

## Q&As zur Preiszonentrennung Deutschland-Österreich

### Wie steht Oesterreichs Energie zur Preiszonentrennung?

Die Trennung der bisherigen gemeinsamen österreichisch-deutschen Preiszone mit 1.10.2018 ist der falsche Weg in einem europäischen Strom-Binnenmarkt. Oesterreichs Energie trat daher vehement für den Erhalt der Preiszone Österreich-Deutschland ein, organisierte die sektor übergreifende Unterstützung in Österreich und gewann Partner auf EU-Ebene. Mit dem Splitting wurde das Marktgebiet mit der höchsten Liquidität entgegen den europäischen Integrationsbestrebungen aufgetrennt, negative gesamtwirtschaftliche Auswirkungen insbesondere für Österreich sind bereits spürbar. Zusätzlich behindert die Preiszonen-Trennung die Energiewende. Diese funktioniert in großen, liquiden Marktgebieten wesentlich besser.

Nach der Trennung muss jetzt erneuerbare Energie im Norden von Deutschland vermehrt abgeregelt werden bzw. wird andernorts genutzt. Das aktuelle Leitungsdefizit in Deutschland wird mit der Gebotszonentrennung nicht behoben und Ringflüsse finden nach wie vor statt. Der Druck für den schon längst erforderlichen bedarfsgerechten Netzausbau in Deutschland und Österreich und grenzüberschreitend sinkt und der Ausbau wird weiter auf die lange Bank geschoben. Die effizientere Lösung wäre ein zwischen Deutschland und Österreich koordinierter Redispatch.

### Wie kam es zur Preiszonentrennung?

Die Übertragungsnetze („physikalischer Stromfluss“) an den Grenzen zwischen Österreich und Deutschland sind gut ausgebaut. Daher konnte Strom zwischen Österreich und Deutschland bisher an der Großhandelsbörse uneingeschränkt gehandelt („finanzieller Stromfluss“) werden. Allerdings bestehen bekannter Maßen innerhalb von Deutschland massive Netzausbauprobleme. Der Strom kann in ausreichendem Maß von Norden in den Süden nur über Umwege fließen: nämlich über Polen, Tschechien und Österreich. Das hat Polen und Tschechien veranlasst, eine Trennung der DE-AT-Preiszone zu fordern, damit ihre Netze von „unrentablen“ Stromflüssen nicht mehr belastet werden.

### Wer waren die Akteure?

Drei parallele Prozesse führten zur Preiszonentrennung:

- Prozess bei ACER ausgelöst durch die Beschwerde von Polen/Tschechien  
Ergebnis: Entscheidung vom 17. November 2016: Grenze AT-DE ist zu bewirtschaften und die Regionen CEE und CWE sollen zur CORE Region verschmelzen
- Bilateraler Prozess DE-AT ausgelöst durch die Aufforderung der BNetzA vom 28.10.2016 an die deutschen TSOs, die Engpassbewirtschaftung mit Start am 03.07.2018 vorzubereiten  
Ergebnis: Regulatoren Einigung vom 15. Mai 2017
- ENTSO-E Bidding Zone Review gemäß Guideline Capacity Allocation und Congestion Management  
Ergebnis: BZR-Report 5. April 2018 mit Empfehlung aber ohne Aussage: Die Ergebnisse sind nicht ausreichend, um eine Änderung des Gebotszonenzuschnitts zu empfehlen, daher „Empfehlung“, nichts zu ändern. Gleichwohl werden Entscheidungen von Regulatory Authorities respektiert

### Was haben die Regulatoren vereinbart?

- Engpassmanagement durch Kapazitätsvergabe an der gemeinsamen Grenze ab 1. Oktober 2018
- Mindestens 4,9 GW als langfristige Übertragungsrechte (PTR mit „LTA-inclusion“)
- Umsetzung im Rahmen des CWE Flow-Based Market Coupling
- Zugriff für deutsche ÜNB über österreichischen ÜNB auf gesicherte österreichische Kraftwerke für Zwecke des Redispatches von minimal 1,0 GW (ab 1.10.2018) bzw. 1,5 GW (ab 1.10.2019)
- durch Netzausbau zuwachsende Kapazität soll dem Handel zur Verfügung gestellt werden
- Die Regulierungsbehörde E-Control hat ungeachtet der Einigung mit der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Nichtigkeitsklage vor dem Europäischen Gericht (EuG) gegen die ACER-Entscheidung eingebracht, zur der bis dato keine Entscheidung vorliegt

### Welche Auswirkungen wurden erwartet?

Sowohl die Österreichische Energieagentur als auch die E-Control haben bereits einige Monate vor Start der Trennung Einschätzungen zu den zu erwartenden Preiseffekten gegeben. Die Österreichische Energieagentur erwartete für Haushalte Preiseffekte von lediglich € 0,6 bis € 1,8 mehr im Monat. Für die Großhandelspreise wurden drei Szenarien berechnet mit einem Anstieg der Großhandelspreise zwischen 2 und 6 Euro pro MWh (Mai 2018, <https://www.energyagency.at/aktuelles-presse/news.html>)

Einschätzung der E-Control (September 2018) „Durch die seit langem bekannte Kapazitätsverknappung an der deutsch-österreichischen Grenze werde es lediglich geringe verteuernde Preiseffekte bei uns geben, im niedrigen einstelligen Prozentbereich.“ Es sei noch die Frage, wie sich das dann auf die Endkundenpreise auswirke, denn nur rund ein Drittel der Stromrechnung entfalle ja auf die Energiekomponente.

### **Was waren die ersten Erfahrungen?**

Am 01.10.2018 erläutern E-Control und BNetzA in einer gemeinsamen Presseausendung, „...dass es keinen unbegrenzten Stromhandel zwischen den beiden Ländern mehr gibt. Allerdings wird der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten auch künftig in großem Umfang möglich sein. Das heißt, dass weiterhin mindestens 4.900 Megawatt Stromaustausch, abgesichert durch Langfriskapazitäten, gewährleistet ist. Je nach Netzsituation kommen kurzfristig noch weitere Kapazitäten dazu“ [https://www.e-control.at/web/website/konsumenten/news/-/journal\\_content/56\\_INSTANCE\\_DNDW9BGT1uXs/20903/1020041](https://www.e-control.at/web/website/konsumenten/news/-/journal_content/56_INSTANCE_DNDW9BGT1uXs/20903/1020041)

Die ersten Wochen seit der Preiszonentrennung zeigten jedenfalls, dass nicht in jeder Stunde 4,9 GW Übertragungskapazitäten an der Grenze AT-DE genutzt werden konnten, in manchen Stunden lediglich unter 3 GW. Die Auktionsergebnisse des Day-Ahead Market Coupling an der EPEX SPOT\_AT zeigen entsprechend höhere Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich als politisch und regulatorisch erwartet wurden.

Die Fragen der Marktteilnehmer bzw. von Oesterreichs Energie an die E-Control und die APG, warum für den 01.10.2018 Marktpreisdifferenzen zwischen Österreich und Deutschland auftreten, wenn die Volumina an der EPEX SPOT\_AT durchgängig, das heißt in allen Stunden unter 4.900 MWh waren, wurden mit der Funktionsweise des Flow-Based Market Coupling beantwortet.

### **Wie funktioniert das Flow-Based Market Coupling?**

Beim CWE FB MC wird zwischen der Verantwortung der TSOs für die regionale Kapazitätsberechnung (CWE FB) und der Verantwortung der Börsen für die europäische Kapazitätsallokation im Rahmen des Market Coupling (MC) unterschieden.

Der technisch zulässige Bereich von langfristigen Kapazitäten wird täglich im flow-based Kapazitätsberechnungsprozess ermittelt („Flow-based Domain“). In diesen regionalen Berechnungsprozess gehen die 4,9 GW an der Grenze AT-DE als Inputgröße ins CWE-Modell ein, das heißt, als theoretisch maximale Übertragungskapazität.

Die effektive Vergabe der tatsächlich von den Marktteilnehmern für einen Import aus Deutschland nach Österreich nutzbaren Grenzkapazitäten und die Bepreisung erfolgen täglich im Rahmen des europäischen Market Coupling. Wie viele Kapazitäten im Ergebnis effektiv an der Grenze DE-AT genutzt werden können, hängt einerseits davon ab, wie im Market Coupling Prozess die kritischen Netzelemente im übrigen Europa jeweils beurteilt werden, und andererseits davon, was die Wohlfahrt der Region insgesamt maximiert.

Daher ist es auch möglich, dass Kapazitäten an der Grenze DE-AT zugunsten geringerer Belastungen für kritische Netzelemente, etwa in Frankreich, oder höherer Kapazitäten an einer anderen Grenze, etwa Deutschland-Belgien, niedriger als 4,9 GW ausfallen.

### Warum gibt es jetzt Preisdifferenzen?

Seit 1. Oktober bestehen zwei getrennte Märkte, ein großer DE-Markt und ein kleinerer, weniger liquider AT-Markt, mit unterschiedlicher Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien; und es ist nicht mehr möglich, uneingeschränkt über die Grenze AT-DE zu handeln.

Vor der Preiszonentrennung konnte uneingeschränkt billigerer deutscher Strom, insbesondere aus Windproduktion, nach Österreich importiert werden, so dass ein mitunter erheblicher Teil der österreichischen Nachfrage durch günstige Importe gedeckt werden konnte.

Nach der Preiszonentrennung liegt die Importmöglichkeit von günstigerem Strom nach Österreich an einigen Tagen auch unterhalb der 4,9 GW, je nach täglichem Ergebnis des CWE FB MC. Es ist davon auszugehen, dass dann nicht unerhebliche, grundsätzlich geförderte EEG-Mengen andernorts genutzt werden, anstatt wie bisher in Österreich.

Die Preisdifferenz zwischen Österreich und Deutschland ist umso höher, je stärker die Importmöglichkeit eingeschränkt wird bzw. je niedriger das deutsche Preisniveau aufgrund relativ großer Windstromproduktion ist.

### Wie hat der europäische Markt auf die im Ergebnis geringeren Übertragungskapazitäten reagiert?

Das Ergebnis der JAO-Monatsauktion am 15.10.2018 für die Langfristkapazitäten (FTR) im November mit einem Preis von EUR 5,75 €/MWh im Vergleich zum Oktober mit 0,88 €/MWh spiegelt die bisherigen Preisdifferenzen sowie die Erwartungen der Händler für die Windproduktion in Deutschland und für die tatsächlich durch Marktteilnehmer nutzbaren Kapazitäten im November wider.

Arithmetische Spreads zwischen AT-DE im Spotmarkt in €/MWh

von	bis	Base	Peak (Mo-Fr, 8-20 Uhr)
01.10.2018	07.10.2018	9,93	16,64
08.10.2018	14.10.2018	10,21	13,43
15.10.2018	21.10.2018	3,33	6,61
22.10.2018	28.10.2018	11,09	15,45
29.10.2018	04.11.2018	4,45	5,79
05.11.2018	11.11.2018	1,00	0,65
12.11.2018	18.11.2018	5,57	3,51
<b>01.10.2018</b>	<b>31.10.2018</b>	<b>8,55</b>	<b>12,44</b>
<b>01.11.2018</b>	<b>21.11.2018</b>	<b>5,48</b>	<b>6,31</b>

Auf Basis der Settlement-Preise am 19.10.2018 an der European Energy Exchange AG (EEX) für Lieferungen von Base im Kalenderjahr 2019 zeigt sich, dass Österreich im Mittelfeld der Nachbarländer liegt:

Angaben in €/MWh:

DE 53,90    CZ 56,55    AT 57,80    FR 58,24    CH 60,68    BE 66,90    IT 70,66

### Was fordert Österreichs E-Wirtschaft?

- Die zwischen BNetzA und ECA vereinbarte Erhöhung der gesicherten Austauschkapazität muss tatsächlich verfolgt werden. Eine Maximierung der Importe aus Deutschland nach Belgien (wie am 17.10. politisch vereinbart) zulasten der nutzbaren Übertragungskapazitäten an der Grenze AT-DE muss von Österreich abgelehnt werden.
- Bis zu dieser Erhöhung wird gefordert, dass „mindestens 4.900 Megawatt Stromaustausch, abgesichert durch Langfristkapazitäten, gewährleistet ist“, schließlich zahlt Österreich für diese 4,9 GW, indem Leistung von 1,0/1,5 GW auf österreichische Kosten für Deutschland vorgehalten wird.
- Umfassende Transparenz zu den Modellen und Inputdaten im Flow-Based Market Coupling: Hierzu sind die europäischen Netzdaten mit einer transparenten Erklärung zu veröffentlichen, wie interne Engpässe Grenzkapazitäten verändern.
- Die Branche muss Euphemia, den wohlfahrtsoptimierenden Allokations-Algorithmus der Börsen, nachvollziehen und die Funktionsweise simulieren können – eine Testversion ist zugänglich zu machen.
- Erforderlich ist eine Überprüfung der Funktionsweise von Euphemia durch die Regulatoren, denn eine Reduktion der Kapazitäten an der Grenze AT-DE, die nicht tatsächlich andernorts wohlfahrtssteigernd wirkt, muss von Österreich abgelehnt werden.