

**KONSULTATION
DES WEISSBUCHS
„EIN STROMMARKT
FÜR DIE ENERGIEWENDE“**

**STELLUNGNAHME
DER EPEX SPOT**

PARIS, 21. AUGUST 2015

DISCLAIMER

All textual and graphical content are governed by French copyright and intellectual property law. They may not, in part or in whole, be used without written permission from the author and publisher. This applies in particular for copying, editing, translation, processing, storage and reproduction in databases and other electronic media and systems.

EPEX SPOT has no control over the linked websites in this document. EPEX SPOT cannot take any responsibility for the content, use or effects of a linked website.

version 001

INHALTSVERZEICHNIS

A. Einleitung	4
B. Zusammenfassung.....	5
C. Bewertung und Ausarbeitung der konkreten Maßnahmen	6
C.1. Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen.....	6
C.2. Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung	14
C.3. Baustein 3: Zusätzliche Absicherung	18

A. EINLEITUNG

Die European Power Exchange (EPEX SPOT) begrüßt die Möglichkeit, an der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermöglichten Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign teilzunehmen. Gerne nimmt EPEX SPOT zu den Maßnahmen Stellung, welche direkt oder indirekt den börslichen Stromspothandel betreffen. In der vorliegenden Stellungnahme bewertet und expliziert die Europäische Strombörse EPEX SPOT die konkreten Maßnahmen des Weißbuchs. Darüber hinaus werden einige Anmerkungen zu den zukünftigen Handlungsfeldern formuliert. Die Kernaussagen der Stellungnahme sind eingangs zusammengefasst.

Die EPEX SPOT betreibt die Märkte für kurzfristigen Stromhandel für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz. EPEX SPOT hält 100 % an der APX Group (inklusive Belpex), die die Märkte für kurzfristigen Stromhandel für die Niederlande, das Vereinigte Königreich und Belgien betreibt. Die Europäische Strombörse trägt zur Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Strom bei und teilt ihre Erfahrung mit Partnern auf dem Kontinent und weltweit. Gesellschaftsform der EPEX SPOT (Societas Europaea) und ihre Belegschaft sind durch und durch europäisch. Die Börse hat ihren Sitz in Paris und Niederlassungen in Amsterdam, Bern, Brüssel, Leipzig, London und Wien. 275 Unternehmen handeln jährlich über 450 TWh Strom an der EPEX SPOT und der APX – ein Drittel des Strombedarfs der abgedeckten Länder. EPEX SPOT ist Mitglied der EEX-Gruppe, Teil der Deutschen Börse. Europäische Strom-Übertragungsnetzbetreiber sind an der EPEX SPOT beteiligt.

B. ZUSAMMENFASSUNG

DER PREIS ALS ANREIZMECHANISMUS IST DAS A UND O EINES FUNKTIONSFÄHIGEN STROMMARKTES.

Bewertung der Maßnahmen 1,2,3,4 und 17 des Weißbuchs: EPEX SPOT unterstützt die im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen zur freien Preisbildung und zur Bilanzkreistreue. Die freie Preisbildung als Zielmodell im Strommarktgesetz ist das richtige Signal für Marktakteure. Der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt, wobei technische Preisgrenzen europäischer Konsens und weitgehend harmonisiert sind, und sich in ihrer bisherigen Höhe bewährt haben. Überlegungen zur Harmonisierung der technischen Preisobergrenzen werden Gegenstand einer verpflichtenden Konsultation im Rahmen der CACM-Regulierung sein. Für die freie Preisbildung ist eine transparente wettbewerbliche Missbrauchsaufsicht, die das Vertrauen in den Markt stärkt, wichtig. Das Bilanzkreissystem liefert grundsätzlich die richtigen ökonomischen Anreize zur Bilanzkreistreue. EPEX SPOT trägt durch marktliche Innovationen aktiv dazu bei, Flexibilitätspotential im bestehenden System zu heben. Um einen Anreiz dafür zu bieten, auf dem Intraday zu handeln statt Regelernergie abzurufen, ist es richtig, dass der Ausgleichsenergiepreis den Intradaypreis berücksichtigt.

NUR EIN EUROPÄISCHER STROMBINNENMARKT SORGT LANGFRISTIG FÜR EINE SICHERE UND FLEXIBLE STROMVERSORGUNG.

Bewertung der Maßnahmen 5 und 6 des Weißbuchs: Europa ist die richtige Dimension für Strom. Die Marktkopplung ist ein Pfeiler des europäischen Binnenmarkts. Durch die am 14. August in Kraft getretene CACM-Richtlinie wird die Kopplung der europäischen Strommärkte auch in eine europäische Richtlinie gegossen. Die im Juli eingeführte Flow-Based-Methode führt zu einer effizienten Bestimmung kommerzieller Transaktionen und daraus resultierenden physikalischen Stromflüssen. Die Schweiz ist ein wichtiges Puzzelstück für den europäischen Binnenmarkt und technisch bereit für die Teilnahme an der Marktkopplung. Auch in anderen Bereichen ist mehr Europa möglich, so etwa beim Handel mit Regelernergie.

NETZAUSBAU IST EIN KERNELEMENT FÜR VERSORGUNGSSICHERHEIT.

Bewertung der Maßnahmen 19 und 20 des Weißbuchs: Um Versorgungssicherheit zu garantieren gibt es verschiedene Möglichkeiten. Die Kapazitätsreserve ist eine von ihnen. Die detaillierte Ausgestaltung sollte transparent und marktbasiert erfolgen. Die Netzreserve ist ein Instrument, das den Übergang zum Netzausbau begleitet – jedoch kein Ersatz für ihn ist. Die binationale Preiszone Deutschland/Österreich ist Ausdruck der europäischen Integration des Strommarktes und sollte erhalten bleiben.

C. BEWERTUNG UND AUSARBEITUNG DER KONKRETEN MAßNAHMEN

C.1. BAUSTEIN 1: STÄRKERE MARKTMECHANISMEN

Die freie Preisbildung als Zielmodell im Strommarktgesetz ist das richtige Signal für Marktakteure (*Maßnahme 1*). Die Rolle des Marktes bei der Preisbildung ist für einen europäischen Wettbewerb wesentlich. Transparente und wettbewerbsorientierte Strompreise können wiederhergestellt werden, indem staatliche Eingriffe, wie etwa unverhältnismäßige Regulierungen oder Abgaben, begrenzt werden. Politische Akzeptanz von Knappheitspreisen und negativen Preisen ist eine zentrale Voraussetzung für das zukünftige Strommarktdesign, solange diese wettbewerblich ermittelt, wirtschaftlich gerechtfertigt und repräsentativ für Marktfundamente sind. Dabei ist wichtig zu unterstreichen, dass sowohl positive wie auch negative Preisspitzen im kurzfristigen Handel einen vernachlässigbaren Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis für Endkunden haben.

Der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt (*Maßnahme 1*). Die Hauptaufgabe der Strombörse besteht in der möglichst breiten Bündelung von Angebot und Nachfrage zur täglichen Ermittlung und Veröffentlichung eines Referenzpreises. Dieser ergibt sich als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven und entspricht in der Regel den variablen Kosten der teuersten Erzeugungseinheit in der „Merit Order“. Der Referenzpreis leitet kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen, sowie langfristige Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten. Darüber hinaus kann das Preissignal der Börse Industrie- und Privatkunden dabei helfen, sich des "wahren" Wertes des Stroms bewusst zu werden. Schließlich leistet der Referenzpreis einen Beitrag zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur, zum sicheren Betrieb des Netzes sowie zur Versorgungssicherheit. Damit die Systeme zur Ermittlung des Referenzpreises funktionsfähig bleiben, sind technische Preisgrenzen nötig.

Technische Preisgrenzen sind europäischer Konsens, weitgehend harmonisiert und haben sich in ihrer bisherigen Höhe bewährt (*Maßnahme 1*). Die technischen Preisgrenzen auf den gekoppelten Day-Ahead-Märkten sind Konsens in 19 Mitgliedsstaaten. Die an den Börsen bestehenden Preisgrenzen haben praktische Gründe, u.a. die Begrenzung der nötigen Sicherheitsvorkehrung der Mitglieder, der Schutz von preisunelastischen Geboten, und die Begrenzung der Auswirkung von Fehlern im Preisberechnungsprozess.

Sowohl die Preisgrenzen auf dem Day-Ahead als auch auf dem Intraday-Markt haben sich als angemessen erwiesen. So wurde seit der Einführung des Börsenhandels in Deutschland die Preisobergrenze von 3.000€/MWh auf dem Day-Ahead-Markt bzw. 9.999€/MWh auf dem Intraday-Markt nie erreicht. Der höchste in der Day-Ahead-Auktion ermittelte Preis trat noch vor der Marktkopplung im November 2006 auf, und betrug 2.437€/MWh.

Preisgrenzen sollen den Markt niemals begrenzen und würden erhöht, sollte dies der Fall sein. Allerdings könnte das plötzliche Entfernen von Preisgrenzen auf den (Day-Ahead) Großhandelsmärkten das Funktionieren existierender Mechanismen einschränken (z.B. die Aktivierung der strategischen Reserve in Belgien, die durch das Erreichen des Maximalpreises ausgelöst wird) und/oder den Strommarkt stören (z.B. durch Arbitragehandel zwischen dem Großhandelsmarkt und Ausgleichsenergiepreisen, falls letztere begrenzt bleiben).

Überlegungen zur Harmonisierung der technischen Preisobergrenzen werden Gegenstand einer verpflichtenden Konsultation im Rahmen der CACM-Regulierung sein (Maßnahme 1). In jedem Falle ist anzumerken, dass die Preisgrenze an der Börse ein sogenanntes „Soft Cap“ bzw. eine „atmende Preisobergrenze“ darstellt. Sollte die Preisobergrenze in Zukunft ein oder mehrere Male erreicht werden, könnte diese ggf. nach Prüfung angepasst werden. Solche oder ähnliche Überlegungen müssten jedoch unter Rücksprache mit Marktteilnehmern, Projektpartnern der Marktkopplung sowie Regulierern im Detail auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit überprüft werden. Hierzu gibt es detaillierte Regelungen in der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement:

„Artikel 41

Höchst- und Mindestpreise

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs zusammen mit den betreffenden ÜNB einen Vorschlag für harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise, die in allen Gebotszonen, die an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung teilnehmen, anzuwenden sind. Der Vorschlag berücksichtigt den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load). Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. Alle NEMOs legen den Vorschlag den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vor.

Hat ein Mitgliedstaat bestimmt, dass eine andere Behörde als die nationale Regulierungsbehörde befugt ist, die Höchst- und Mindestclearingpreise auf nationaler Ebene zu genehmigen, wird der Vorschlag von der Regulierungsbehörde zusammen mit der relevanten Behörde im Hinblick auf seine Auswirkungen auf die nationalen Märkte besprochen. Nach Erhalt der Genehmigungsentscheidung aller Regulierungsbehörden unterrichten alle NEMOs die betreffenden ÜNB unverzüglich über diese Entscheidung.

Artikel 55

Höchst- und Mindestpreise

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs zusammen mit den betreffenden ÜNB einen Vorschlag für harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise, die in allen Gebotszonen, die an der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teilnehmen, anzuwenden sind. Der Vorschlag berücksichtigt den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load). Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. Alle NEMOs legen den Vorschlag allen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vor.

Hat ein Mitgliedstaat bestimmt, dass eine andere Behörde als die nationale Regulierungsbehörde befugt ist, die Höchst- und Mindestclearingpreise auf nationaler Ebene zu genehmigen, wird der Vorschlag von der Regulierungsbehörde zusammen mit der relevanten Behörde im Hinblick auf seine Auswirkungen auf die nationalen Märkte besprochen.

3. Nach Erhalt einer Entscheidung der Regulierungsbehörden unterrichten alle NEMOs die betreffenden ÜNB unverzüglich über diese Entscheidung.“¹

Freie Preisbildung benötigt eine transparente wettbewerbliche Missbrauchsaufsicht, die das Vertrauen in den Markt stärkt (*Maßnahmen 2, 17*). Diese Aufsicht unterliegt den zuständigen nationalen Behörden. Die REMIT-Verordnung (*Regulation on Market Integrity and Transparency*) ist dabei ein wichtiges Instrument, um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. Im Rahmen der REMIT sind Marktteilnehmer aktuell verpflichtet, alle Insider-Informationen offenzulegen, die für die Preisbildung am Energiegroßhandelsmarkt relevant sind. Diese Verpflichtung kann z.B. über die EEX Transparenzplattform erfüllt werden. Ab dem 7. Oktober müssen alle Kauf- und Verkaufgebote, die an einen sogenannten Organisierten Marktplatz (OMP) wie EEX, EPEX SPOT, Gaspoint Nordic und Powernext übermittelt sowie Geschäfte, die an einem OMP abgeschlossen werden, an die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) gemeldet werden.

Die Zusammenarbeit europäischer Börsen mit den Behörden ist dabei ein wichtiger Baustein für den Erfolg. Die European Energy Exchange (EEX) und EPEX SPOT wurden von ACER vorab als *Registered Reporting Mechanism* (RRM) registriert. Die Registrierung eines RRM ist Voraussetzung, um Reporting-Dienstleistungen vor dem Hintergrund der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) anbieten zu können. Die Liste der RRM wurde von ACER am 3. Juni 2015 veröffentlicht. EEX, EPEX SPOT, Gaspoint Nordic und Powernext als Unternehmen der EEX-Gruppe werden die Handelsteilnehmer bei der Erfüllung dieser Verpflichtung unterstützen, indem sie ihren Kunden Reporting-Dienstleistungen anbieten. Mit diesem Schritt trägt die EEX-Gruppe zur Transparenz am Energiegroßhandelsmarkt bei und reduziert die Komplexität auf Seiten der Marktteilnehmer. Gaspoint Nordic und Powernext werden den RRM der EEX nutzen, wodurch das Reporting für Marktteilnehmer vereinfacht wird. Transparenz ist hierfür wichtig. Mit der EEX-Transparenzplattform, der REMIT-Plattform von ACER und dem Datenportal von ENTSO-E existieren drei wesentliche Informationsplattformen. Bezüglich des Projekts „Transparenzplattform Strommarktdaten“, das am 20. Mai 2015 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgestellt wurde, schließen wir uns der Position der EEX in ihrer Stellungnahme zum Weißbuch an.

¹ [VERORDNUNG \(EU\) 2015/1222 DER KOMMISSION vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement](#)

Das Bilanzkreissystem liefert grundsätzlich die richtigen ökonomischen Anreize zur Bilanzkreistreue (Maßnahmen 3, 4). Der regulative Rahmen für das Bilanzkreismanagement hat sich als bewährtes, intensiv genutztes und sinnvolles Instrument erwiesen, um rationale ökonomische Anreize zur ausgeglichenen Leistungsbilanz auf Viertelstundenbasis zu liefern. EPEX SPOT unterstützt grundsätzlich eine Weiterentwicklung des bestehenden Bilanzierungsregimes. Aus Sicht der Börse ist es jedoch zentral, dass bei der Weiterentwicklung die Möglichkeit zur Nutzung des Intraday-Markts für schnelles und flexibles untertägliches Handeln erhalten bleibt. Eine essentielle Funktion des Intraday-Marktes besteht u.a. darin, dass er den Bedarf an Ausgleichsenergie reduziert, welche erforderlich für die Systemstabilität ist. Aus diesem Grunde wird betont, dass Eingriffe in den bestehenden regulativen Rahmen keine negativen Auswirkungen auf die Liquidität des Intraday-Marktes haben dürfen, da sich der funktionierende untertägige Handel als ein Kernelement eines optimierten Energy-Only-Marktes bewährt hat. Tatsächlich agieren Bilanzkreisverantwortliche zunehmend am Markt, was sich u.a. in steigenden Intraday-Volumen widerspiegelt. Die Entwicklung der Intraday-Märkte an der EPEX SPOT belegt diese Tendenz: in der ersten Jahreshälfte 2015 sind die Volumina um 43,2% im Vergleich zu den ersten sechs Monaten des Vorjahres gewachsen, auf dem deutsch-österreichischen Intraday-Markt sogar um 48%. Auch die Marktdynamik im Bereich des Handels von Viertelstundenprodukten unterstützt maßgeblich die marktbasiertere, effiziente und viertelstundenscharfe Bewirtschaftung der Bilanzkreise.

EPEX SPOT trägt durch marktliche Innovationen aktiv dazu bei, Flexibilitätspotential im bestehenden System zu heben (Maßnahmen 3, 4). Marktteilnehmer haben verschiedene Möglichkeiten, ihre Portfolios bilanzkreisscharf auszugleichen.

- Die gekoppelten **Day-Ahead- und Intraday-Märkte der EPEX SPOT** haben sich in den vergangenen Jahren stetig weiterentwickelt und als **zuverlässiges Flexibilitäts-Instrument für Marktteilnehmer** erwiesen:
 - Erhöhte Vielfalt an Marktteilnehmern mit zunehmender Übernahme von Bilanzkreisverantwortung;
 - Verbesserte Liquidität des Großhandelsmarktes und vereinfachter Marktzugang;
 - Erhöhte Transparenz dank zugänglicher Markt- und Systemdaten;
 - Flexibilisierung des Handels durch Weiterentwicklung der Day-Ahead- und Intraday-Märkte und kurzfristigen Produkte.

- Mit zunehmend variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weisen die Strommärkte in Europa einen erhöhten Bedarf an Flexibilität auf. Vor diesem Hintergrund entwickeln sich die **kurzfristigen Intraday-Märkte** in den letzten Jahren dynamisch weiter. Durch den Rund-um-die-Uhr Handel von Strom zwischen Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz ist es Marktteilnehmern möglich, auf Grundlage verbesserter Prognosedaten ihre Portfolios effizienter auszugleichen. Darüber hinaus bieten der kontinuierliche Handel sowie die Eröffnungsauktion für

Viertelstundenprodukte in Deutschland Möglichkeiten zur Feinabstimmung von Angebot und Nachfrage.

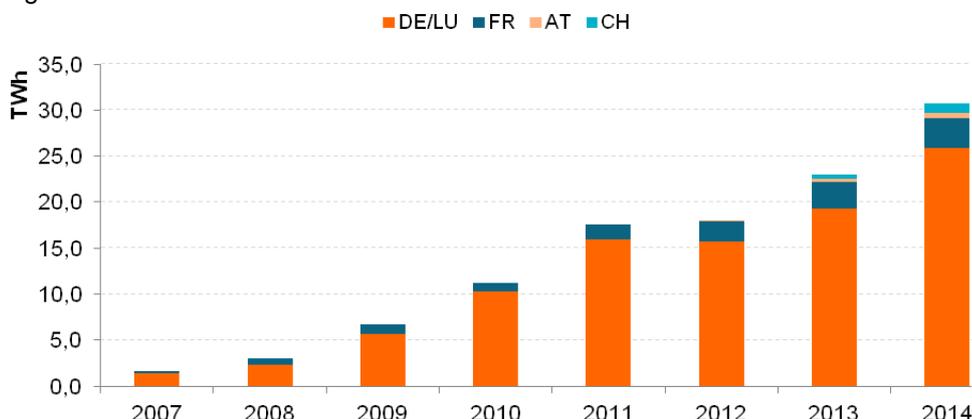


Abbildung 1 – Strommengen, die an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT gehandelt werden

Quelle: EPEX SPOT

- 2011 führte EPEX SPOT den Handel mit **15-Minuten-Produkten** auf dem deutschen Intraday ein, schnell gefolgt vom Schweizer Markt im Jahr 2013. Das 15-Minuten-Produkt ist ein wertvolles Instrument für Bilanzkreisverantwortliche, da es die präzise Modellierung von Rampen (z.B. für Solar-energie) ermöglicht und die Handhabung von Vorhersagefehlern erleichtert. Die Integration variabler erneuerbarer Energien wird so unterstützt. Neben dem kontinuierlichen Handel gibt es seit 2014 eine 15-Minuten-Auktion, bei der jeden Tag um 15 Uhr die 96 Viertelstunden des Folgetags verauktioniert werden. Dies eröffnet Bilanzkreisverantwortlichen weitere Möglichkeiten ihre Kundenportfolios, Rampen und Vorhersagefehler auszugleichen. Eine weitere Produktinnovation wird ab September 2015 von der EEX angeboten: der German Intraday Cap Future, mit dem Handelsteilnehmer Preis- Spitzen am deutschen Intraday-Markt, und damit implizit Flexibilität auf Termin handeln können. Weitere Produkte, wie etwa Cap Futures für negative Preise sowie für den Day-Ahead-Markt und Wetter-derivate sind seitens der EEX geplant.

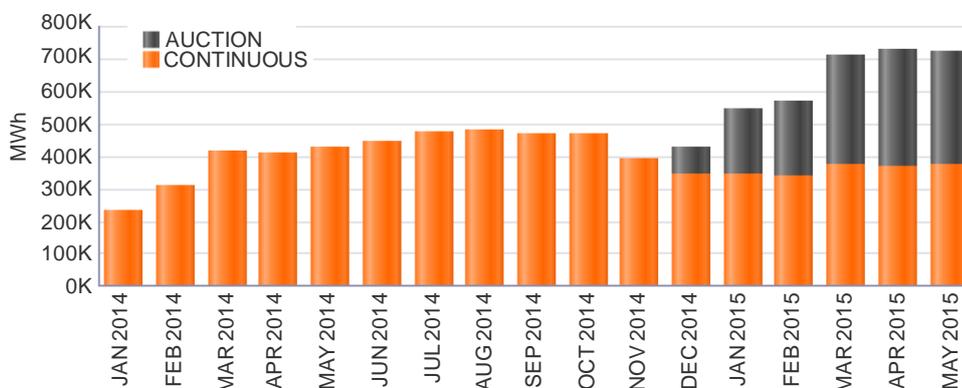


Abbildung 2 – Handelsmengen der Viertelstundenprodukte am kontinuierlichen Intraday-Markt, sowie in der 15-Minuten-Eröffnungsauktion auf dem deutschen Intraday-Markt

Quelle: EPEX SPOT

- Damit die Marktteilnehmer bis kurz vor der physischen Lieferung auf Änderungen reagieren können, hat die EPEX SPOT im Juli 2015 die **Vorlaufzeiten auf allen Intraday-Märkten verkürzt**. Seitdem ist der Handel mit Strom in Deutschland, Frankreich und Österreich bis 30 Minuten vor Lieferung möglich. In der Schweiz und bei grenzüberschreitenden Transaktionen läuft der Handel nun bis 60 Minuten vor Lieferung. Zuvor variierte die Spanne zwischen Handelsschluss und Lieferzeitpunkt zwischen 45 und 75 Minuten, abhängig vom Land und den Handelsschlusszeiten an den Grenzen, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) festgelegt wird.

Handel	Bisherige Vorlaufzeit	Vorlaufzeit heute
innerhalb Deutschlands	45 Minuten	30 Minuten
innerhalb Frankreichs	45 Minuten	30 Minuten
innerhalb Österreichs	75 Minuten	30 Minuten
innerhalb der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Deutschland und Frankreich	60 Minuten	60 Minuten
zwischen Deutschland und Österreich	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Deutschland und der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten
zwischen Frankreich und der Schweiz	75 Minuten	60 Minuten

Abbildung 3 – Verkürzung der Vorlaufzeiten auf EPEX SPOT's Intraday-Märkten

Quelle: EPEX SPOT

- Die Einführung der **Marktkopplung** begleitet seit Jahren den dynamischen **Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa**. Die Marktkopplung ermöglicht vor allem, zunehmende Mengen an Strom aus erneuerbaren Energiequellen in ein erweitertes Marktgebiet zu absorbieren und dadurch Einwirkungen auf die Preisbildung zu begrenzen.

Die Strommengen aus erneuerbaren Energien treffen durch den stark ausgeprägten europäischen Wettbewerb auf eine breite Synchronisation von Angebot und Nachfrage, die sich weit über die rein nationalen Grenzen erstreckt. Länderspezifische Überschüsse und Defizite werden von den gekoppelten Märkten abgedeckt. Die Grenzkuppelstellen werden optimal ausgelastet, die volkswirtschaftliche Wohlfahrt wird durch Effizienzgewinne erhöht und mögliche positive bzw. negative Preisspitzen werden eingedämmt. Insgesamt sind die gekoppelten Märkte so weniger anfällig für tages- oder jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

- Die partielle **Sonnenfinsternis** am 20. März 2015, bei der in Deutschland zwischen 9.30 und 12.00 Uhr bis zu 73% der Sonne durch den Mond bedeckt war, hat den Strommarkt vor eine besondere Herausforderung gestellt. Die Sonnenfinsternis führte in vereinzelt Viertelstunden zu steilen Leistungsgradienten und damit zu Marktbewegungen von mehreren GWh. Dies spiegelte sich in Preisaufschlägen bei der Viertelstundenauktion wider:

- Von 11.00 Uhr bis 11.15 Uhr (CET) wurden ca. 5 GW flexible Kapazitäten zu einem Preis von 464.37 €/MWh gehandelt;
- Von 11.45 Uhr bis 12.00 Uhr (CET) wurden ca. 3 GW flexible Kapazitäten zu einem Preis von minus 164.48 €/MWh gehandelt.

Damit waren für Verbraucher, die auf das Marktpreissignal reagieren bzw. ihre Last verschieben können, signifikante Ersparnisse möglich. Durch die gute Vortagesprognose und die effiziente Bewirtschaftung an Day-Ahead- und Intraday- Märkten gab es jedoch kaum Bedarf für den Ausgleich von Prognosefehlern durch Regelleistung.

Um einen Anreiz dafür zu bieten, auf dem Intraday zu handeln statt Regelenergie abzurufen, ist es richtig, dass der Ausgleichsenergiepreis den Intradaypreis berücksichtigt (*Maßnahmen 3, 4*). Die Festlegung eines alternativen Bezugspreises bedarf eingehender Prüfung. Grundsätzlich sollte der Ausgleichsenergiepreis an den liquiden, aussagekräftigen Börsenpreis gebunden werden. EPEX SPOT verfügt über mehrere Intraday-Indizes. Es bedarf einer eingehenden Prüfung, ob und welcher Index als Grundlage des Ausgleichsenergiepreises geeignet ist.

- **Der kontinuierliche stündliche Index** wird für jeden Liefertag errechnet und berücksichtigt Trades, die am selben Tag oder am Vortag getätigt wurden (einschließlich Cross-Border-Trades). Der Index basiert nur auf stündlichen Trades. Jeder stündliche Index ist ein volumengewichteter Durchschnitt der Preise aller Transaktionen für eine bestimmte Lieferstunde in einem spezifischen Marktgebiet.
- **Der kontinuierliche Index auf 15-Minuten-Basis** wird für jeden Liefertag errechnet und berücksichtigt Trades, die am selben Tag oder am Vortag getätigt wurden (einschließlich Cross-Border-Trades). Der Index basiert nur auf 15-Minuten-Trades. Jeder 15-Minuten-Index ist ein volumengewichteter Durchschnitt der Preise aller Transaktionen für eine bestimmte 15-Minuten-Lieferperiode in einem spezifischen Marktgebiet.
- **Der ID3-Index** wird für jeden Liefertag errechnet und berücksichtigt Trades, die am selben Tag oder am Vortag getätigt wurden (einschließlich Cross-Border-Trades). Der Index existiert als stündlicher Index sowie als Index auf 15-Minuten-Basis. Jeder 15-Minuten-Index (stündliche Index) ist ein volumengewichteter Durchschnitt der Preise aller Transaktionen für eine bestimmte 15-Minuten-Lieferperiode (Lieferstunde) in einem spezifischen Marktgebiet, die in den drei Stunden vor Lieferbeginn des Produktes getätigt wurden.
- **Der 15-Minuten-Auktionsindex** Base ist der Durchschnitt aller Preise der Stunden 1 bis 24 für Strom, der in der 15-Minuten-Auktion gehandelt wurde. Er wird für alle Kalendertage des Jahres als einfacher Durchschnitt der Auktionspreise für die Stunden 1-24 des deutschen Marktgebietes unabhängig von Netzengpässen berechnet. Der 15-Minuten-Auktionsindex Peak wird nach der gleichen Logik für die Stunden 9 bis 20 berechnet.

Kernaussagen –

Der Preis als Anreizmechanismus ist das A und O eines funktionsfähigen Strommarktes. EPEX SPOT unterstützt die im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen zur freien Preisbildung und zur Bilanzkreistreue. Die freie Preisbildung als Zielmodell im Strommarktgesetz ist das richtige Signal für Marktteure. Der Referenzpreis der Börse ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt, wobei technische Preisgrenzen europäischer Konsens und weitgehend harmonisiert sind, und sich in ihrer bisherigen Höhe bewährt haben. Überlegungen zur Harmonisierung der technischen Preisobergrenzen werden Gegenstand einer verpflichtenden Konsultation im Rahmen der CACM-Regulierung sein. Für die freie Preisbildung ist eine transparente wettbewerbliche Missbrauchsaufsicht, die das Vertrauen in den Markt stärkt, wichtig. Das Bilanzkreissystem liefert grundsätzlich die richtigen ökonomischen Anreize zur Bilanzkreistreue. EPEX SPOT trägt durch marktliche Innovationen aktiv dazu bei, Flexibilitätspotential im bestehenden System zu heben. Um einen Anreiz dafür zu bieten, auf dem Intraday zu handeln statt Regenergie abzurufen, ist es richtig, dass der Ausgleichsenergiepreis den Intradaypreis berücksichtigt.

C.2. BAUSTEIN 2: FLEXIBLE UND EFFIZIENTE STROMVERSORGUNG

Europa ist die richtige Dimension für Strom (*Maßnahme 5*). Die effiziente Kooperation zwischen Mitgliedsstaaten, europäischen Institutionen und industriellen Stakeholdern ist unerlässlich, um europäischen Herausforderungen im Energiesektor begegnen zu können. Das schließt u.a. Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und nationale Regulierungsbehörden mit ein. Es ist wesentlich, dass die europäische mit der nationalen Energiepolitik in Einklang ist und *vice versa* – denn nur so können Marktverzerrungen und regulatorische Risiken vermieden werden. EPEX SPOT unterstützt die Fertigstellung des Europäischen Strommarktes, der das beste Instrument für eine Stärkung der europäischen Versorgungssicherheit darstellt. Die im Juni 2015 von Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn unterzeichnete Erklärung ist ein wichtiger Schritt hin zur europäischen Harmonisierung. Sie legt unter anderem das Verbot der Einführung verbindlicher legaler Preisobergrenzen und die Entwicklung einer gemeinsamen Methodik zur Berechnung der Versorgungssicherheit fest. Außerdem soll grenzüberschreitender Handel auch in Zeiten hoher Preise nicht beeinträchtigt werden. Die stabilisierende Funktion der schweizerischen Pumpspeicherwerke im europäischen Stromnetz, sowie der Anlagen in Deutschland und Österreich, sollte in Deutschland und europaweit anerkannt werden.

Die Marktkopplung ist ein Pfeiler des europäischen Binnenmarkts (*Maßnahme 5*). Das nun gekoppelte Day-Ahead-Marktgebiet umfasst 19 Länder, wird Multi-Regionen-Kopplung genannt und deckt rund 85 Prozent des Stromverbrauchs in Europa ab. Auf diese Weise vergrößert die Marktkopplung den gesellschaftlichen Nutzen, verhindert jegliche künstliche Teilung der Märkte und erreicht das zutreffendste Preissignal für Investitionen in grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten. Die Wirksamkeit des Mechanismus wird darüber hinaus durch eine erhöhte Preiskonvergenz zwischen den Marktgebieten sichtbar. Marktkopplungsmechanismen stützen sich auf Referenzpreise, die von liquiden Märkten wie denen der EPEX SPOT ausgehen.

Im Juni 2015 hat EPEX SPOT gemeinsam mit drei anderen Strombörsen und der Unterstützung von 15 Übertragungsnetzbetreibern einen Vertrag mit der Deutsche Börse AG über die Entwicklung einer *European Cross-Border Intraday Solution* unterschrieben. Dies ist ein weiterer Meilenstein auf dem Weg zu einem integrierten Intraday-Markt. Nach der erfolgreichen Kopplung der Day-Ahead-Märkte ist die Integration der Intraday-Märkte wesentlich für den europäischen Binnenmarkt. Mit einem steigenden Anteil variabler Erzeugung im europäischen Strommix wird grenzüberschreitender Handel auf dem Intraday-Markt ein Schlüsselement für Marktakteure, um ihre Positionen auszugleichen. Die Integration des Intraday-Marktes ist für 2017 angesetzt.

Trotz erheblicher Fortschritte muss festgehalten werden, dass die letzten Schritte auf dem Weg zur vollständigen Harmonisierung mit besonders hohem Integrationsaufwand verbunden sind.

Die Flow-Based-Methode führt zu einer effizienten Bestimmung kommerzieller Transaktionen und daraus resultierenden physikalischen Stromflüssen (Maßnahme 5). Im Mai 2015 wurde bei der CWE-Marktkopplung zwischen Frankreich, Deutschland, Österreich und Benelux die Flow-Based-Methode bei der Berechnung der Kapazität eingeführt. Dies erleichtert grenzüberschreitenden Handel und die Integration erneuerbarer Energien. Die Dynamik und Innovation dieser Methode erlaubt eine Optimierung der verfügbaren Kapazität, was zu wesentlichen Wohlfahrtsgewinnen führt. Indem eine detailliertere Netzbeschreibung genutzt wird, die die höhere Volatilität der Erneuerbaren-Einspeisung berücksichtigt, wird eine bessere Kapazitätsberechnung ermöglicht. Im Vergleich zu der ATC-Methode (*available transmission capacity*) führt Flow-Based Market Coupling zu mehr Preiskonvergenz bei gleichem Versorgungssicherheitsniveau. Die Einführung der Flow-Based-Methode ist wesentlich, um für die akkurate und präzise Berechnung von Kapazitäten in einem europäischen Markt mit wachsendem Erneuerbaren-Anteil vorbereitet zu sein. Dies hilft Marktteilnehmern grenzüberschreitend zu handeln und führt zu Strompreisen, die die aktuelle Netzsituation widerspiegeln. Die Flow-Based-Methode führt zu einer besseren Repräsentation der aktuellen Netzsituation und relevanter Informationen für die Preisbildung sowie Investitionsentscheidungen.

Die Mechanismen der Kopplung der Strommärkte in Europa wurden mit dem Inkrafttreten der CACM-Richtlinie am 14. August 2015 in eine europäische Richtlinie gegossen (Maßnahme 5). Als einer von zehn Netzkodizes ist die Richtlinie zu Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement (CACM - *Capacity Allocation and Congestion Management*), ein grundlegender Beitrag zur Harmonisierung des europäischen Stromsystems. Als nächstes muss die CACM-Richtlinie in den Mitgliedsstaaten in nationales Recht umgesetzt werden. Hierfür gibt es verschiedene Fristen. Bis zum 14. Dezember 2015 müssen alle nationalen Regulierungsbehörden die NEMOs (*Nominated Electricity Market Operators*) ernennen. Bis zum 14. April 2016 müssen die ernannten NEMOs den nationalen Regulierungsbehörden sowie der ACER einen Plan zum gemeinsamen Betrieb der Marktkopplung vorlegen. Dieser enge Zeitrahmen unterstreicht die Notwendigkeit der Organisation der ernannten Börsen in einem NEMO-Komitee, um die genannten Ziele effizient umzusetzen. Schließlich müssen bis zum 14. November 2017 die europäischen Übertragungsnetzbetreiber ihren nationalen Regulierungsbehörden einen Plan zur Einführung der lastflussbasierten Methode in verschiedenen Regionen vorlegen. Dieser muss von den nationalen Regulierungsbehörden bis zum 14. Mai 2018 validiert werden.

Die Schweiz ist ein wichtiges Puzzlestück für den europäischen Binnenmarkt. Der Ausschluss der Schweiz von der Day-Ahead-Marktkopplung untergräbt die Day-Ahead-Preisbildung in Kontinentaleuropa (Maßnahme 5). Der Schweizer Strommarkt ist ein liquider und reifer Markt, der hervorragend mit den Nachbarländern vernetzt ist – dank der 40 grenzüberschreitenden Leitungen. Seine geografische Lage und sein Energiemix weisen ihm eine wichtige Rolle als Transitland und Flexibilitätsanbieter zu. Technisch gesehen ist alles bereit. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid und die EPEX SPOT haben 2014 alle technischen Voraussetzungen geschaffen, um die Schweiz mithilfe der PCR-Lösung an seine Nachbarn und den Rest Europas anzuschließen. Seitdem könnte das Market Coupling der Schweiz mit den vier Nachbarländern mit einer Vorlaufzeit von drei Monaten umgesetzt werden.

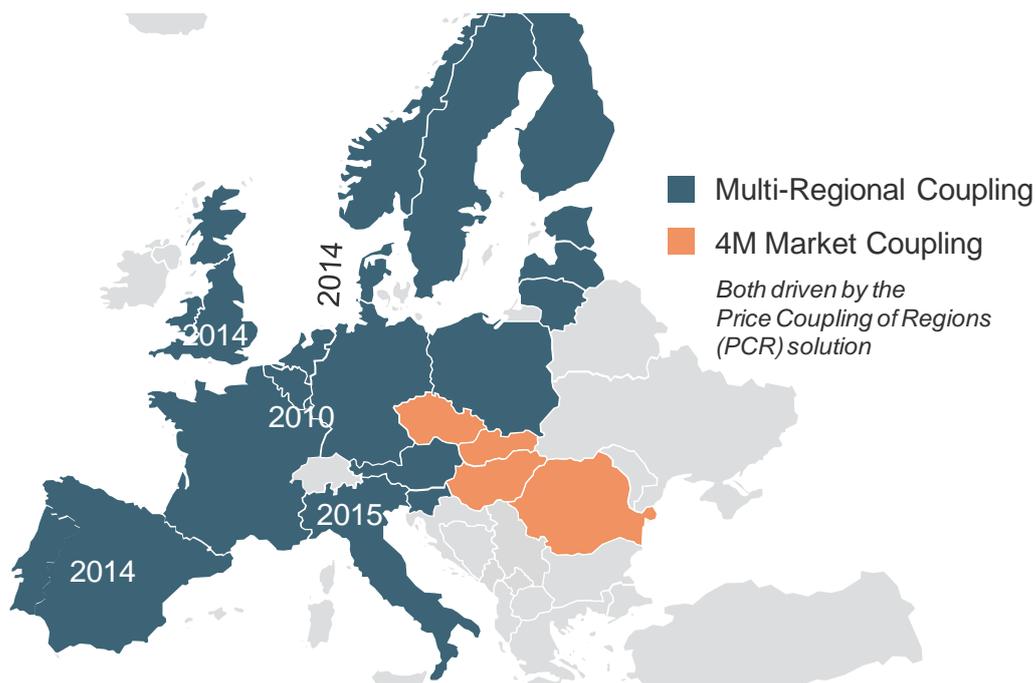
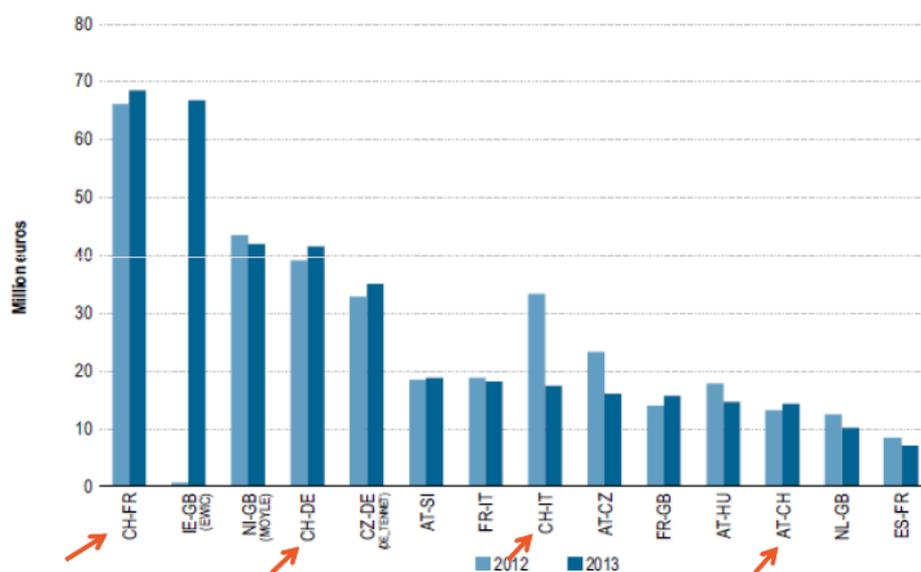


Abbildung 4 – Marktkopplung: auf dem Weg zur Energie Union bleibt die Schweiz derzeit außen vor
 Bildquelle: EPEX SPOT



Source: ENTSO-E, data provided by NRAs through the ERI, Vulcanus (2014) and ACER calculations

Abbildung 5 – Geschätzter volkswirtschaftlicher Verlust aufgrund fehlenden Market Couplings 2012 und 2013, nach Landesgrenzen (in Mio. €)

Quelle: ACER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013

Auch der Handel mit Regelenergie kann europäisch ausgestaltet werden (*Maßnahme 6*). Die verschiedenen Länderprofile – bezogen z.B. auf den Strommix oder Verbrauchsspitzen – ergänzen sich gegenseitig gut. Dies kann auch für die Versorgungssicherheit genutzt werden, indem grenzüberschreitende Anbieter auf dem Regelenergiemarkt zugelassen werden. Besonders interessant könnte dies zum Beispiel für die Schweiz oder Österreich sein, die mit ihren Wasserkraftwerken zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland beitragen können. Die europäische Ausgestaltung von Regelenergie wird auch in dem Netzkodex *Electricity Balancing* behandelt. EPEX SPOT begrüßt dabei die am 22. Juli von ACER veröffentlichten Empfehlung zu diesem Netzkodex, die die weitere europäische Harmonisierung der Regelenergiemärkte anstreben. So ist z.B. die vorgeschlagene Angleichung der Abrechnungsperioden für Bilanzkreisverantwortliche wünschenswert. Eine klare Abtrennung des Intraday und des Regelenergiemarktes ist notwendig, um Marktverzerrungen und Arbitrage zu verhindern und die richtigen ökonomischen Anreize zu liefern, den Zugriff auf Regelenergie zu minimieren. ACERs Empfehlungen gehen in die richtige Richtung, da sie eine Überschneidung der beiden Märkte weitestgehend vermeiden möchte. EPEX SPOT plädiert allerdings für eine vollständige Trennung.

EPEX SPOT begrüßt ebenfalls die Klarstellung zur Reservierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten für Regelenergie. Das Zielmodell ist Kooptimierung. Dies ist ein Schritt hin zu mehr Transparenz, da es eine Methode anstatt vieler Möglichkeiten gibt. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen den Bedarf nach Reservierung darlegen und bei dem Methodenentwurf eng mit Marktakteuren zusammenarbeiten.

Kernaussagen –

Nur ein Europäischer Strombinnenmarkt sorgt langfristig für eine sichere und flexible Stromversorgung.

Europa ist die richtige Dimension für Strom. Die Marktkopplung ist ein Pfeiler des europäischen Binnenmarkts. Durch die am 14. August 2015 in Kraft getretene CACM-Richtlinie wird die Kopplung der europäischen Strommärkte auch in eine europäische Richtlinie gegossen. Die im Juli eingeführte Flow-Based-Methode führt zu einer effizienten Bestimmung kommerzieller Transaktionen und daraus resultierenden physikalischen Stromflüssen. Die Schweiz ist ein wichtiges Puzzlestück für den europäischen Binnenmarkt und technisch bereit für die Teilnahme an der Marktkopplung. Auch in anderen Bereichen ist mehr Europa möglich, so etwa beim Handel mit Regelenergie.

C.3. BAUSTEIN 3: ZUSÄTZLICHE ABSICHERUNG

Um Versorgungssicherheit zu garantieren gibt es verschiedene Möglichkeiten. Mit dem Weißbuch hat Deutschland sich für eine Kapazitätsreserve entschieden (Maßnahme 19). Diese kann für zusätzliche Sicherheit sorgen, darf die freie Preisbildung am Spotmarkt aber nicht beeinflussen. So sollte die Kapazitätsreserve nie aktiviert werden, solange die technischen Preisgrenzen des Regelenergiemarktes nicht erreicht sind. Zudem sollte die Reserve eine gewisse Größe nicht überschreiten, um den Rutschbahneffekt („*slippery slope*“) zu vermeiden, bei dem zu viele Kraftwerke in die Reserve überführt werden. Die Zusammensetzung der Reserve sollte marktbasierend, technologieneutral, diskriminierungsfrei, grenzüberschreitend und transparent erfolgen.

Die Netzreserve ist ein Instrument, das den Übergang zum Netzausbau begleitet (Maßnahme 20). Leitungen sind die Grundlage für einen funktionierenden Stromhandel. Deshalb ist es richtig und wichtig, physikalische Herausforderungen wie temporäre Netzengpässe und Ringflüsse mit adäquaten Maßnahmen anzugehen. Dazu gehören Re-dispatch (auch grenzüberschreitend), die Umsetzung der flussbasierten Kapazitätsberechnung, sowie der Netzausbau. Während bei den ersten beiden Maßnahmen weiterhin Fortschritte gemacht werden, kommt der Netzausbau aus wirtschaftlichen und politischen Gründen ins Stocken. Ein mangelnder Ausbau der Netze und Grenzkuppelstellen führt jedoch zu physikalischen Herausforderungen, die auch durch Anpassungen im Markt nicht adressiert werden können und zu Ineffizienzen im zukünftigen Strommarktdesign führen.

Die binationale Preiszone Deutschland/Österreich ist Ausdruck der europäischen Integration des Strommarktes und sollte erhalten bleiben (Maßnahme 20). Als Folge des schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien ergeben sich neue Herausforderungen für Übertragungsnetzbetreiber, wie etwa der Umgang mit sogenannten Ringflüssen, die situationsbedingt kritische Netzsituationen verursachen können, u.a. in Nachbarländern. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen in diesen Situationen eingreifen.

In diesem Zusammenhang ergaben sich Diskussionen über mögliche Redefinitionen europäischer Preiszonen. Um dieses komplexe Thema auf europäischer Ebene anzugehen, wurde 2012 ein Pilotprozess zur Überprüfung der Preiszonen als Teil der CACM-Verordnung gestartet.

Stromnetze und Märkte hängen in ihrer Funktionstüchtigkeit gegenseitig voneinander ab. Einerseits muss das Preissignal des Strommarktes die physische Wirklichkeit bestmöglich abbilden, andererseits können nicht alle physischen Problemstellungen durch den Markt gelöst werden. Es liegt ein Trade-Off zwischen einer akkuraten Spiegelung der Netzbeschränkungen für effizientes Engpassmanagement und die Erhaltung eines liquiden und funktionstüchtigen Großhandelsmarkts zum Nutzen eines wettbewerbsintensiven Energiebinnenmarkts vor. Die Herausforderung liegt darin, diesen richtig einzuschätzen.

Zur jetzigen Zeit ist es wichtig, missgeleitete Eingriffe in die Konfiguration der Preiszonen zu vermeiden. Solche Eingriffe könnten weitreichende Konsequenzen für den gut funktionierenden Europäischen Strommarkt haben, wie etwa Konzentration des Wettbewerbs und sinkende Liquidität, Marktmachtzuwachs, steigende regulatorische Risiken betreffend Langzeitverträgen sowie verschlechterte Investitionsbedingungen.

Aus diesem Grund bedauern wir, dass die Beibehaltung der binationalen Preiszone Deutschland/Österreich im Gegensatz zum Grünbuch keine ausdrückliche Erwähnung mehr findet. Die Beibehaltung der binationalen Preiszone steht mit der Kontinuität der einheitlichen Zone für Deutschland weder in Konkurrenz noch im Widerspruch. Ziel sollte die Beibehaltung möglichst großer und liquider Gebotszonen sein, deren Vorteile in mehreren Studien (Consentec (2015), Frontier Economics (2013), RWTH Aachen (2012)) nachgewiesen worden sind.

Kernaussagen –

Netzausbau ist ein Kernelement für Versorgungssicherheit.

Um Versorgungssicherheit zu garantieren gibt es verschiedene Möglichkeiten. Die Kapazitätsreserve ist eine von ihnen. Die detaillierte Ausgestaltung sollte transparent und marktbasiert erfolgen.

Die Netzreserve ist ein Instrument, das den Übergang zum Netzausbau begleitet – jedoch kein Ersatz für ihn ist. Die binationale Preiszone Deutschland/ Österreich ist Ausdruck der europäischen Integration des Strommarktes und sollte erhalten bleiben.