



UNTERNEHMERVERBÄNDE
NIEDERSACHSEN E.V.

UVN-Empfehlungen für das europäische Strommarktdesign

Die Überarbeitung der EU-Vorschriften zum Strommarktdesign¹ bietet die Chance, den europäischen Strombinnenmarkt an die Erfordernisse einer wirtschaftlich effizienten Energiewende anzupassen und einer nationalen Fragmentierung der Strommärkte entgegen zu wirken. Um diese Ziele zu erreichen und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Energiekosten zu gewährleisten, plädieren die UVN für die Berücksichtigung der folgenden Empfehlungen:

Energy-Only Markt stärken, Kapazitätsmechanismen konditionieren

Die Einführung von **Kapazitätsmechanismen** sollte **nur als ultima ratio** zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit möglich sein. Die Ertüchtigung des Energy-Only-Marktes (EOM) sollte stets Vorrang genießen. In diesem Sinne beurteilen die UVN besonders die nachfolgenden Vorschläge positiv:

- Für Großhandelsstrompreise sollte es **keine Ober- und Untergrenzen** geben², da Preisspitzen zur Stärkung des EOM maßgeblich beitragen. Die Mitgliedsstaaten sollten geeignete Maßnahmen treffen, um **die freie Preisbildung in ihren Hoheitsgebieten zu ermöglichen**.
- Die Mitgliedsstaaten sollten verpflichtet werden, **nationale Maßnahmenpläne zur Stärkung des EOM** zu erarbeiten, um die Einführung von Kapazitätsmechanismen bestenfalls unnötig zu machen bzw. deren Umfang und Anwendungsdauer (*phase-out*) einzuschränken. Die Umsetzung sollte von der Europäischen Kommission überwacht werden und wie vom EP gefordert als **Voraussetzung für die Genehmigung** von Kapazitätsmechanismen gelten.
- Kapazitätsmechanismen sollten nur eingeführt werden dürfen, wenn die **europäische Bewertung der Angemessenheit des Stromsystems** zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch ENTSO-E - in verbundenen

¹ [Vorschlag für eine VERORDNUNG über den Elektrizitätsbinnenmarkt \(Neufassung\) COM\(2016\) 861 final; mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt \(Neufassung\) COM\(2016\) 864 final.](#)

² Technische Limits für den Stromhandel sind damit nicht gemeint.

Märkten unter Berücksichtigung regional verfügbarer Erzeugungskapazitäten - einen Bedarf anzeigt.³ Dabei sollten die Erzeugungskapazitäten außerhalb eines Mitgliedstaates nur in die Bewertung einfließen, wenn unter Berücksichtigung der physikalischen Gegebenheiten und der Marktbedingungen sichergestellt ist, dass dem Mitgliedstaat im nationalen oder regionalen Bedarfsfall die Kapazitäten auch tatsächlich zur Verfügung stehen.

- Kommen nationale Bewertungen zu anderen Ergebnissen als die Angemessenheitsprüfung auf europäischer Ebene, so sollte den nationalen Versorgungssicherheitsbedenken hinreichend Rechnung getragen werden.
- Kapazitätsmechanismen sollten stets **zeitlich begrenzt** sein. In den nationalen Maßnahmenplänen zur Stärkung des EOM sollte präzisiert werden, bis wann und durch welche konkreten Maßnahmen der *phase-out* erreicht wird.
- **Kapazitätsreserven außerhalb des Marktes sind marktweiten Kapazitätsmechanismen vorzuziehen.** Dies sollte sich auch in den EU-Regeln für das Marktdesign widerspiegeln. Die Staaten sollten bei der Entscheidung für einen Kapazitätsmechanismus die Tauglichkeit einer Reserve vorrangig prüfen müssen.
- Bestehende und bereits genehmigte Mechanismen sollten so rasch wie möglich **an die neuen Regeln angepasst werden**, um eine Verzerrung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt möglichst zu verhindern.

Ein kosteneffizienter Klimaschutz wird durch den europäischen Emissionshandel (EU ETS) gewährleistet. **Ein darüber hinaus geltender Emissionsstandard für die Bereitstellung von Reservekapazitäten ist aufgrund der angestrebten zeitlichen Begrenzung von Kapazitätsmechanismen und des nur punktuellen Einsatzes der Reserven unnötig und unwirtschaftlich.** Ein Ersatz bestehender Reserveanlagen, die nicht dem Emissionsstandard entsprechen, durch neu zu bauende Reserveanlagen wäre als reine Übergangslösung nicht kosteneffizient und auch nicht nötig, solange durch das EU ETS die in der EU angestrebten THG-Reduktionen erwirkt werden. Das trifft umso mehr für die strategische Reserve zu, da die beteiligten Kraftwerke nicht mehr am Markt agieren dürfen.

Die EU und Mitgliedstaaten sollten vielmehr durch die Weiterentwicklung der Energiesysteme inklusive des Ausbaus adäquater Energieinfrastrukturen, der Förderung von Flexibilität innerhalb der Energiesysteme (z.B. Demand Side Management) und der Entwicklung von Energiespeichern einen ggf.

³ Die allgemeine Ausrichtung des Rats vom Dezember 2017 stellt dies nicht sicher.

vorhandenen Bedarf an Kapazitätsmechanismen reduzieren und diese mittelfristig überflüssig machen.

Level-Playing-Field für Eigenstromversorgung und aktive Endkunden schaffen

Die Eigenstromversorgung ist eine wichtige Säule der Energiewende. Das Recht der Endkunden Eigenversorger zu werden – d.h. eigenerzeugten Strom selbst zu verbrauchen, zu speichern und in allen Marktsegmenten zu verkaufen – sollte deshalb wie von der Europäischen Kommission vorgeschlagen fest im EU-Recht verankert werden.

- Eigenversorger, die in begrenztem Maße⁴ eigenerzeugten Strom ins **Netz einspeisen**, sollten nicht als Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des EU-Rechts betrachtet werden. Die von der Europäischen Kommission in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie vorgeschlagenen **Bagatellgrenzen** sollten deshalb in der Strombinnenmarkt-Richtlinie festgeschrieben werden.
- Das Recht auf **kollektive Eigenversorgung** sollte im EU-Recht verankert werden, so dass Unternehmen einfacher gemeinsame Geschäftsmodelle entwickeln können. Eine **Differenzierungsmöglichkeit zwischen individueller und kollektiver Eigenversorgung** dient diesem Ziel nicht. Sie birgt vielmehr die Gefahr, dass jeder Staat nach Gutdünken Barrieren für die Entwicklung der kollektiven Eigenversorgung schafft.
- Die **Befreiung von finanziellen Belastungen wie Netzentgelten und Umlagen** ist gerechtfertigt, wenn diese sich auf eigenerzeugten und verbrauchten Strom beziehen.

Aktive Endkunden tragen entscheidend zur kosteneffizienten Umsetzung der Energiewende bei. Es ist deshalb wichtig, dass das Recht auf Teilnahme an allen organisierten Märkten solide im EU-Recht definiert wird.

- **Aggregatoren** sind Treiber der Marktteilnahme von Endkunden. Ihr Markteintritt sollte deshalb durch EU-rechtliche Vorgaben erleichtert werden. Hierzu zählt das Recht für Endkunden, in jedem Fall **ohne die Zustimmung des Energieversorgers** einen Vertrag mit einem Aggregator abzuschließen. Der Vorschlag des Rats, eine Zustimmungspflicht zuzulassen, wenn keine verpflichtende Kompensationszahlung vorgeschrieben ist, ist kritisch zu beurteilen. In Deutschland können Endkunden ohne die Zustimmung ihres EVU einen Vertrag mit einem Aggregator abschließen.

⁴ Im Vorschlag der Kommission zur Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (COM(2016) 767 final/2) ist Bagatellgrenzen von 500 MWh für Unternehmen vorgesehen.

- **Verpflichtende Kompensationszahlungen** von Aggregatoren an andere Marktteilnehmer, insbesondere EVU, können eine Markteintrittshürde darstellen und sollten deshalb nach Möglichkeit auf die eindeutig zurechenbaren Kosten für verursachte Ausgleichsenergiemengen beschränkt werden. Die Abrechnung sollte zudem möglichst einfach erfolgen und keine zusätzlichen bürokratischen Hürden für Aggregatoren schaffen. Die Regulierungsbehörden, auch ACER, sollten regelmäßig die Zweckmäßigkeit von Kompensationszahlungen und deren Einfluss auf den Markteintritt von Aggregatoren bewerten.
- **Spot-, Regelenergie- und Kapazitätsmärkte** sollten so ausgestaltet sein, dass die Teilnahme von Endkunden tatsächlich möglich ist. Die Regeln zum Marktdesign sollten deshalb verlangen, dass der **Handel möglichst nah an Echtzeit** stattfindet (kurze Vorlaufzeiten). Dies betrifft besonders die Day-Ahead und Intraday-Märkte, auf welchen der Handel auf Viertelstundenbasis schnellstmöglich zum Standard werden sollte. Produkte sollten so gestaltet werden, dass Endkunden diese tatsächlich anbieten können – hierzu tragen u.a. geringe Losgrößen bei. Die Mindestlosgröße sollte nicht mehr als 1 MW betragen, um kleineren Akteuren die Teilnahme zu ermöglichen. Auf den Regelenergiemärkten muss die Beschaffung der Regelenergie möglichst kurzfristig stattfinden (weniger als der vorgeschlagene Tag), weshalb die vom Rat eingeführten Ausnahmeregelungen kritisch zu bewerten sind.
- **Die Rechte von aktiven Endkunden sollten sich nicht nur auf „auf dem Gelände“ selbst erzeugten Strom beschränken.** Stattdessen sollte auch Strom in die Definition einbezogen werden, der in **unmittelbarer Nähe zu einem Betriebsgelände** erzeugt wird. Das Recht zum Weiterverkauf des Stroms, sollte sich nicht auf den selbst erzeugten Strom beschränken.
- **Geschlossene Verteilernetze sollten in der Strombinnenmarkt-Richtlinie nicht mit Verteilernetzen gleichgesetzt werden.** Sie sind in erster Linie Netznutzer und nicht Netzbetreiber im eigentlichen Sinne.

Gebotszonen und Mindestkapazität für grenzüberschreitenden Handel

Es sind generell **große Gebotszonen** anzustreben, da sie **mehr Wettbewerb und Liquidität im Stromhandel ermöglichen**. Der Gebotszonenzuschnitt sollte grundsätzlich strukturellen Engpässen im Übertragungsnetz Rechnung tragen. Eine Neukonfiguration bestehender Gebotszonen sollte jedoch aus Gründen der Investitionssicherheit für die Energiewirtschaft wie auch für betroffene Industrieanlagen nur auf lange Sicht erfolgen. Auswirkungen auf Markteffizienz, Liquidität sowie auf Investitionen und Vermögenswerte auf der Erzeuger- wie auf der Verbraucherseite müssen dabei sorgfältig abgewogen werden.

- **Ein adäquater Netzausbau ist die effizienteste Lösung, um die aktuell bestehenden Einschränkungen im Stromhandel an den Gebotszonengrenzen zu adressieren.** Eine temporäre Aufteilung Deutschlands in zwei Gebotszonen hätte erhebliche Folgen für heimische Wirtschaftsstandorte und – sofern die Neukonfigurierung Standortverlagerungen anreizt – auf bestehende Logistikketten. Sie würde sich mit fortschreitendem Netzausbau als gesamtwirtschaftlich ineffizient erweisen.
- Deutschland muss den Netzausbau insbesondere auf der Nord-Süd-Achse beschleunigen. Dabei stellt der „Aktionsplan Stromnetz“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie einen wichtigen Schritt in die richtige Richtung dar. Zudem sollten der Ausbau volatiler erneuerbarer Stromerzeugung und der Netzausbau synchronisiert und begleitend Maßnahmen zum intelligenten Netzmanagement entwickelt und umgesetzt werden (Speicher, PtX).
- **Perspektivisch müssen die Interkonnektoren dem grenzüberschreitenden Stromhandel uneingeschränkt zur Verfügung stehen, um die Effizienzvorteile eines integrierten Energiebinnenmarktes auch voll nutzen zu können.** Bestehende Beschränkungen der für den Day-Ahead-Handel verfügbaren Stromübertragungskapazitäten müssen schrittweise abgebaut werden. Die uneingeschränkte Eröffnung der Grenzkuppelstellen sollte allerdings **schrittweise erfolgen**, um negative Auswirkungen auf die Netzstabilität und Systemsicherheit sowie die Stromkosten für Endverbraucher (u.a. durch zusätzliche Redispatch Maßnahmen) zu vermeiden. Die Kosten für die Öffnung der Grenzkuppelstellen dürfen den gesamtwirtschaftlichen Nutzen dieser Maßnahme nicht übersteigen.
- Deshalb **bedarf es vor Festlegung einer Mindesthandelskapazität im Rahmen der aktuellen Verhandlungen zwischen den EU-Institutionen zu den Art. 13; 14 StromBM-VO** (sowie ggf. auch bei zukünftigen Anpassungen des Grenzwerts) **einer umfassenden europäischen Folgenabschätzung** (Impact Assessment), die die Situationen in den einzelnen Mitgliedstaaten in Betracht zieht.
- **Sollten sich die EU-Institutionen auf eine Mindesthandelskapazität im Rahmen von Art. 13; 14 StromBM-VO einigen**, muss die Neuregelung sicherstellen,
 - dass die Mindesthandelskapazität die vorhandenen Netzkapazitäten berücksichtigt. Denkbar sind spezifische Übergangsregelungen gekoppelt an Vereinbarungen zum Netzausbau.
 - die Systemsicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Bei Gefahr für die Systemsicherheit muss in begrenzten Ausnahmefällen eine

Beschränkung der Übertragungskapazität unterhalb des Mindestwerts nach engen, vordefinierten Kriterien weiterhin möglich sein;

- die Kosten für Endverbraucher in den betroffenen Mitgliedstaaten nicht durch zusätzliche ReDispatch-Maßnahmen unverhältnismäßig ansteigen. Sollte dies der Fall sein, muss in begrenzten Ausnahmefällen eine Beschränkung der Übertragungskapazität unterhalb des Mindestwerts nach engen, vordefinierten Kriterien weiterhin möglich sein.

Speicher kosteneffizient betreiben

Speicher werden im Energiesystem der Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Um ihren kosteneffizienten Einsatz sicherzustellen, schlägt die KOM konsequenterweise die Anwendung des **Unbundling-Prinzips** vor. Netzbetreibern sollte der Betrieb von Speichern nur erlaubt sein, wenn andere Marktteilnehmer kein Interesse zeigen.

Wichtig ist dies vor dem Hintergrund, dass Speicher lediglich eine Flexibilitätsoption unter vielen darstellen (Laststeuerung, flexible Kraftwerke). Soweit Flexibilitätsbedarf zur Sicherstellung des Netzbetriebs festgestellt wurde, sollten die Netzbetreiber die benötigte Flexibilität **wettbewerbsmäßig beschaffen** und hierbei auf ein möglichst breites Angebot verschiedener Lösungen zurückgreifen können.

Diesem Ziel stünde der Eigenbetrieb von Speichern durch Netzbetreiber in großem Maße entgegen. Sollten sich die Gesetzgeber für Ausnahmen vom Unbundling entscheiden, müssen diese deshalb sehr eng gefasst werden und in ihrer Wirkung regelmäßig überprüft werden.⁵ Ziel sollte stets die marktliche Beschaffung über andere Marktakteure sein. Kritisch ist auch die vom Rat geforderte, **lange Übergangsregelung für Batteriespeicher** (Investitionsentscheidung vor 2024) im Besitz von Netzbetreibern. Stattdessen sollte auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie abgestellt werden.

Keine Kompensation bei nicht marktbasierter Einschränkung konventioneller Kraftwerke

Auch in Zukunft sollte die Entscheidung über einen finanziellen Ausgleich bei nicht marktbasierter⁶ Einschränkung der Stromproduktion aus

⁵ Es ist fraglich, ob die Formulierung „fully integrated network components“ in der allgemeinen Ausrichtung des Rats diesem Anspruch gerecht wird.

⁶ Zwangsabschaltungen durch den ÜNB (außerhalb des Regelenergiemarktes) zur Gewährleistung der Netzstabilität.

konventionellen Kraftwerke den nationalen Gesetzgebern freistehen. Der Verordnungsentwurf der Kommission und die Positionen der Gesetzgeber sind hier zu weit gefasst und sehen vor, dass bei nicht marktbasierter Einschränkung der Stromproduktion grundsätzlich ein finanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber zu gewähren ist. Ein solcher ist in Deutschland aktuell nur beim Einspeisemanagement erneuerbarer Energien vorgesehen, da diese über eine gesetzliche Vergütung verfügen. Bei einer Ausweitung der Kompensationszahlungen auf konventionelle Kraftwerke könnte ein Markt für Abschaltungen entstehen. Der Umfang von Zwangsabschaltungen konventioneller Kraftwerke ist aktuell gering, da zuvor verschiedene Marktmechanismen greifen.