
Antworten zum Fragebogen der Monopolkommission – Vorbereitung des 8. Sektorgutachtens Energie

I. Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

1. Gemäß der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung müssen für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur regulatorische Grundlagen geschaffen werden. Welche Regelungen haben diesbezüglich aus Ihrer Sicht Priorität? Welche Umstände oder Regelungen stehen aktuell dem Auf- bzw. Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur entgegen?

- Kurzfristige Aufnahme von H₂ in den Regelungsrahmen des EnWG, um einen grundsätzlichen regulatorischen Rahmen zu schaffen. Das schafft Planungssicherheit sowohl für (potenzielle) H₂-Netzbetreiber, um Planung und Aufbau eines H₂-Netzes voranzubringen, als auch für Erzeuger, Händler und Nachfrager von H₂, für die eine Transportinfrastruktur und der Zugang zu diesen wesentlichen Voraussetzungen dafür sind, Projekte auf ihrer jeweiligen Wertschöpfungsstufe umsetzen zu können.
- Sicherstellung eines nichtdiskriminierenden Zugangs zur Wasserstoff-Transportinfrastruktur
- Schaffung einer Perspektive für die Netzausbauplanung des zukünftigen H₂-Netzes, um den Marktakteuren Planungssicherheit zu geben, wann und wo Netzanschluss und -zugang ermöglicht werden
- Ein Hemmnis stellt die unklare regulatorische Behandlung von H₂-Netzen dar, insbesondere im Hinblick auf die Umwidmung von Erdgas- zu H₂-Leitungen
- Eine Unsicherheit und somit ein Hemmnis zum Anreiz einer Massenproduktion von Wasserstoff, welcher perspektivisch auch aus erneuerbaren Energien kommen soll, ist die unklare Regulierung der Nutzung von Wasserstoff als Beimischung in Erdgasnetzen (Transport-, Verteilungs- und kommunale Netze). Eine mengen- oder preismäßige Gefährdung des als vorrangig angesehenen Markthochlaufs von Wasserstoff im Industrie- (z.B. Stahl- und Chemie) bzw. auch Verkehrssektor muss bei der Gestaltung der Beimischung ausgeschlossen werden. Durch eine mit regulatorischem Augenmaß forcierte, zeitlich gestaffelte, prozentual und in Abhängigkeit von den regionalen Gegebenheiten durchaus unterschiedliche Beimischung von Wasserstoff insbesondere in bestehenden Erdgasverteilnetzen kann aber:

- Ein echter, sowohl mit ausreichend großen Handelsvolumina unterlegter als auch mit transparenten investitionsanreizenden Preissignalen einhergehender und durch den Regulator skalierbarer Markthochlauf für Wasserstoff ermöglicht werden.
-
- Der Einsatz öffentlicher Gelder der EU/Deutschlands, die zur Dekarbonisierung der Infrastruktur und des Markthochlaufs für Wasserstoff vorgesehen sind, auch für kommunale bzw. regionalen Gasverteilnetze und somit der Allgemeinheit dienenden Infrastruktur erfolgen.
- Langfristig sollte ein liquider Wasserstoffmarkt mit einem virtuellen Handelspunkt und einheitlichen Marktregeln angestrebt werden. Viele Aspekte der bestehenden Marktregeln für den Gashandel könnten dafür relevant sein.

2. Im Gegensatz zu den regulierten Gas- und Stromnetzen handelt es sich bei Wasserstoffnetzen um eine Infrastruktur, die überwiegend neu aufgebaut werden muss. Welche Konsequenzen ergeben sich hieraus für die regulatorische Behandlung von Wasserstoffnetzen? Kann für Wasserstoffnetze vor diesem Hintergrund gegebenenfalls zunächst auf für Gas- und Stromnetze geltende Vorgaben (Entflechtung, Zugangsregeln, Entgeltregulierungsregime) verzichtet werden? Welches Regime wäre im Fall einer Einführung einer Netzentgeltregulierung vor diesem Hintergrund vorteilhaft?

- Ein nichtdiskriminierender Zugang zu Wasserstoffnetzen ist von großer Bedeutung für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes, und zwar sowohl im Hinblick auf die Verbindung einzelner H₂-Cluster als auch innerhalb solcher H₂-Cluster. Ein solcher nichtdiskriminierender Netzzugang muss im Grundsatz auch für bereits bestehende H₂-Leitungen gelten. Zwar gibt es hier durchaus Gründe für Übergangsregelungen (historisch gewachsene Situationen, vertragliche Vereinbarungen, Vertrauensschutz), solche Übergangsregelungen dürfen sich jedoch nur auf das „Wie“ des Netzzugangs beziehen, nicht auf das „ob“. Hier könnte bspw. eine Anlehnung an die Konzepte „Kundenanlage“ bzw. „Objektnetz“ sinnvoll sein – hier gibt es für die Betreiber Erleichterungen im Hinblick auf den Umfang und die bürokratischen Anforderungen der Regulierung, nicht aber bezüglich des grundsätzlichen Rechts auf Zugang der angeschlossenen Kunden auf Netzzugang.
- Die Rahmenbedingungen für den Netzzugang (Entgeltsystematik, begründete Netzzugangsverweigerung, operative Ausgestaltung eines auf dem Netz basierenden Wasserstoffmarktes) müssen bereits von Beginn an deutschlandweit einheitlich ausgestaltet werden, um zu verhindern, dass es – bei dem zu erwartenden Anfang des Markthochlaufs in einzelnen lokalen Clustern – zur Ausprägung unterschiedlicher Regularien in Deutschland kommt, die im weiteren Verlauf einen Zusammenschluss zu größeren Märkten und letztlich einem deutschlandweiten H₂-Markt erschweren. Vor diesem Hintergrund sind auf individuellen Verhandlungslösungen basierende Ansätze nicht zielführend. Wesentliche Regularien müssen stattdessen regulatorisch vorgegeben werden. Ggf. können diese in einem Diskussionsforum unter breiter Einbeziehung der relevanten Marktakteure erarbeitet werden, in Anlehnung an Prozesse der Kooperationsvereinbarung Gas und unter der Moderation / Aufsicht des Regulierers / Gesetzgebers. Dadurch könnten die fachliche Expertise und die Anforderungen der Marktteilnehmer gebündelt berücksichtigt werden.

- Ein vorrangiger Netzzugang für bestimmte Kategorien („Farben“) des Wasserstoffs sollte nicht erfolgen. Die Netzinfrastruktur sollte ein level-playing-field für alle potenziellen Akteure bilden. Sofern politisch bestimmte Erzeugungstechnologien präferiert werden, könnte das über entsprechende Anreize auf den wettbewerblich organisierten Wertschöpfungsstufen der Erzeugung oder der Nachfrage erfolgen.
- Die Einhaltung der Entflechtungsregeln ist wichtig. Herstellung von H₂ ist kein natürlicher Monopolbereich, kann und sollte über den wettbewerblichen Markt geregelt werden. Fernleitungsnetzbetreiber sollten keine Anlagen zur Erzeugung von H₂ betreiben dürfen, da durch die damit verbundene vertikale Integration die Gefahr (bzw. zumindest der Anreiz) besteht, dass der Zugang zu Netzen für konkurrierende H₂-Erzeuger behindert werden könnte. Entsprechendes gilt für H₂-Speicher.
- Im Zusammenhang mit der Entgeltregulierung wäre insbesondere die Schaffung von Kostentransparenz ein erster wichtiger Schritt für eine Entgeltregulierung, die einerseits einen möglichen Entgeltmissbrauch verhindern kann und andererseits für die Netzbetreiber Anreize schafft, ein neues umfangreiches Netz aufzubauen. Eine 1:1-Übertragung der derzeitigen Anreizregulierung auf H₂-Netze scheint in der ersten Phase des Markthochlaufs nicht sinnvoll. Stattdessen dürfte in der Anfangsphase des Aufbaus der H₂-Infrastruktur (vor dem Hintergrund größerer Investitionsbedarfe) eher eine Cost-plus-Regulierung, ergänzt um Vergleichsinstrumente, sinnvoll zu sein. Eine Anreizregulierung allein auf Basis von Effizienzvergleichen macht wohl erst zu einem späteren Zeitpunkt Sinn, auch weil die Basis für einen Effizienzvergleich noch zu klein ist.
- Die vom BMWi vorgeschlagene Opt-In Regulierung für bestehende Netze ist ein gangbarer Weg, sofern diese Option zeitlich befristet ist, um Wettbewerb zu ermöglichen. Eine Opt-In-Regelung für neue, umzuwidmende Netze sieht EFET hingegen kritisch. Lediglich der diskriminierungsfreie Third-Party-Access sollte für alle Wasserstoffnetze (neue und Bestand) eingeführt werden.

3. Die Umwidmung bestehender Gasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff könnte die Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur reduzieren. Wie sollte eine solche Umwidmung aus Ihrer Sicht organisiert werden? Sehen Sie Alternativen zu einem Weiterbetrieb der Wasserstoffnetze durch die aktuellen Gasnetzbetreiber? Welche Konsequenzen ergeben sich aus Ihrer Einschätzung für die Gasnetzentgeltregulierung und die regulatorische Behandlung der Wasserstoffnetze?

- Grundsätzlich sollte die Kostentragung für den Aufbau des H₂-Netzes verursachungsgerecht erfolgen, d.h. von den an das H₂-Netz angeschlossenen Ein- und Auspeisern. Es sollten daher keine gemeinsamen Erlösobergrenzen des Gas- und eines reinen Wasserstoffnetzes geben. Die Kosten sollten vielmehr klar voneinander getrennt werden und Quersubventionierungen vermieden werden, sofern es nicht überzeugende Hinweise dafür gibt, dass eine partielle Beteiligung der Erdgaskunden an der Finanzierung des H₂-Netzes (speziell im Fall von Umwidmungen von Leitungsabschnitten) zu deutlich niedrigeren Kosten für die Gesellschaft führen würde. Um prohibitiv hohe Netzentgelte für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu vermeiden, sollten die zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erforderlichen Netzkosten aus nationalen oder europäischen

Haushaltsmitteln unterstützt werden. Solche staatlichen Zuschüsse müssten diskriminierungsfrei allen regulierten H₂-Netzen zur Verfügung stehen.

- Die Umwidmung von Gasleitungen sollte so erfolgen, dass die Liquidität im Gasmarkt keinen Schaden nimmt.

4. Die Produktion von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse ist ein zentraler Baustein der Wasserstoffstrategie. Welche Rolle spielt die aktuelle Regulierung von Strom- und Gasnetzen bei der Standortwahl von Elektrolyseanlagen? Sehen Sie Hindernisse für die Wahl des optimalen Standortes aus der Perspektive des gesamten Energiesystems? Wie sollte dieser Aspekt bei der regulatorischen Behandlung von Wasserstoffnetzen berücksichtigt werden? Sollten Übertragungsnetz- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Elektrolyseanlagen zu betreiben?

- Die Einhaltung der Entflechtungsregeln ist wichtig. Herstellung von H₂ ist kein natürlicher Monopolbereich, kann und sollte über den wettbewerblichen Markt geregelt werden. Fernleitungsnetzbetreiber sollten keine Anlagen zur Erzeugung von H₂ betreiben dürfen, da durch die damit verbundene vertikale Integration die Gefahr (bzw. zumindest der Anreiz) besteht, dass der Zugang zu Netzen für konkurrierende H₂-Erzeuger behindert werden könnte. Entsprechendes gilt für H₂-Speicher.
- Die Standortwahl bzgl. Elektrolyseanlagen und Wasserstoffsenken sollte dem Markt überlassen bleiben, der hier auch politisch-gesetzgeberische Anreize außerhalb des Netzbereichs berücksichtigen kann. Die Netzausbauplanung müsste dann die geplanten Projekte aufnehmen und berücksichtigen, sie sollte selbst aber keine zentrale oder dezentrale H₂-Erzeugung vorgeben. Bezüglich industrieller Abnahme können die entsprechenden heute existierenden industriellen Standorte herangezogen werden. Um effizienten Netzausbau über Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetze hinweg anzureizen, könnte dies in Verbindung mit einer übergeordneten Netzentgeltreform und entsprechen verursachungsgerechten Netzentgelten einhergehen. Konkrete explizite Allokationssignale sollten nicht in die Netzentgeltsystematik integriert werden. Damit würde die Standortentscheidung dem Markt überlassen bleiben und damit der individuellen Abwägung des einzelnen potenziellen H₂-Erzeugers, der zwischen Transport von Strom und Transport von H₂ entscheiden muss. Gerade im Industriebereich, wo bereits in der Markthochlaufphase große H₂-Bedarfe zu erwarten sind, dürfte die Lenkungswirkung von Allokationssignalen ohnehin sehr begrenzt sein. Hier könnten Allokationssignale sogar eine verbrauchsnahe H₂-Erzeugung behindern.

II. Wettbewerbsaufsicht in Stromerzeugung und -handel

5. Das Bundeskartellamt erstellt mindestens alle zwei Jahre einen Bericht zur Situation in der Stromerzeugung (Marktmachtbericht). Ist der erste Bericht, der im Dezember 2019 veröffentlicht wurde, aus Ihrer Sicht hilfreich, um einzuschätzen, ob einzelne Marktteilnehmer marktbeherrschend sind? Welche Aspekte der Methodik sind besonders zielführend, welche sollten überarbeitet werden?

- Das Bundeskartellamt hat am 28. Dezember 2020 bereits den Zweiten Marktmachtbericht veröffentlicht. Insofern beziehen sich die nachfolgenden Anmerkungen auch auf diesen

neuen Bericht. Grundsätzlich begrüßen wir, dass es solche Marktberichte gibt. Allerdings sehen wir Verbesserungsbedarf. Zukünftig sollte u.a. die Abgrenzung des Marktes verändert werden und die Datenbasis und Berechnungsmethodik für Stakeholder nachvollziehbar beschrieben sein.

- Die Berechnungsmethodik und die Datenbasis des Bundeskartellamtes werden nur unvollständig dokumentiert und sind nicht replizierbar bzw. nachvollziehbar: Das Bundeskartellamt greift auf die EIN-Daten der Netzbetreiber zurück, die Marktteilnehmern nicht zur Verfügung stehen. Zudem wird im Marktmachtbericht nicht dokumentiert, wie diese Daten verarbeitet und ergänzt wurden. Die Unternehmen sind daher nicht in der Lage, auf Basis der vom Bundeskartellamt angewandten Methodik selbst einzuschätzen, ob sie eine marktbeherrschende Stellung inne haben. Dies wird insbesondere bei der Bestimmung der gesamten Angebotsmenge (d.h. der (viertel-)stündlichen Verfügbarkeit der Kraftwerke) deutlich, die aus öffentlich zugänglichen Quellen nicht ermittelt werden kann. Unklar ist etwa, wie angebotsseitig Kraftwerke berücksichtigt wurden, die neben Bahnstrom und Eigenerzeugung auch ins öffentliche Netz einspeisten. Gleiches gilt für potenziell verfügbare Kraftwerke, die aus anderen Gründen nicht als verfügbar gemeldet wurden, aber kurzfristig verfügbar gemacht werden könnten, wenn es entsprechende Preissignale im Markt gibt. Auf Nachfrageseite bleibt etwa unklar, wie die Korrektur der Residualnachfrage um Bahnstrom und Eigenerzeugung erfolgt. Im Ergebnis verfehlt der Bericht damit eines seiner wesentlichen Ziele, nämlich die Unternehmen bei der Selbsteinschätzung ihrer Marktposition zu unterstützen.
- Das Bundeskartellamt ändert ad-hoc sein Vorgehen bei zentralen Eingangsgrößen: Die Methodik zur Bestimmung des ausländischen Wettbewerbspotenzials wurde mit der Veröffentlichung des Leitfadens Missbrauchsaufsicht (September 2019), dem Ersten Marktmachtbericht (Dezember 2019) und dem Zweiten Marktmachtbericht (Dezember 2020) jedes Mal angepasst. Dies schafft keinerlei Rechtssicherheit für die Unternehmen.
- Das Vorgehen des Bundeskartellamtes unterschätzt den potenziellen Wettbewerbsdruck auf deutsche Stromerzeugungsunternehmen erheblich, denn die beobachteten Nettoimporte beruhen auf einem kompetitiven, von niedrigen inländischen Stromgroßhandelspreisen geprägten Markt. Im Falle eines unterstellten, hypothetischen Marktmachtmissbrauchs in Deutschland stiegen die Preise in Deutschland erheblich und damit zugleich der Anreiz zu Stromimporten aus den benachbarten Strommärkten. Wichtige Eingangsgrößen in der Pivotalanalyse sollten so gewählt werden, dass sie den potenziellen Wettbewerbsdruck in einer hypothetischen Knappheitssituation widerspiegeln, und nicht ein historisches Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb. Daher sollten die tatsächlich verfügbaren Stromimportkapazitäten in voller Höhe unabhängig von ihrer tatsächlichen Nutzung (2020: >20 GW) für die Ermittlung des ausländischen Wettbewerbspotenzials berücksichtigt werden.
- Des Weiteren liegen die vom Bundeskartellamt im Zweiten Marktmachtbericht herangezogenen Importwerte auch deutlich unterhalb des errechneten Imports im Bericht des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWFi) zur Versorgungssicherheit: Dort errechneten die Gutachter mit Hilfe eines europäischen Strommarktmodells einen Import von bis zu 20 GW und halten dies auch für möglich. Damit rechtfertigt das BMWFi u.a., dass keine zusätzlichen Anreize für neue gesicherte Leistung in Form eines Kapazitätsmarktes notwendig sind.

6. Das Bundeskartellamt erwägt, den zweiten Bericht noch vor Ablauf von zwei Jahren zu veröffentlichen, da der Atomausstieg zu einer Verstärkung der Marktposition einzelner Unternehmen führen könnte. Wie beurteilen Sie die aktuelle und die zukünftige Wettbewerbssituation? Welche Rolle spielen erneuerbare Energien in Bezug auf die aktuellen und die zukünftigen Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie?

- Wir gehen nicht davon aus, dass der Atomausstieg zu einer Verstärkung der Marktposition einzelner Unternehmen führen wird – ganz im Gegenteil: bisher zentral erzeugte konventionelle Erzeugungsmengen werden durch dezentrale erneuerbare Energien ersetzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet ebenso voran wie die fortschreitende Kopplung des deutschen Stromgroßhandels mit den Großhandelsmärkten in unseren Nachbarstaaten. Die Erneuerbaren übernehmen einen immer größeren Anteil der Energieerzeugung und der Deckung der Nachfrage. Die Anlagen werden immer leistungsfähiger und liefern inzwischen auch bei schwachem Wind oder nur wenig Sonneneinstrahlung in einem zunehmenden Umfang Energie. Zudem stehen in unseren Nachbarstaaten zahlreiche Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, deren Betreiber bei entsprechenden Preissignalen Strom nach Deutschland exportieren würden, so dass die Preissetzungsspielräume für Anlagenbetreiber in Deutschland stark eingeschränkt sind.
- Erneuerbar und herkömmlich produzierter Strom sollte gemeinsam betrachtet werden. Erneuerbare Energien, die nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, sind ein essentieller Bestandteil des Erstabatzmarkts für Strom. EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein und demselben Großhandelsmarkt.
- Zudem hat sich die Förderung und Vermarktung von Erneuerbaren seit der Sektoruntersuchung 2011 maßgeblich geändert. In Folge dessen reagieren auch Erneuerbare auf Preissignale: kurzfristig aufgrund der 6 (bzw. 4)-Stunden-Regel; langfristig aufgrund der Tatsache, dass die meiste erneuerbare Erzeugung in Ausschreibungen oder sogar direkt durch PPAs finanziert wird, in denen der am Großhandelsmarkt erzielbare Erlös durchaus eine Rolle spielt.
- Die vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale von Erneuerbaren Energien ist kein hinreichendes Indiz dafür, dass EEG-Strom nicht Teil des Erstabatzmarktes ist. Man könnte daraus allenfalls schließen, dass die konventionelle Stromerzeugung nicht Teil eines (hypothetischen) Marktes für Erneuerbare Energien ist. Geringe Grenzkosten sind zudem kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Dies gilt auch für konventionelle Anlagen, z.B. wärmegeführte KWK-Anlagen und Kernkraftwerke. Würde man diesen Gedanken weiterführen, würden letztendlich alle Kraftwerke mit vergleichbaren Grenzkosten in jeweils separaten Produktmärkten agieren.
- Aus diesen Gründen ist nachvollziehbar, dass auch die Europäische Kommission nicht zwischen separaten Produktmärkten für erneuerbare und konventionelle Energien unterscheidet.

7. Die Bundesnetzagentur beobachtet einen Anstieg der jährlichen Anzahl an Verdachtsfällen für einen Verstoß gegen die Bestimmungen der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Wie beurteilen Sie die Entwicklung im Energiegroßhandel in Bezug auf

das Auftreten von Insiderhandel und Marktmanipulation? Werden Verstöße gegen die entsprechenden Vorgaben der REMIT durch die Markttransparenzstelle Ihrer Einschätzung nach in angemessenem Umfang untersucht und geahndet?

- Grundsätzlich haben die Marktteilnehmer großes Interesse an einem funktionierenden Markt. Der Anstieg der Verdachtsfälle allein gibt hier noch kein wirklich belastbares Bild ab, auch weil gleichzeitig die Anzahl der tatsächlichen Verstöße nicht massiv gestiegen sind. Vielmehr zeigt es zunächst, dass die zuständigen Behörden die vorliegenden Daten verstärkt analysieren. Gleichzeitig könnte dieser Anstieg der Anzahl an Verdachtsfällen und Untersuchungen mit einer gestiegenen Unsicherheit der Marktteilnehmer einhergehen. Es besteht beispielsweise die Gefahr, dass Marktteilnehmer Preisspitzen vermeiden und von kommerziell richtigen Entscheidungen Abstand nehmen, um sich möglichst nicht dem Risiko behördlicher Untersuchungen auszusetzen. Hier könnten von den Behörden als zulässig anerkannte Marktpraktiken („Accepted Market Practices“) zu wesentlichen relevanten Themen im gesamtwirtschaftlichen Interesse eine verlässliche Grundlage für kommerziell richtige Entscheidungen schaffen und Marktteilnehmern Sicherheit geben, wirtschaftlich optimal zu agieren. Solche „Accepted Market Practices“ könnten sich beispielsweise an etablierten Börsenregularien orientieren.
- Für Marktteilnehmer wäre es ebenso wichtig, dass die Ergebnisse und insbesondere die Begründungen der Markttransparenzstelle bei tatsächlichen Verstößen so transparent wie möglich kommuniziert werden.

III. Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

IV. Wettbewerb unter den in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg agierenden Strombörsen

14. Auf Grundlage der VO (EU) 2015/1222 (CACM-VO) hat die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) beschlossen, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ab 15 Uhr des Vortages Kapazitäten für den folgenden Tag an den Grenzkuppelstellen zum grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen müssen (Decision No 04/2018). Inwieweit ist es für ÜNBs realistisch, diese Frist einzuhalten? Aus welchen Gründen kann es zu Verzögerungen kommen? Wann stehen die Kapazitäten für gewöhnlich zum grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung? Wie wirkt sich eine verzögerte Bereitstellung auf den Intraday-Markt auf den in Deutschland aktiven nominierten Strommarktbetreibern (NEMO) aus? Wie wirkt sich eine verzögerte Bereitstellung auf den Wettbewerb zwischen den in Deutschland aktiven NEMOs, die im Intraday-Markt tätig sind, aus?

- In welchem Zeitraum es für ÜNBs realistisch ist, die grenzüberschreitenden Kapazitäten verfügbar zu machen und welche Gründe dies verhindern könnten, können wir nicht abschließend bewerten. Im Normalfall stehen die grenzüberschreitenden Kapazitäten der ÜNBs ab circa 22 Uhr am Vortag zur Verfügung, an einzelnen Grenzen auch schon um 18

Uhr. Der Grund für die Abweichung von ACERs Beschluss könnte darin liegen, dass in der Gebotszone Deutschland/ Luxemburg aufgrund der Präsenz mehrerer ÜNBs erhöhter Koordinierungsbedarf besteht. Dies darf unseres Erachtens aber nicht als Rechtfertigung dafür dienen, rechtliche Verpflichtungen nicht umzusetzen.

- Grundsätzlich muss es aus unserer Sicht Ziel sein, dass diese Kapazitäten früher zur Verfügung gestellt werden; diese hätte eine positive Wirkung auf den Handel. Denn eine verzögerte Bereitstellung der Grenzkuppelkapazitäten bedeutet, dass der Zeitraum des rein gebotszoneninternen Handels verlängert wird. Die Liquidität teilt sich dann also zwischen den verschiedenen Strombörsen auf.
- Den aktuell geltenden Regelungen folgend werden die Orderbücher der Strombörsen im Intradayzeitraum nur im Rahmen des kontinuierlichen grenzüberschreitenden Handels offengelegt. Außerhalb dieser Zeiträume, während des gebotszoneninternen Handels (vor dem Beginn des kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intradayhandels (vor 22 beziehungsweise 18 Uhr) und in den letzten 60 Minuten vor Lieferung), müssen die Orderbücher der zugelassenen NEMOS weder grenzüberschreitend, noch innerhalb der Gebotszone geteilt werden. Diese Situation führt zu einer Aufspaltung der Handelsliquidität zwischen den verschiedenen Strombörsen und macht es aus der Perspektive der Marktteilnehmer ggf. unattraktiv in den Zeiträumen des gebotszoneninternen Handels auf einer weniger liquiden Börse zu handeln; da ein zweiter Zugang mit entsprechenden Kosten verbunden ist.. Im Übrigen kann es selbst während des kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intradayhandels aufgrund technischer Fehler zur „Entkopplung“ kommen. Das mit der daraus resultierenden geringeren Liquidität verbundene Risiko hemmt also den Wettbewerb zwischen den Strombörsen.
- Das Ziel sollte sein, wenn die Orderbücher auch in den Zeiträumen des gebotszoneninternen Handels, insbesondere im Falle der Entkopplung oder während der letzten 60 Minuten vor Lieferung innerhalb der Gebotszone geteilt würden. Damit wäre das mit der „Entkopplung“ oder dem gebotszoneninternen Handel verbundene Liquiditätsrisiko deutlich geringer, denn egal auf welcher Strombörse man agiert stünde Marktteilnehmern immer noch zumindest die volle Liquidität des deutschen Intradaymarkts zur Verfügung. Somit könnte sich ein effektiverer Wettbewerb zwischen den Börsen entfalten von dem zunächst deren Mitglieder, letzten Endes aber auch der Endverbraucher profitieren würden.
- Die derzeitige Situation ist ein Ergebnis der Tatsache, dass die Marktkopplung dem EU-Recht entspringt, welches die rein nationale Frage des Teilens der Orderbücher für den gebotszoneninternen Handel nicht regelt. Diese Regelungslücke sollte von der deutschen Politik geschlossen werden, indem man die Strombörsen verpflichtet, ihre Orderbücher auch für den gebotszoneninternen Handel zu teilen.

15. Auf Grundlage der CACM-VO hat ACER beschlossen, dass ÜNBs Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zum grenzüberschreitenden Handel bis 60 Minuten vor Lieferbeginn bereitstellen müssen. Wie wirkt sich diese Regelung auf den fortlaufenden innerdeutschen Intraday-Markt in den 60 Minuten vor Lieferbeginn aus? Wie würde sich eine Verlängerung der Handelszeit bis kurz vor Lieferbeginn auf den Handel an den in Deutschland agierenden NEMOs und/oder auf den Wettbewerb unter den in Deutschland agierenden NEMOs, die Intraday-Handel betreiben, auswirken?

- Nach heutigem Stand geht das Teilen der Orderbücher durch die Strombörsen nur mit ihrer grenzüberschreitenden Koppelung einher und ist im gebotszoneninternen Handel nicht vorgesehen. Wenn die grenzüberschreitende Koppelung also durch die ÜNBs 60 Minuten vor Lieferung beendet wird, bedeutet das, dass die Strombörsen auch innerhalb der Gebotszone ab diesem Zeitpunkt ihre Orderbücher nicht mehr teilen müssen.
- Daraus ergeben sich zwei Effekte auf den fortlaufenden gebotszoneninternen Intradaymarkt: erstens ist das Ergebnis weniger effizient, weil eine grenz- oder börsenüberschreitende Optimierung nicht mehr stattfindet. Potenziell vorteilhaftere Geschäfte kommen dann also nicht mehr zustande und das Preisniveau zwischen den Gebotszonen und selbst zwischen den Strombörsen innerhalb der Gebotszonen divergiert. Zweitens ist die verbleibende Liquidität reduziert und auf die verschiedenen Börsen aufgeteilt. In Summe bedeutet das, dass die effiziente Vermarktung kurzfristiger Flexibilitäten behindert, und damit die Integration erneuerbarer Energiequellen in den Markt behindert werden.
- Eine Verlängerung der grenzüberschreitenden Handelszeit bis kurz vor Lieferbeginn würde diese Effekte reduzieren, weil der Zeitraum des rein gebotszoneninternen Handels kürzer würde. Noch besser wäre es, wie in unserer Antwort auf Frage 14 ausgeführt, zusätzlich die Strombörsen zu verpflichten, ihre Orderbücher auch während des gebotszoneninternen Handels zu teilen. Beide Maßnahmen würden zu einem effektiveren Wettbewerb zwischen den Strombörsen führen.

16. Gemäß Artikel 59 (5) der CACM-VO müssen Strombörsen ihre Auftragsbücher während des grenzüberschreitenden Handels offenlegen. Inwieweit ist die Offenlegung der Auftragsbücher für einen funktionierenden Wettbewerb unter den Strombörsen relevant? Was spricht für bzw. gegen eine kontinuierliche Offenlegung der Auftragsbücher auch während des gebotszoneninternen Handels (d.h. auch nach Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes) aller am deutschen Stromhandel beteiligten Börsen?

- Grundsätzlich wird Wettbewerb zwischen verschiedenen Börsen durch eine Vielzahl von Indikatoren wie Preisstruktur; Servicequalität, etc ausgelöst.
- Aus EFET Sicht ist es wichtig, dass das Wettbewerbsprinzip in allen europäischen Märkten Vorrang hat; so gibt es in einigen Mitgliedstaaten weiterhin keine Zulassung weiterer NEMOS. Das Prinzip der Reziprozität muss unbedingt gewahrt werden.
- Wie bereits in der Antwort auf Frage 14 ausgeführt, wäre auch das Teilen der Orderbücher während des gebotszoneninternen Handels für den funktionierenden Wettbewerb zwischen Strombörsen essenziell. Ohne geteilte Orderbücher besteht die Gefahr, dass sich langfristig die gesamte Liquidität auf einer Strombörse sammeln und somit eine monopolähnliche Struktur entstehen würde.
- Folgende Gründe sprechen für das kontinuierliche Teilen der Auftragsbücher auch während des gebotszoneninternen Handels:
 - Die aus der Gate Closure des grenzüberschreitenden Handels resultierenden Effekte, sowie die Auswirkungen einer Entkopplung aus technischen Gründen werden für Marktteilnehmer reduziert, egal auf welcher Strombörse sie agieren.
 - Dies ist eine Vorbedingung für effektiven Wettbewerb zwischen den Strombörsen.
 - Aus diesem Wettbewerb resultieren letzten Endes Vorteile für Händler und Verbraucher.

- Der Zugang zum deutschen Markt wird ausländischen und kleinen Marktteilnehmern vereinfacht.
- Ergebnis sind effizientere und liquidere Kurzfristmärkte, insbesondere kurz vor Lieferung.

17. Bei Übermittlungsproblemen der Day-Ahead-Aufträge an die gemeinsame Day-Ahead-Auktion bis 12 Uhr des Vortags kann ein einzelner NEMO in der Gebotszone DE/LUX vom Single Day Ahead Coupling (SDAC) entkoppelt werden, sollten diese Probleme nicht zeitnah gelöst werden können. Was für Probleme entstehen durch die Entkopplung eines NEMOs für die Preisfindung am deutschen Strommarkt? Unterscheiden sich die Probleme je nachdem welcher der in Deutschland aktiven NEMOs entkoppelt wird? Inwieweit beeinträchtigt diese Entkopplung die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen in Deutschland aktiven NEMOs? Wie wirkt sich die Entkopplung auf die Geschäfte der Börsenteilnehmer und die Wahl, an welcher Strombörse sie handeln, aus?

Die Entkopplung während der Day-Ahead-Auktion führt zu ähnlichen Effekten wie die Entkopplung des kontinuierlichen Intradayhandels: Ineffizienzen in der Preisfindung und eine Verringerung der Liquidität. Die Effekte sind natürlich gravierender, je weniger liquide die betroffene Strombörse ist. Das Risiko der Entkopplung macht das Handeln auf der weniger liquiden Strombörse aus der Perspektive der Händler unattraktiver (siehe unsere Antwort auf Frage 14) und stellt damit ein Hemmnis im Wettbewerb zwischen Strombörsen dar.

18. In einer Stellungnahme vom 17. Juni 2020 haben die nationalen Regulierungsbehörden alle NEMOs einer Gebotszone aufgefordert, innerhalb von drei Monaten einen gemeinsamen Vorschlag für die Veröffentlichung anonymisierter aggregierter Marktdaten zu machen. Wie wirken sich solche aggregierten Marktdaten auf Markttransparenz oder Wettbewerb unter Strombörsen aus? Wie schätzen Sie daraus entstehende, eventuelle wettbewerbliche Vorteile bzw. Nachteile bei Entkopplung eines NEMOs für den NEMO bzw. für die anderen NEMOs ein? Sehen Sie technische, zeitliche oder andere Hürden in der Umsetzung des Vorschlags?

Solche aggregierten Marktdaten führen zu verlässlicheren Informationen, die Angebot und Nachfrage in der gesamten Gebotszone, nicht nur an einer Strombörse widerspiegeln. Dies dient dem Wettbewerb im Strommarkt, aber auch dem Wettbewerb zwischen Strombörsen, da eine Benachteiligung der weniger liquiden Börse abgestellt wird. Für die liquidere Börse geht aber andererseits natürlich ein Wettbewerbsvorteil verloren. Rein technisch sollte dieser Schritt problemlos umsetzbar sein. Es ist bedauerlich, dass diese Daten entgegen der Forderung der Regulierungsbehörden, dies ab Ende 2020 zu tun, immernoch nicht veröffentlicht werden. Dieser Forderung sollte spätestens mit der Implementierung der neuen Version des Day-Ahead Algorithmus („Euphemia“) im zweiten Quartal dieses Jahres nachgekommen werden.

19. Gibt es außerhalb der angesprochenen Themen noch weitere Aspekte im Day-Ahead- oder Intraday Stromhandel an Strombörsen, die zu wettbewerblichen Problemen zwischen Strombörsen führen? Gibt es andere Markteigenschaften oder-gegebenheiten, auf die Sie aufmerksam machen möchten?

Immer wieder werden in der öffentlichen Diskussion zusätzliche Intraday-Auktionen ins Spiel gebracht. Diese würden nach unserem Verständnis den kontinuierlichen Handel für einen kurzen Zeitraum anhalten. Dies würde sich zwar nicht auf den Wettbewerb zwischen Strombörsen auswirken, aber zu unnötigen Verzerrungen des kontinuierlichen Intradayhandels führen. Der kontinuierliche Intradayhandel in Deutschland ist von großer Liquidität geprägt und damit ein Erfolgsmodell. Die Einführung zusätzlicher Intraday-Auktionen und die damit verbundene Aussetzung des kontinuierlichen Intradayhandels bergen die Gefahr, diesen Erfolg rückgängig zu machen. Dies würde sich negativ auf Liquidität, Markteffizienz und die Integration erneuerbarer Energiequellen in den Strommarkt auswirken.

Für Rückfragen zu unserer Stellungnahme und den darin vertretenen Positionen stehen wir gerne jederzeit zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

b.lempp@efet.org