

Stellungnahme der EEX zu den BMWK-Konsultationen zum Kraft- werkssicherheitsgesetz (KWSG)

Leipzig, Berlin: 18. Oktober 2024

EEX Lobbyregister-Nummer:
R001053

Vorbemerkung

Diese Stellungnahme ist die Antwort auf die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführten Konsultationen zu dem geplanten Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG). Es handelt sich um zwei Konsultationsdokumente – zu „*Neue[n] Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom*“ (Säule 1) und zu „*Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit*“ (Säule 2). Die Konsultationen sind Bestandteil der EU-beihilferechtlichen Notifizierung gemäß der EU-Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen.

Die Konsultationen erfolgen im Rahmen von Online-Fragebögen. Entsprechend orientiert sich die Stellungnahme an den Vorgaben und der Struktur dieser Fragebögen. Die Beantwortung der Konsultationsfragen durch die EEX erfolgt insbesondere vor dem Hintergrund, welche Auswirkungen die geplanten gezielten Kraftwerksförderungen auf den Strommarkt haben können. Daher werden nur ausgewählte relevante Fragen beantwortet.

Executive Summary

Insgesamt bestehen **erhebliche Zweifel an der Beihilfefähigkeit** der geplanten Maßnahmen. So sind bereits die von der Bundesregierung zu Grunde gelegten Annahmen zum zukünftigen Stromverbrauch fraglich. Zudem wird nicht ausreichend ersichtlich, welches Marktversagen beseitigt werden soll und, ob mildere Maßnahmen unternommen wurden, um ein Marktversagen zu beseitigen. Es werden keine belastbaren Aussagen zu alternativen Instrumenten, wie Marktformen, getroffen. Letztlich ist mit den vorgesehenen technologiespezifischen Ausschreibungen grundsätzlich ein hohes Risiko für Pfadabhängigkeiten und Lock-In Effekte verbunden – vor allem im Zusammenhang mit einem hohen Grad an (Import-)Abhängigkeit von Gas und perspektivisch von Wasserstoff.

Angesichts fehlender Erfahrungen mit der Kraftwerkstechnik von mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerken sowie der Unsicherheiten über die Entwicklung des Wasserstoffmarktes sollte – im Sinne eines „ersten Schritts“ – zunächst eine Erprobung der Technologie im Rahmen von **Demonstrationsprojekten für Wasserstoff-Sprinterkraftwerke** erfolgen. Dafür ist die vorgesehene Ausschreibung von 0,5 GW für Wasserstoff-Sprinterkraftwerke ausreichend. Ein darüberhinausgehender Zubau sollte in Abhängigkeit sowohl der erfolgreichen technologischen Erprobung als auch der erforderlichen Entwicklung des Wasserstoffmarktes erfolgen.

Besonders kritisch zu sehen ist die Ausgestaltung des Förderdesigns für die insgesamt 7 GW wasserstofffähige Gaskraftwerke aufgrund der vorgesehenen **OPEX-Komponente**. Alle damit verbundenen Regelungen führen zu Marktverzerrungen am Strommarkt. Im Ergebnis führt die OPEX-Komponente zu einem **Eingriff in die Merit Order des Strommarkts zu Lasten anderer Erzeugungs- oder Flexibilitätsoptionen**. Konkret betrifft das insbesondere Speicher und Lastflexibilität, die damit aus dem Strommarkt „gedrängt“ werden.

Da Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Stromsystem gebraucht werden, sie sich aber durch Marktverzerrung nicht mehr im Strommarkt finanzieren können, entsteht zusätzlicher Förderbedarf für diese Technologien (Slippery Slope). Das heißt, es kommt zu der perversen Situation, dass all die Technologien, die ohne Förderung auskommen würden und ebenso in der Lage wären Versorgungssicherheit zu gewährleisten, durch die gezielte Förderung anderer Technologien zwangsläufig ebenso in die Förderung gedrängt werden. Es kommt zu einem unabwendbaren **Teufelskreis umfassender staatlicher Steuerung und Subventionierung**.

Die Konsultationsdokumente zeigen eindrücklich, dass die geplanten Kraftwerksförderungen ein **umfangreiches Regelungsinstrumentarium mit vielen administrativ festzulegenden Stellschrauben** nötig machen. Die Anwendung von z.B. Brennstoff-CfDs, Mindestauslösepreisen, Höchstpreisen, Backstop-Regelungen und Clawback-Mechanismen ist aus grundsätzlichen marktlichen Erwägungen kritisch zu sehen. Erstens bergen derlei regulatorische Vorgaben das Risiko, als implizite Preisgrenzen im Strommarkt zu wirken. Zweitens stellen sie einen **Schritt in Richtung einer Cost-Plus-Regulierung** dar. Das bedeutet eine administrative Festlegung von Erlösen anstatt durch Allokations- und Erkundungsprozesse des Marktes. Das wäre eine **Abkehr vom wettbewerblichen Strommarkt**.

1. Konsultation zu Ausschreibungen für wasserstofffähige Gas-kraftwerke und Langzeitspeicher für Strom (Säule 1 KWSG)

Frage 1: Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Es bestehen erhebliche Zweifel an der Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen, insbesondere aus folgenden Gründen:

- Hinsichtlich der Erforderlichkeit der Beihilfe sind die Annahmen der Bundesregierung zum zukünftigen Stromverbrauch (680-750 TWh in 2030) fraglich. Der tatsächliche Stromverbrauch hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich reduziert und liegt aktuell bei 525 TWh pro Jahr (2023). Eine Steigerung in der Größenordnung von 30% bis 50% innerhalb von fünf Jahren erscheint realitätsfern (<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>).
- Hinsichtlich der Erforderlichkeit der Beihilfe wird nicht dargelegt, welches Marktversagen mit der Beihilfe beseitigt werden soll. Es wird auch nicht dargelegt, ob bereits alle anderen Maßnahmen ergriffen wurden, um Marktversagen zu beseitigen (vgl. Vorgaben Randnummern 35 und 36, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen).
- Hinsichtlich der Geeignetheit gegenüber anderen Instrumenten kann davon ausgegangen werden, dass im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) höhere Dekarbonisierungspotenziale gegenüber einer reinen Strom-basierten Maßnahme bestehen. Die Gründe dafür sind der weitaus höhere Dekarbonisierungsbedarf im Wärmebereich und die höhere Effizienz von KWK-Technologien (KWK-Wirkungsgrade 90% thermisch und 60% elektrisch, rein elektrischer Wirkungsgrad bei Wasserstoffturbine vergleichbar mit Gasturbine ~40%).
- Mit technologiespezifischen Ausschreibungen ist grundsätzlich ein hohes Risiko für Pfadabhängigkeiten und damit Lock-In Effekte verbunden.

Im Ergebnis sehen wir eine Beihilfefähigkeit lediglich im Rahmen von Demonstrationsvorhaben (Randnummer 96 b, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen) – und damit für die Ausschreibungen für 0,5 GW Wasserstoffsprinterkraftwerke und 0,5 GW Langzeitstromspeicher – als gegeben an.

Frage 2: Stimmen Sie zu, dass Wasserstoff langfristig eine nachhaltige, sichere und kosteneffiziente Langzeitspeicher-Technologie ist, die den Kraftwerkspark dekarbonisieren kann?

Nach derzeitigem Kenntnisstand kann mit ausreichender Sicherheit lediglich davon ausgegangen werden, dass Wasserstoff eine nachhaltige Technologie ist. Die Frage, ob Wasserstoff auch eine sichere und kosteneffiziente Technologie ist, kann dagegen heute noch nicht ausreichend sicher beantwortet werden bzw. bestehen Stand heute Risiken, dass diese Entwicklung rechtzeitig in Bezug auf den Einsatz von Wasserstoff als Kraftwerksbrennstoff eintritt.

Die Risiken hinsichtlich der sicheren Verfügbarkeit betreffen zum einen die Verfügbarkeit der nötigen Infrastruktur (Produktion, Import, Transport, Speicherung) sowie der nötigen Brennstoffmengen, und zum anderen den sicheren Betrieb sowohl der Technologie (Kraftwerk) als auch der vorgelagerten Infrastruktur. Stand heute bestehen vor allem Strategien und Pläne zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und Infrastruktur. Die Umsetzung hat zwar in vielen Bereichen bereits begonnen, steht aber noch am Anfang.

Aufgrund der Unsicherheit über den zeitlichen Verlauf beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft besteht eine hohe Pfadabhängigkeit. Diese Pfadabhängigkeit birgt nicht nur Risiken hinsichtlich der Erreichung der Dekarbonisierungsziele und des Beitrags zur Versorgungssicherheit, sondern auch erhebliche finanzielle Risiken. Der Grund dafür ist, dass Wasserstoffkraftwerke die höchsten Stromgestehungskosten (LCOE) im Vergleich zu allen anderen Stromerzeugungstechnologien aufweisen. Das Fraunhofer ISE geht in seiner jüngsten Untersuchung zu LCOE von einer Größenordnung im Bereich von 300 bis 500 Euro je MWh für H2-Kraftwerke aus (EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf).

Während das Risiko der Pfadabhängigkeit im Rahmen der vorgelegten Maßnahmen des Konsultationsdokumentes besteht und im Rahmen der Kraftwerkstrategie eine einseitige Festlegung auf den Energieträger Wasserstoff vermieden werden sollte, stellt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft insgesamt ein unterstützenswertes Ziel dar. Wasserstoff wird, als einer unter weiteren dekarbonisierten Energieträgern, eine Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen, insbesondere zur Substitution von Erdgas als Primärenergieträger in der Grundstoffindustrie und weiteren industriellen Produktionsprozessen.

Frage 3: Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstoffarten beschränkt werden sollte?

Ein stringenter Regelungsrahmen für die Anwendung von Wasserstoff und damit ein Gleichlauf mit der nationalen Wasserstoffstrategie ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte eine zu große Eingenung der technologischen Möglichkeiten vermieden werden, um die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen und die Kosten zu reduzieren. Dazu gehört insbesondere auch die Einbeziehung von blauem Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten.

Frage 5: Wie bewerten Sie die unter Abschnitt B. „Ausschreibung und Förderdesign“ skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen?

Die Ausgestaltung des Förderdesigns für die insgesamt 7 GW wasserstofffähige Gaskraftwerke ist aufgrund der vorgesehenen OPEX-Komponente kritisch zu sehen. Alle damit verbundenen Regelungen – Brennstoff-Differenzvertrag, Vollaststundenzahl von 800h und Mindesterzeugungsanforderung von 200h – führen zu Marktverzerrungen am Strommarkt. Im Ergebnis führt die OPEX-Komponente zu einem Eingriff in die Merit Order des Strommarkts zu Lasten von Erzeugungs- oder Flexibilitätsoptionen (insbesondere Speicher) mit Grenzkosten bzw. Opportunitätskosten, die zwischen dem subventionierten Niveau (vergleichbar Niveau Erdgasverstromung) und dem unsubventionierten Niveau liegen. Konkret betrifft das insbesondere Speicher und Lastflexibilität, die damit aus der Merit Order „gedrängt“ werden (Crowding Out). In der Folge ist die Wirtschaftlichkeit dieser – ebenfalls dekarbonisierten – Technologien in Frage gestellt. Da diese Flexibilitätsoptionen aber gleichzeitig im Stromsystem gebraucht werden, sie sich aber durch Marktverzerrung nicht mehr im Strommarkt finanzieren können, entsteht zusätzlicher Förderbedarf für diese Technologien (Slippery Slope).

Frage 9: Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch die gezielte Förderung neuer Kraftwerke ein?

Es besteht ein hohes Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten – nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch im Kontext des europäischen Strombinnenmarkts. Wenn, wie hier bei den vorgeschlagenen Ausschreibungen, politische Festlegungen über einzelne Technologien auf Basis von unsicheren Annahmen getroffen werden, hat das Auswirkungen auf alle anderen Technologien in diesen Märkten. Die unmittelbaren Folgen sind wirtschaftliche Benachteiligung anderer Technologien (insb. Speicher oder Erneuerbare Energien, die sich ohne Förderung finanzieren müssen), Marktmachtprobleme und höhere Kosten. Hinzu kommen die marktverzerrenden Wirkungen durch einzelne Elemente der gezielten Förderung wie insbesondere die vorgesehene OPEX-Förderung im Rahmen von Brennstoff-CfDs (siehe auch Antwort auf Frage 5) sowie Vorgaben zur Mindesterzeugung (siehe auch Antwort zu Frage 15).

Frage 10: Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern?

Ein sachgerechter Grund ist das Testen und Erfahrung sammeln beim Einsatz neuer Technologien. Das sollte in begrenztem Rahmen von beihilfefähigen Demonstrationsvorhaben erfolgen. In diesem Sinne halten wir die 0,5 GW für Wasserstoffsprinterkraftwerke und die 0,5 GW für Langzeitstromspeicher für sinnvoll und gerechtfertigt.

Frage 12: Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktprämiens-Modell). Als alternatives Modell wurde eine Investitionskostenförderung (mit einem Brennstoff-CfD) dargestellt. Wie bewerten Sie die beiden Modelle:

a. um die Kosten der Förderung auf das notwendige Minimum zu reduzieren?

Das Vergütungsmodell mit Pauschalzahlung und Marktpremie erscheint als besser geeignet, um die Kosten der Förderung auf das notwendige Minimum zu reduzieren. Der Grund dafür ist – wie auch im Konsultationsdokument unter Randnummer 86 dargelegt – dass die Entwicklung des Wasserstoffmarktes unsicher ist. Durch das Modell mit Pauschalzahlung und Marktpremie entstehen individuelle Anreize auf Seiten der Marktakteure für eigene langfristige Lieferverträge oder eigene Wasserstofferzeugung, was einen dezentralen Wasserstoffhochlauf unterstützt. Demgegenüber könnte das alternative Vergütungsmodell mit OPEX-Förderung (Brennstoff-CfD) zu einer sehr hohen Förderung – theoretisch sogar unbegrenzt – führen. Zudem setzt dieses Modell eher auf einen zentralen Wasserstoffhochlauf, bei dem die Risiken und Kosten in hohem Maße staatlich getragen werden.

b. um den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten so wenig wie möglich zu beeinträchtigen und um das Ziel der Maßnahme, Strom aus fossilen Kraftwerken aus der Merit-Order zu verdrängen, zu erreichen (bitte differenzieren Sie zwischen den verschiedenen Märkten wie Intraday, Day-ahead etc.)?

Das Vergütungsmodell mit Pauschalzahlung und Marktpremie erscheint als besser geeignet, um den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten so wenig wie möglich zu beeinträchtigen. Demgegenüber führt das alternative Vergütungsmodell mit OPEX-Förderung (Brennstoff-CfD) zu Marktverzerrungen. D.h., die OPEX-Komponente führt zu einem Eingriff in die Merit Order des Strommarkts zu Lasten von Erzeugungs- oder Flexibilitätsoptionen mit Grenzkosten bzw. Opportunitätskosten, die zwischen dem subventionierten Niveau (vergleichbar Niveau Erdgasverstromung) und dem unsubventionierten Niveau liegen. Konkret betrifft das insbesondere Speicher und Lastflexibilität, die damit aus der Merit Order „gedrängt“ werden. In der Folge ist die Wirtschaftlichkeit dieser – ebenfalls dekarbonisierten – Technologien in Frage gestellt.

c. mit Blick auf die Systemeffizienz, um die Ziele der Maßnahmen zu erreichen?

Durch den Marktverzerrenden Effekt insb. zu Lasten von Speichern und Lastflexibilitäten hat die Variante mit OPEX-Förderung (Brennstoff-CfD) negative Auswirkungen auf die Systemeffizienz.

Frage 13: Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.

- a. Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. -unabhängigen Abschöpfung?
- b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?
- c. Sollten in den Maßnahmen unter 4.1 und 4.8 KUEBLL unterschiedliche Mechanismen oder derselbe Clawback-Mechanismus angewendet werden?
- d. Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge zur Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus für eine oder alle Maßnahmen?
- e. Welcher Zeitraum sollte von der Abschöpfung umfasst sein – denkbar wäre zum Beispiel der Zeitraum der CAPEX-Förderung, der OPEX-Förderung oder der gesamten Förderung.

Wir teilen nicht die Auffassung, dass ein Clawback-Mechanismus notwendig ist. Nach unserem Verständnis geben die EU-Beihilfeleitlinien vor, das Überförderungen zu vermeiden sind und dazu ein Rückzahlungsmechanismus angewendet werden kann – aber nicht angewendet werden muss (vgl. Rn. 90 KUEBLL). In diesem Sinne ließe sich Überförderung bereits durch ein geeignetes Ausschreibungsdesign verhindern indem erwartbare Erlöse gebotsmindernd eingepreist werden. Im Umkehrschluss bedeutet das, eine erwartbare Abschöpfung würde gebotssteigernd eingepreist.

Frage 14: Ist der Day-ahead-Markt aus Ihrer Sicht ein geeigneter Referenzmarkt für die Beurteilung, ob ein Wasserstoffkraftwerk fossile Brennstoffe ersetzt? Wenn nicht, welchen alternativen Markt würden Sie vorschlagen?

Ja, der Day-Ahead-Markt ist der geeignete Referenzmarkt aus folgenden Gründen:

- Einheitspreisauktion (Merit Order) sorgt für effizienten Dispatch und im Zusammenspiel mit dem EU-ETS ebenso für CO2-minimierten Dispatch
- Im Rahmen des Single Day-Ahead Coupling (SDAC) ist der Day-Ahead-Markt der Referenzmarkt innerhalb des europäischen Strombinnenmarkts

Frage 15: Wie beurteilen Sie die vorgegebenen förderfähigen Vollbenutzungsstunden in bei- den Maßnahmen (wasserstofffähige Gaskraftwerke und Wasserstoffsprinterkraftwerke)?

Eine Mindestlaufzeit von 200h pro Jahr führt zu Fehlanreizen und ist kritisch zu sehen aus folgenden Gründen:

- Es kommt zu einer Marktverzerrung im Strommarkt, wenn aufgrund der fundamentalen Angebots- und Nachfragesituation und entsprechender Preissignale kein Bedarf nach zusätzlichen Strommengen aus H2-Kraftwerken besteht. Wenn H2-Kraftwerke dann unter ihren Grenzkosten bieten, um die Anforderungen an die Mindestproduktion zu erfüllen und einen vollständigen Verlust ihrer Förderfähigkeit zu verlieren, werden die Strompreise am Großhandelsmarkt verzerrt – das gilt dann nicht nur für Deutschland, sondern im Rahmen des Europäischen Binnenmarktes auch für alle über den Single Day-Ahead Coupling (SDAC) und Single Intraday Coupling (SIDC) verbundenen Strommärkte.
- Vor dem Hintergrund der Unsicherheit über ausreichende Mengen an Wasserstoff als Kraftwerksbrennstoff führt die Mindestproduktion zu dem Risiko, dass Wasserstoffmengen in erster Linie zur Erreichung der Anforderungen aus der Mindestproduktion verwendet werden, aber nach deren Erreichen in potenziellen Knappheitssituationen keine ausreichend Wasserstoffmengen mehr zur Verfügung stehen. In der Folge führen diese Fehlanreize der Mindestproduktion zu Versorgungssicherheitsrisiken.

Frage 17: Wie beurteilen Sie die Beschränkung auf 100% Wasserstoffbetrieb? Halten Sie eine 2% Verunreinigungsregel für angemessen?

Zum aktuellen Zeitpunkt ist keinerlei Festlegung der Wasserstoffqualitäten für ein Wasserstoffkernnetz und den deutschen Markt erfolgt. Während die Niederlande ein Reinheitsniveau von 99,5% verfolgen, tendieren die Diskussionen in Deutschland zu einem 98%igen Reinheitsniveau für Wasserstoff im Kernnetz. Einzelne Nutzer des Kernnetzes, wie beispielsweise des Mobilitätssektors zur Herstellung wasserstoffbasierter Kraftstoffe, sind auf eine höhere Reinheit angewiesen und werden diese individuell durch nachträgliche qualitätssteigernde Maßnahmen nach der Entnahme aus einem Wasserstoffkernnetz erreichen. Da diese Maßnahmen jedoch individuell von den jeweiligen Voraussetzungen der Verbraucher abhängen und eine allgemeine Wasserstoffqualität zum jetzigen Zeitpunkt von 98%iger Reinheit als ausreichend angesehen wird, sollten auch für potenzielle Wasserstoffkraftwerke keine davon abweichenden Vorgaben gemacht werden. Grundsätzlich ist eine zeitnahe Konsultation zur Festlegung der Wasserstoffqualität durch die Bundesnetzagentur wünschenswert.

Frage 21: Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge?

Für eine pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge spricht – zumindest theoretisch – dass Anreize gegeben werden, den durchschnittlichen Wirkungsgrad zu erhöhen. Angesichts fehlender Erfahrungen mit der Kraftwerkstechnik von mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerken sowie dem beabsichtigten Einsatz und der Fahrweise dieser Anlagen als Spitzenlastkraftwerke (Peaker) ist aber fraglich, wie hoch diese Anreize tatsächlich in der Praxis ausfallen.

Allerdings bestehen klare Vorbehalte gegen die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge mittels eines Brennstoff-CfD als OPEX-Förderung. Der Grund ist die marktverzerrende Wirkung zu Lasten anderer dekarbonisierter Technologien wie Speicher und Lastflexibilitäten.

Frage 24: In den Ausschreibungen für umrüstbare Wasserstoffkraftwerke wurde ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet?

Es besteht weitgehend Einigkeit darin, dass es in einem zunehmend dezentralen Stromsystem lokaler Signale u.a. für Standortentscheidungen bedarf. Gleichzeitig soll an der einheitlichen deutschen Stromgebotszone festgehalten werden. Daher ist es wichtig, dass eine regionale Steuerungskomponente im Kontext der beihilferechtlichen Notifizierung nicht zu einem in Frage stellen der einheitlichen Stromgebotszone führt. Andernfalls ist auf eine regionale Steuerung im Rahmen von Kraftwerksausschreibungen zu verzichten, und es sollten stattdessen alternative Maßnahmen für lokale Signale, z.B. die Rahmen der PKNS aufgezeigten Maßnahme im Bereich der Netzentgeltsystematik oder der Einbeziehung flexibler Lasten in den Redispatch, stärker in Betracht gezogen werden.

Frage 32: Wie viele Stunden pro Jahr werden Gaskraftwerke im Jahr 2032 bzw. 2038 auf dem deutschen Markt laufen? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Diese Frage lässt sich nicht seriös beantworten aufgrund einer Vielzahl an unbekannten Variablen:

- Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland
- Zukünftige Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels im Rahmen der Marktkopplung und damit verbunden zukünftige Entwicklungen des Stromerzeugungsmixes und des Stromverbrauchs in anderen europäischen Ländern
- Zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises
- Zukünftige Entwicklung des CO2-Preises
- Technologische Entwicklung und Kostenentwicklung bei alternativen dekarbonisierten Technologien
- Weiterer Hochlauf des Wasserstoffmarktes und damit verbunden die verfügbaren Mengen und Kosten von Wasserstoff

Frage 33: Wie viele Stunden pro Jahr werden Kraftwerke auf dem deutschen Markt nach der Umstellung auf Wasserstoff bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb sein? Und wie viele Stunden, bevor größere (Instandhaltungs-)Investitionen erforderlich werden? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Diese Frage lässt sich nicht seriös beantworten aufgrund einer Vielzahl an unbekannten Variablen:

- Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland
- Zukünftige Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels im Rahmen der Marktkopplung und damit verbunden zukünftige Entwicklungen des Stromerzeugungsmixes und des Stromverbrauchs in anderen europäischen Ländern
- Zukünftige Entwicklung des CO₂-Preises
- Technologische Entwicklung und Kostenentwicklung bei alternativen dekarbonisierten Technologien
- Weiterer Hochlauf des Wasserstoffmarktes und damit verbunden die verfügbaren Mengen und Kosten von Wasserstoff

Frage 36: Inwieweit sind aus Ihrer Sicht die auszuschreibenden Gesamtkapazitäten für neue Kraftwerke als erster Schritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks notwendig?

Angesichts fehlender Erfahrungen mit der Kraftwerkstechnik von mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerken sowie der Unsicherheiten über die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ist die auszuschreibende Gesamtkapazität zu hoch. Sollte sich die Annahmen zur Technologieentwicklung und zur Verfügbarkeit der notwendigen Wasserstoffmengen nicht bewahrheiten, besteht insbesondere bei den 5+2 GW wasserstofffähiger Gaskraftwerke die Gefahr von Lock-in-Effekten in Bezug auf den weiteren Einsatz von Erdgas oder die Gefahr von Fehlinvestitionen (Stranded Investments). Stattdessen sollte – im Sinne eines „ersten Schritts“ – zunächst eine Erprobung der Technologie im Rahmen von Demonstrationsprojekten erfolgen. Dafür ist die vorgesehene Ausschreibung von 0,5 GW für Wasserstoff-Sprinterkraftwerke ausreichend. Ein darüberhinausgehender Zubau sollte in Abhängigkeit sowohl der erfolgreichen technologischen Erprobung als auch der erforderlichen Entwicklung des Wasserstoffmarktes erfolgen.

Frage 44: Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein?

Die Einschätzung zur Entwicklung des Wasserstoffmarktes fällt gemischt aus.

Positiv ist, dass für zentrale Elemente des Wasserstoffmarkt-Hochlaufs bereits mit der Umsetzung begonnen wurde, u.a. H2-Importe über H2Global, das H2-Kernnetz und erste Regelungen für ein H2-Marktdesign (Netzzugangsregelungen, Kapazitätsvergabe). Auch gibt es marktbasierter Initiativen für mehr Transparenz und erste Preissignale, u.a. mit dem EEX HYDRIX.

Andererseits kommt der Aufbau von nennenswerten H2-Produktionskapazitäten in Deutschland und Europa bisher nur langsam voran. Aktuell sind nur etwa 4% der auf 2030 ausgerichteten Projekte zur Wasserstoffproduktion in Betrieb, im Bau oder zumindest wurde die finale Investitionsentscheidung getroffen (<https://www.iea.org/news/northwest-europees-ambitious-targets-for-low-emissions-hydrogen-require-a-rapid-scaling-up-of-investment-and-policy-supportand-policy-support>). Insofern besteht eine nicht zu unterschätzende Unsicherheit, ob es bis Mitte der 2030er Jahre tatsächlich einen flächendeckenden, liquiden Wasserstoffmarkt geben wird.

Es besteht also weiterer Handlungsbedarf, um die Entwicklung des Wasserstoffmarktes zu unterstützen. Angesichts knapper staatlicher Mittel stellt sich die Frage, wieviel Risiko und Kosten beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft staatlicherseits getragen werden sollten bzw. wo staatliche Mittel am effizientesten eingesetzt werden können. Stattdessen empfehlen wir die verfügbaren finanziellen Mittel für die Stärkung der Wasserstoff-Angebotsseite einzusetzen. Das umfasst sowohl den Import über Initiativen wie H2Global als auch den Aufbau heimischer Wasserstoff-Produktion. Insbesondere dem Aufbau, der in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen, 3 GW systemdienlicher Elektrolyseure kommt eine wichtige Bedeutung zu, da sie eine Flexibilitätsoption im Strommarkt darstellen und somit eine mindernde Wirkung auf die Notwendigkeit steuerbarer Kapazitäten haben. Einschränkungen, die Elektrolyse behindern, zum Beispiel die Anforderung, dass EE-Anlagen nicht älter als 36 Monate sein dürfen, sind zu beseitigen.

Frage 47: Werden Ihrer Meinung nach die Förderung des Einsatzes von Wasserstoff in der Stromerzeugung und damit einhergehende Skaleneffekte bei der Herstellung von Wasserstoff dazu führen, dass die Kosten für Wasserstoff für den Einsatz in der Industrie perspektivisch sinken werden und der Hochlauf der Wasserstoffindustrie angeschoben wird?

Angesichts knapper staatlicher Mittel stellt sich die Frage, wieviel Risiko und Kosten beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft staatlicherseits getragen werden sollten bzw. wo staatliche Mittel am effizientesten eingesetzt werden sollten. Daher erscheint insbesondere die OPEX-Förderung von Wasserstoff-Kraftwerken mittels Brennstoff-CfD als nicht geeignet. Stattdessen empfehlen wir, die zur Verfügung stehenden finanziellen Mittel für die Stärkung der Wasserstoff-Angebotsseite einzusetzen. Das umfasst sowohl den Import über Initiativen wie H2Global als auch den Aufbau heimischer Wasserstoff-Produktion. Am Beispiel von H2Global wird deutlich, dass es sinnvoll sein kann, auch kurzfristige Verträge zu fördern, um das Entstehen von Liquidität und Preissignalen im Wasserstoffmarkt zu unterstützen.

Es sollte geprüft werden, wie sich individuelle Anreize auf Seiten der Marktakteure für eigene langfristige Lieferverträge oder eigene Wasserstofferzeugung schaffen lassen, um neben dem staatlich unterstützten, zentralen auch einen markt-basierten, dezentralen Wasserstoffhochlauf zu ermöglichen.

Frage 49: Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb?

Da nicht seriös zu prognostizieren ist, zu welchem Zeitpunkt ein liquider Wasserstoffmarkt in Deutschland und Europa bestehen wird, kann auch keine seriöse Aussage zur konkreten Verwendung der Moleküle getroffen werden. Da Wasserstoff und dessen Derivate nicht nur bei der Speicherung und Produktion von Strom zur Verwendung kommen können, sondern ebenfalls als Substitut für Erdgas sowie in weiteren chemischen Prozessen angewandt werden können, kann eine einseitige Förderung von Wasserstoffkraftwerken zu einer ineffizienten Verteilung des anfänglich knappen Guts Wasserstoff führen.

Da zum aktuellen Zeitpunkt sowie in der kurz- bis mittelfristigen Phase des Wasserstoffmarkthochlaufs ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage besteht, sind anderweitige Maßnahmen für gesicherte Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff in Betracht zu ziehen. Dazu gehören unter anderem Quotenregelungen, wie sie im Beispiel einer Grüngasquote diskutiert werden. Über gesichertes Angebot bzw. gesicherte Nachfrage können marktliche Effizienzen zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft genutzt werden. Diese Maßnahmen sollten jedoch nicht durch (Strom-)marktverzerrende Instrumente und zentrale Kapazitätsplanungen umgesetzt werden.

2. Konsultation zu Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit (Säule 2 KWSG)

Frage 1: Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Es bestehen erhebliche Zweifel an der Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen:

- Hinsichtlich der Erforderlichkeit teilen wir nicht die Aussage in Rn. 51 der Konsultation, wonach Kapazitäten im geplanten Umfang „in jedem Fall im zukünftigen Stromsystem benötigt“ würden. Die Annahmen zum zukünftigen Stromverbrauch (680-750 TWh in 2030) sind fraglich. Der Stromverbrauch in Deutschland stagnierte zuletzt und liegt aktuell bei 525 TWh pro Jahr. Eine Steigerung von 30% bis 50% in fünf Jahren erscheint realitätsfern.
- Hinsichtlich der Erforderlichkeit wird nicht dargelegt, welches Marktversagen beseitigt werden soll, bzw., ob bereits alle anderen Maßnahmen ergriffen wurden, um mögliches Marktversagen zu beseitigen (vgl. Rn 35 und 36 KUEBLL). Aus den bisherigen Versorgungssicherheitsberichten geht jedenfalls kein Versorgungssicherheitsproblem hervor.
- Hinsichtlich der Geeignetheit anderer Maßnahmen kann Versorgungssicherheit im Rahmen von Marktreformen gewährleistet werden, u.a. durch eine Erhöhung der Elastizität der Nachfrage mittels Flexibilisierungsanreizen und eine Absicherungspflicht von Lieferanten zur sicheren Belieferung ihrer Kunden.
- Es bestehen Zweifel, dass die Ausschreibung „grundsätzlich technologienutral“ erfolgt (vgl. Rn 49), da laut Rn 3 des Konsultationsdokuments „fünf Gigawatt an neuen Gaskraftwerken“ ausgeschrieben werden soll. Die unter Abschnitt A.I.4.b (Rn 13- 17) geforderten „weitere[n] technische[n] Eigenschaften der steuerbaren Kapazitäten zur Stromerzeugung“ engen den Lösungsraum unnötig ein, da hier über Versorgungssicherheit hinaus Vorgaben zu Netzstabilität und Systemsicherheit gemacht werden.
- De facto technologiespezifische Ausschreibungen für Gaskraftwerke sind mit einem hohen Risiko für Pfadabhängigkeiten und Lock-In Effekte verbunden. Damit besteht im Stromsektor weiterhin ein hohes Maß an Abhängigkeit von Gas, was im Widerspruch zur europäischen Strommarktdesignreform und den EU-Klimazielen steht.

Frage 2: Stimmen Sie zu, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus bis 2028 geeignet ist, um alle für ein dekarbonisiertes Stromsystem relevanten Technologieoptionen und Anbieter – auch jenseits der in dieser Ausschreibung zulässigen – zu adressieren?

Nein.

Begründung:

Die Einführung eines expliziten Kapazitätsmechanismus ist weder notwendig noch geeignet, um alle für die Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem relevanten Technologieoptionen zu adressieren. Zentrale Kapazitätsausschreibungen und umfassende Kapazitätsmärkte haben Schwächen hinsichtlich Überdimensionierung, Wettbewerbsverzerrung und Marktmacht. Die Folge sind Fehlanreize, Pfadabhängigkeiten und folglich höhere Kosten.

Konkret führen zentrale Kapazitätsmechanismen durch zentrale Annahmen – insbesondere im Rahmen von De-Rating oder anderen technologischen Vorgaben – zu einer Bevorteilung von einem Teil der Technologieoptionen (in erster Linie thermische Kraftwerke) und zu einer Benachteiligung eines anderen Teils der Technologieoptionen (insbesondere Speicher und Lastflexibilitäten).

In der Folge wird die Wirtschaftlichkeit einzelner Technologieoptionen in Frage gestellt. Um ein Verdrängen (Crowding-out) dieser für eine stärkere Flexibilisierung des Stromsystems nötigen Technologien zu verhindern, wären auch für diese spezifische Förderzahlungen nötig. Selbst wenn es gelänge, flexible und innovative Technologien in z.B. stärker dezentral ausgerichtete Kapazitätsmechanismen zu integrieren, entsteht ein massiver Fehlanreiz, da sich diese Technologien aktuell rein über den Strommarkt finanzieren lassen. Das in Aussicht stellen von Speicher- oder Flex-Förderung würde jedoch zu einem Investitionsattentismus führen, so wie es bereits bei thermischen Kraftwerken der Fall ist.

Frage 11: Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch eine Maßnahme ein, die auf die Förderung neuer Kraftwerke abzielt? Welche Rolle spielt in diesem Zusammenhang aus Ihrer Sicht die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus?

Es besteht ein hohes Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten. Wenn, wie hier bei den vorgeschlagenen Ausschreibungen, politische Festlegungen zu Gunsten einzelner Technologien (Gaskraftwerke) getroffen werden, hat das Auswirkungen auf alle anderen Technologien in diesen Märkten, die nicht von einer staatlichen Förderung profitieren können. Die unmittelbaren Folgen sind wirtschaftliche Benachteiligung anderer Technologien, Marktmachtprobleme und letztlich höhere Kosten.

Um die Herausforderungen von Investitionsanreizen einerseits und Marktmachtbegrenzung andererseits zu bewältigen, benötigen umfassende Kapazitätsmärkte ein umfangreiches Regelungsinstrumentarium mit vielen administrativ festzulegenden Stellschrauben. Marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen werden in der Folge durch zentrale Festlegungen ersetzt. Damit bestimmen administrative

Annahmen über die Zukunft der Wirtschaftlichkeit von Technologien im Marktgeschehen. Der Wettbewerb im Binnenmarkt und zwischen den Technologien wird dadurch verzerrt. Vorgaben, wie z.B. technische Voraussetzungen, orientieren sich folglich an den Eigenschaften herkömmlicher thermischer Kraftwerke. Erfahrungen (z.B. aus Großbritannien) zeigen, dass mittel- bis langfristig z. B. die Markttchancen von Stromspeichern sinken. Dies führt zu einer verringerten Flexibilität des Strommarktes. Als weitere Folge sinkt der Marktwert von Strom aus Windkraft und PV und folglich steigt deren Förderbedarf (über den Bundeshaushalt). Im Ergebnis verursacht ein Kapazitätsmarkt damit zusätzliche externe Effekte, es kommt zu einem Rutschbahneffekt (Slippery Slope) in Richtung zunehmend subventionierter (Über-)Kapazitäten und einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten.

Frage 12: Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, mit der gezielten Förderung neuer Anlagen zu beginnen? Bitte erläutern Sie Ihre Sicht.

Nein, denn eine gezielte Förderung neuer Anlagen steht im Widerspruch zu einer nachhaltigen, dezentralen und kosteneffizienten Energieversorgung. Viel schlimmer noch, es kommt zu der perversen Situation, dass all die Technologien, die ohne Förderung auskommen würden und ebenso in der Lage wären Versorgungssicherheit zu gewährleisten, durch die gezielte Förderung anderer Technologien zwangsläufig ebenso in die Förderung gedrängt werden. Es kommt zu einem unabwendbaren Teufelskreis umfassender staatlicher Steuerung und Subventionierung.

Die Versorgungssicherheit lässt sich durch geeignete Marktreformen schneller, einfacher und kosten-günstiger über den Strommarkt gewährleisten. Folgende Marktreformen schlagen wir vor:

- Weiterentwicklung der Terminmärkte in Form einer Absicherungspflicht: Versorger werden verpflichtet, ihre Lieferverträge langfristig zu besichern, z.B. durch geeignete Produkte am Strommarkt, PPA oder Selbsterfüllung.
- Elastizität der Nachfrage: Die Absicherung erfolgt auf Basis der Verbraucherpräferenzen, d.h. es besteht ein heterogenes Bedürfnis nach dem Grad der Absicherung, so sind z.B. flexible Verbraucher bereit bei knappen Erzeugungskapazitäten ihren Verbrauch zu reduzieren oder zu verschieben. Durch Flexibilisierungsanreize sinken also der Umfang der notwendigen Kapazitäten in Knappheitssituationen und damit die Kosten für alle Verbraucher.
- Für ein dezentrales und zunehmend flexibles Stromsystem sind Smart-Meter und dynamische Tarife unerlässlich.
- Auf sämtliche operative Förderung (OPEX) der Stromerzeugung muss verzichtet werden, um Marktverzerrungen zu Lasten anderer Technologien zu verhindern.
- Ermöglichen von marktkonformen lokalen Signalen mittels geeigneter Netzentgeltsystematik und marktbasiertem Redispatch. Demgegenüber führt ein in Frage stellen der einheitlichen deutschen Gebotszone zu unüberwindbaren Ungewissheiten und Investitionszurückhaltung.

Frage 14: Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.

- a. Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. -unabhängigen Abschöpfung?
- b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?
- c. Sollten unterschiedliche oder identische Abschöpfungsmechanismen nach 4.1 und 4.8 angewandt werden?
- d. Wie bewerten Sie die Mindesthöhe des Auslösepreises von 430 Euro/ MWh?
- e. Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises?

Wir teilen nicht die Auffassung, dass ein Clawback-Mechanismus notwendig ist. Nach unserem Verständnis geben die EU-Beihilfeleitlinien vor, das Überförderungen zu vermeiden sind und dazu ein Rückzahlungsmechanismus angewendet werden kann – aber nicht angewendet werden muss (vgl. Rn. 90 KUEBLL). In diesem Sinne ließe sich Überförderung bereits durch ein geeignetes Ausschreibungsdesign verhindern indem erwartbare Erlöse gebotsmindernd eingepreist werden. Im Umkehrschluss bedeutet das, eine erwartbare Abschöpfung würde gebotssteigernd eingepreist.

Die Anwendung von Mindestauslösepreisen und Höchstpreisen ist aus grundsätzlichen marktlichen Erwägungen kritisch zu sehen. Erstens bergen derlei regulatorische Vorgaben das Risiko, als implizite Preisgrenzen im Strommarkt zu wirken. Zweitens stellen sie einen Schritt in Richtung einer Cost-Plus-Regulierung dar. Das bedeutet eine administrative Festlegung von Erlösen anstatt durch Allokations- und Erkundungsprozesse des Marktes. Das wäre eine Abkehr vom wettbewerblichen Strommarkt. Dieser Eingriff in die freie Preisbildung am Strommarkt steht im Widerspruch zu § 1a Abs. 1 EnWG dar, in dem es heißt: „Der Preis für Elektrizität bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt. Die Höhe der Preise für Elektrizität am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.“

Frage 15: In den Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten zur Stromerzeugung wurde weiter oben ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet? Wie schätzen Sie die Wirksamkeit (v.a. hinsichtlich der Kosten) der Größenordnung des Bonus ein?

Frage 16: Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern und wenn ja, welche? Ist die Aufteilung 70-30 zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen? Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

Antwort auf Frage 15 und 16:

Es besteht weitgehend Einigkeit darin, dass es in einem zunehmend dezentralen Stromsystem lokaler Signale u.a. für Standortentscheidungen bedarf. Gleichzeitig soll an der einheitlichen deutschen Stromgebotszone festgehalten werden. Daher ist es wichtig, dass eine regionale Steuerungskomponente im Kontext der beihilferechtlichen Notifizierung nicht zu einem in Frage stellen der einheitlichen Stromgebotszone führt. Andernfalls ist auf eine regionale Steuerung im Rahmen von Kraftwerksausschreibungen zu verzichten, und es sollten stattdessen alternative Maßnahmen, z.B. im Bereich der Netzentgeltsystematik oder der Einbeziehung flexibler Lasten in den Redispatch, stärker in Betracht gezogen werden.

Frage 23: Wie viele Stunden pro Jahr werden Gaskraftwerke im Jahr 2032 bzw. 2038 auf dem deutschen Markt laufen? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Diese Frage lässt sich nicht seriös beantworten aufgrund einer Vielzahl an unbekannten Variablen:

- Zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland
- Zukünftige Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels im Rahmen der Marktkopplung und damit verbunden zukünftige Entwicklungen des Stromerzeugungsmixes und des Stromverbrauchs in anderen europäischen Ländern
- Zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises
- Zukünftige Entwicklung des CO2-Preises
- Technologische Entwicklung und Kostenentwicklung bei alternativen dekarbonisierten Technologien

Frage 27: Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahme auf den Wettbewerb im Stromsektor?

Laut Rn. 43 des Konsultationsdokuments ist die Finanzierung der Maßnahme über die Erhebung einer Umlage geplant. Das bedeutet, dass die Kosten der Maßnahme ohne Berücksichtigung der individuellen Verbraucherpräferenzen und der damit verbundenen individuellen Zahlungsbereitschaften von allen Verbrauchern zu tragen sind. Da es sich bei einer Umlage um einen zusätzlichen marktfremden Preisbestandteil handelt, werden die Bedeutung des marktlichen Preisbestandteils und damit die Bedeutung der Preissignale des Strommarktes verringert. In der Folge verringern sich die marktgetriebenen Anreize für Flexibilität in Form von Investitionen in Smart Meter und dynamische Tarife und damit letztlich in Flexibilitätstechnologien im Strommarkt.

Kontakt

European Energy Exchange AG
EEX-Hauptstadtbüro
Unter den Linden 38
10117 Berlin

Daniel Wragge
Director Political & Regulatory Affairs
Daniel.Wragge@eex.com

Robert Gersdorf
Market Policy Expert
Robert.Gersdorf@eex.com

Über EEX

Die EEX Group entwickelt weltweit sichere, erfolgreiche und nachhaltige Commodity-Märkte – gemeinsam mit ihren Kunden. Das Angebot der EEX Group umfasst den Handel mit Strom, Erdgas, Umweltprodukten, Fracht- und Agrarprodukten sowie Clearing- und Register-Dienstleistungen und verbindet ein Netzwerk von mehr als 800 Teilnehmern. Zur EEX Group gehören die European Energy Exchange, EEX Asia, EPEX SPOT, Power Exchange Central Europe (PXE), GET Baltic und Nodal Exchange sowie der Registerbetreiber Grexel System und die Softwareunternehmen KB Tech und Lacima. Das Clearing wird durch die beiden Clearinghäuser der Gruppe, die European Commodity Clearing (ECC) und Nodal Clear, durchgeführt. Die EEX ist Mitglied der Gruppe Deutsche Börse.