieferverpflichtungen nicht geeignet sind, weil die Bindungsfristen von Lieferant:innen mit den Anbieter:innen der PPAs systematisch länger sind als die Bindungsfristen zwischen Endkund:innen und Lieferant:innen.

Das EMD sieht einen **Anspruch von Endkund:innen auf einen Vertrag mit fester Laufzeit und festem Preis** (zusätzlich zu einem dynamischem Strompreis) vor. Auch sieht sie eine Verpflichtung von größeren Lieferant:innen vor, diese anzubieten. Es fehlt allerdings eine Klarstellung, was genau unter „Fixpreistarifen“ zu verstehen ist. Die bereits bestehenden gesetzlichen Anforderungen und der vorliegende Legislativvorschlag sind in der Gesamtbetrachtung widersprüchlich. Einerseits werden vom Großhandel langfristige Verträge, andererseits auch von den Lieferant:innen flexible Tarife gefordert. Beide Handelsstrategien müssen am Ende allerdings zusammenpassen. **Oesterreichs Energie sieht deshalb den Vorschlag kritisch und hat Zweifel, dass die wachsende Regulierung tatsächlich einen positiven Effekt auf Endkund:innen haben wird.**

Endkundenthemen zur gemeinsamen Nutzung von Energie, zu Versorgern der letzten Instanz und zu vulnerablen Kunden werden differenziert gesehen.

Das EMD enthält verschiedene zusätzliche Vorschläge zu Endkund:innen, die von Oesterreichs Energie differenziert gesehen werden:

- **Das Recht auf gemeinsame Nutzung von Energie (Art. 15a BMRL) muss im ausgewogenen Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen:** Die EU-Kommission schlägt vor, dass alle Haushalte, KMUs und öffentlichen Einrichtungen das Recht haben sollen, als aktive Kund:innen an der gemeinsamen Nutzung von Energie teilzunehmen. Oesterreichs Energie begrüßt, dass aktive Kund:innen, die an Energiegemeinschaften teilnehmen, weiterhin wie Endkund:innen im Allgemeinen Steuern, Abgaben und Netzentgelte entsprechend ihrem Strombezug entrichten müssen. Allerdings ist es nicht eindeutig formuliert, ob mit dem Ausgleichszeitraum die Ausgleichsenergie von Bilanzgruppen gemeint ist. Insgesamt muss man auf ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis achten, um diese Maßnahmen für Netzbetreiber administrierbar zu machen. Die damit verbundenen Kosten sind verursachergerecht zu verumlagen und nicht über die Netzentgelte zu sozialisieren. Bei der Etablierung von neuen Möglichkeiten und Rollen muss also darauf geachtet werden, dass keine Parallelstrukturen zum bestehenden Energiemarkt geschaffen werden, die finanz- und ressourcenstarke Kund:innen mit entsprechenden Möglichkeiten bevorzugen und vulnerable Kund:innen im traditionellen Energiemarkt belassen werden.
- **Die Vorschläge zum Versorger der letzten Instanz (Art. 27a BMRL) werden begrüßt:** So auch die Einschränkung der Versorgung letzter Instanz auf einen bestimmten Kundenkreis (Haushaltskund:innen, die keinen marktbasierten Vertrag erhalten). Die vorgenommene Einschränkung des Kundenkreises sollte auch bei der nationalen Ausgestaltung der Grundversorgung berücksichtigt werden.
- **Die Verhinderung der Stromabschaltung vulnerabler Kund:innen (Art. 28a BMRL) ist missverständlich formuliert und wird folglich kritisch gesehen,** weil die Entscheidung sowie die Abschaltung selbst nicht bei den Lieferant:innen liegen. Die Abschaltungen werden letztlich von den Netzbetreibern durchgeführt. Aus dem Entwurf

der Kommission geht jedoch klar hervor, dass derzeit (allein) die Lieferant:innen adressiert werden. Der bisherige Ausgestaltungsspielraum der Mitgliedstaaten sollte beibehalten werden.

Preiskrisenmechanismus wird kritisch beurteilt.

Das EMD sieht vor, dass für die Einführung von Krisenmechanismen in Form von Preisbremsen mehrere Kriterien zugleich erfüllt werden müssen. Im Falle einer „Union-wide electricity price crisis“ können Mitgliedstaaten regulierte Endkundenpreise verordnen (Art. 66a BMRL). Die regulierten Endkundenpreise für Haushaltkund:innen können „unter den Kosten“ liegen. Die Lieferant:innen werden für die **Differenz zwischen den „Kosten“ und dem „regulierten Endkundenpreis“ kompensiert**. Diese Kompensation ist im EMD-Vorschlag nur für Haushaltkund:innen, nicht jedoch für Gewerbekund:innen vorgesehen.

Oesterreichs Energie lehnt derartige öffentliche Interventionen bei der Preisfestsetzung für Haushalte und KMUs grundsätzlich ab. Zudem geht durch derartige Eingriffe ein wichtiges Signal für die Forcierung der Energieeffizienz verloren. Stattdessen sollten vulnerable Haushalte in Zukunft gezielter und sozial differenzierter direkt durch ein staatliches Instrument unterstützt werden.

Sollte an derartigen Markteingriffen bei der Preisfestsetzung für Haushalte und KMUs festgehalten werden, so ist jedenfalls ein Kostenersatz vorzusehen. Im EMD ist allerdings nicht ausgeführt, wie die Kosten definiert werden. Dabei sind **unterschiedliche Aspekte zu beachten:**

- **Berücksichtigung von Eigenerzeugung zu Opportunitätskosten:** Aus Sicht von Oesterreichs Energie muss die Eigenerzeugung mit Opportunitätskosten, d. h. zu Marktpreisen, bewertet werden. Die Kosten ergeben sich damit aus den Großhandelsmarktpreisen;
- **Berücksichtigung von Supplier Risk Management:** Die Kosten der Strombeschaffung der Lieferant:innen hängen von der konkreten Beschaffungsstrategie ab. Bei einem steigenden Markt führt eine längerfristige Beschaffungsstrategie im Vergleich zu einer kurzfristigen Strategie zu geringeren Beschaffungskosten. Die Voraussetzung für eine „Union-wide electricity price crisis“ ist ein steigender Markt³, deswegen besteht hier das Risiko, dass Lieferant:innen mit einer langfristigen Beschaffungsstrategie, welche die Preisvolatilität für Endkund:innen reduziert, schlechter gestellt werden.

Netzausbau benötigt geeigneten Regulierungsrahmen.

Der Ausbau der Stromnetze ist ein wesentlicher Bestandteil für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Dies gilt gleichermaßen für die Übertragungs- und Verteilnetze.

Oesterreichs Energie begrüßt den „vorausschauenden Netzausbau“ bei der Regulierung von Stromnetzen. Hierdurch wird der ökonomische Wert eines frühzeitig ausgebauten Stromnetzes untergestrichen.

³ Article 66a 1(a): „very high prices in wholesale electricity markets at least two and a half times the average price during the previous 5 years which is expected to continue for at least 6 months“

Die Verteilnetze sind eine Voraussetzung für die Energiewende auf regionaler Ebene. Zu aktuellen Herausforderungen zählen etwa die Sicherstellung des Netzanschlusses zahlreicher neuer dezentraler Erneuerbarer Erzeuger und Verbraucher und der forcierte Stromnetzausbau bei gleichzeitigem Gasnetzrückbau. Um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleisten zu können, bedarf es eines angemessenen regulatorischen Rahmens. Netztarife mit starkem Leistungsanteil bieten Kund:innen Anreize zur Optimierung ihres Verbrauchs und ihrer Produktion. Gleichzeitig tragen sie zur Effizienz des gesamten Energiesystems bei. **Leistungsbezogene Netztarife** (Art. 18 BMVO) **bieten aus folgenden Gründen ein faires Tarifsysteem für die Endkund:innen:** Sie sind kostenorientiert, ermutigen die Kund:innen zur Teilnahme an Demand-Response-Aktivitäten zur Reduktion des Leistungsbedarfs und ermöglichen, die Verteilungskosten durch Optimierung der benötigten Kapazität zu minimieren. Wenn Verteilnetzbetreiber die Vorgabe haben, Leistungen einzukaufen und diese nicht selbst erbringen dürfen, muss dies als Anteil der Fixkosten von der Regulierungsbehörde anerkannt werden.

Dedicated Metering Device – Regelungen zu Sub-Meter dürfen Strommarktdesign nicht grundlegend ändern.

Das Strommarktdesign basiert momentan auf Zählpunkten. Eine **Erweiterung der Regelungen um Sub-Meter**, also mehrere Zähler hinter einem Zählpunkt, **würde das Strommarktdesign grundlegend ändern** (Art. 7b BMVO und Art. 4 BMRL). Die Umsetzung im IT-Bereich stellt Netzbetreiber sowohl vor finanzielle als auch technische Herausforderungen. Hier bedarf es eines längerfristigen Umsetzungszeitraums, auch um die gewohnt hohe Qualität des Datenmanagements und der Verrechnung so gewährleisten zu können, wie es den derzeit geltenden gesetzlichen Vorgaben entspricht. Allerdings ist hierbei darauf zu achten, dass alle verbauten Zähler geeicht sind und den entsprechenden Eichvorschriften entsprechen. Außerdem muss jeder Zähler den technischen Spezifikationen und Qualitätskriterien des Verteilnetzbetreibers entsprechen. Auch die Interoperabilität muss gewährleistet sein, um die Kommunikation mit dem Stromverteilernetzbetreiber und allen anderen relevanten Marktteilnehmer:innen zu garantieren.

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche. Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit rund 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern etwa 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 27.500 MW. Insgesamt wurden im Jahr 2021 rund 70 TWh Strom erzeugt, davon rund 75 Prozent aus erneuerbarer Energie.

Rückfragehinweis

Susanne Püls-Schlesinger

Europäische Angelegenheiten

Österreichs E-Wirtschaft

Brahmsplatz 3, A-1040 Wien

Tel.: +43 1 50198 222

E-Mail: s.puels@oesterreichsenergie.at

www.oesterreichsenergie.at

Michael Schlemmer

Büroleitung Brüssel

Tel.: +32 2 27887 35

E-Mail: m.schlemmer@oesterreichsenergie.at

www.oesterreichsenergie.at