

# Neuer Markt: Erste Erfahrungen einer Preiszonentrennung

Andreas HIRTL<sup>1</sup>, Karina KNAUS<sup>1</sup>, Altan SAHIN<sup>1</sup>, Lukas ZWIEB<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien, +43 1 586 15 24-0, [karina.knaus@energyagency.at](mailto:karina.knaus@energyagency.at), energyagency.at

## **Kurzfassung:**

Die vorliegende Analyse beschäftigt sich mit den Auswirkungen der Preiszonentrennung auf die Marktsituation in Österreich und analysiert die dahinterliegenden maßgeblichen Faktoren. Die Preisdifferenzen in den ersten Monaten der Preiszonentrennung mit über 7 EUR/MWh waren erheblich und in 78 % aller Stunden konnten Preisdifferenzen beobachtet werden. Im Vergleich zur Situation des Vergleichszeitraums des Vorjahres zeigt sich, dass die Wasserkrafterzeugung im 4. Quartal 2018 niedriger war und dass die Erzeugungsstruktur in Österreich im Gegensatz zu Deutschland eine starke Saisonalität aufweist, welche letztendlich auch in einer unterschiedlichen Marktsituation resultiert. Ein Blick auf die kommerziellen und physischen Lastflüsse der Region zeigt, dass sich die kommerziellen Flüsse wie erwartet verschoben haben, dass jedoch bisher im Saldo des Betrachtungszeitraums für die Grenze DE-AT das Verhältnis zwischen physischen und kommerziellen Flüssen nahezu unverändert blieb.

**Keywords:** Preiszonentrennung, Strommarkt, Energiegroßhandel, Strompreise

## **1 Einleitung**

Von Beginn der Liberalisierung der Strommärkte bis 30.09.2018 gab es zwischen Deutschland (DE) und Österreich (AT) keine Bewirtschaftung der Grenze, d. h. Deutschland und Österreich bildeten ein gemeinsames Marktgebiet im Stromgroßhandel. Im Oktober 2016 beauftragte die Bundesnetzagentur die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) dazu, jene Schritte einzuleiten, die notwendig sind, um an der deutsch-österreichischen Grenze ab 03.07.2018 ein Engpassmanagement einzuführen [1]. Gleichzeitig wurde im November 2016 von ACER in einer Entscheidung zum „Electricity Transmission Operators’ Proposal for the Determination of Capacity Calculation Regions“ die Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone festgelegt. Ein Einspruch verschiedener österreichischer Stakeholder wurde im März 2017 vom ACER Board of Appeal abgelehnt [2]. In weiterer Folge gab es im Mai 2017 eine Einigung zwischen der österreichischen und der deutschen Regulierungsbehörde, den Stromhandel zwar zu beschränken, für die Vergabe von Langfriskapazitäten jedoch jedenfalls 4.900 MW zu reservieren [3].

Am 01.10.2018 erfolgte daher die Strompreiszonentrennung für Deutschland und Österreich. Durch die Trennung ist es Stromlieferanten in Österreich nicht mehr ohne Einschränkungen möglich, in Deutschland, dem liquidesten Strommarkt Europas, Strom zu kaufen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für den Import von Strom aus Deutschland nun Engpasskapazitäten erworben werden müssen. Vom aktuellen Stand her ist es noch ungewiss, wie sich diese Umstände langfristig auf die Preisentwicklung an den Börsen (z. B. Day-Ahead-Markt, Terminmarkt) und die österreichische Liquidität auswirken werden. Im Rahmen dieser

Untersuchung soll auf Basis des ersten Quartals der Preiszonentrennung der zentralen Fragestellung nachgegangen werden, inwieweit sich in Österreich ein eigenständiger neuer Markt bereits etabliert hat und welche Schlussfolgerungen aus den Erfahrungen einer Preiszonentrennung hinsichtlich unterschiedlicher Parameter wie Liquidität, Preisniveau oder Volatilität gezogen werden können.

Ex-ante ergab sich bei Szenarien mit niedrigeren NTC Werten von 2.500 MW eine mittlere Preisdifferenz von lediglich 1 EUR/MWh [4]. Frühere Studien gingen davon aus, dass die Kapazitäten in lediglich 10 bis 15 % der Stunden beschränkt wären und kamen auf Preisdifferenzen von nur 0,35 EUR/MWh [5]. Dies liegt deutlich unter den Spreads der bisherigen Day-Ahead Auktionen, Terminmarktpreisnotierungen und Kapazitätsauktionen. Auf Basis der verfügbaren Beobachtungen zwischen Oktober 2018 und Ende Jänner 2019 weisen zudem 78 % der Stunden einen Preisspread auf<sup>1</sup>.

Der vorletzte Abschnitt des Papers thematisiert die ersten Auswirkungen der Preiszonentrennung auf physikalische und kommerzielle Lastflüsse, während im letzten Teil die wichtigsten Ergebnisse nochmals zusammengefasst werden.

## 2 Auswirkungen der Preiszonentrennung auf den Markt

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen entlang der Marktsegmente bzw. bei den wichtigsten Kontrakten und Produkten am Großhandelsmarkt anhand von deskriptiven Statistiken diskutiert. Dabei wird im Speziellen auf den Day-Ahead Markt, den Terminmarkt und die Ergebnisse der Kapazitätsauktionen eingegangen.

### 2.1 Day-Ahead Markt

Am Day-Ahead Markt wurde erstmals am 30.09.2018 eine getrennte Auktion für die Marktgebiete DE und AT an der EPEX Spot SE durchgeführt. Die mittleren Preise lagen im Beobachtungszeitraum vom 01.10.2018 bis 27.01.2019 bei 51,7 EUR/MWh in Deutschland und bei 58,9 EUR/MWh in Österreich. Während in Deutschland der niedrigste Preis bei -48,9 EUR/MWh lag, fielen die Preise in Österreich auf ein Minimum von -16,5 EUR/MWh (Tabelle 1). Die einseitige Preisverteilung zeigt sich auch in Abbildung 1 besonders deutlich: die 45-Grad-Linie wird quasi nicht unterschritten, d.h. die österreichischen Preise weichen im Vergleich zu Deutschland im Beobachtungszeitraum (fast) immer nach oben ab<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Grundsätzlich wird aufgrund der österreichischen Erzeugungsstruktur für das Sommerhalbjahr eine Saisonalität der Spreads erwartet. Die Ergebnisse des 4. Quartals haben daher nur bedingt Aussagekraft für den Rest des Jahres.

<sup>2</sup> Seit Beginn der Preiszonentrennung kam es in lediglich 3 Stunden zu einem negativem Spread zwischen AT und DE (AT-DE). Der Spotpreis in Österreich lag dabei um 2,15, 0,71, und 0,29 EUR/MWh unter dem deutschen Preis.

	<i>DE</i>	<i>AT</i>	<i>ELIX</i>
<b>Beobachtungen</b>	2.855	2.855	2.855
<b>Mittelwert</b>	51,7	58,9	52,2
<b>Standardabweichung</b>	19,9	16,2	19,9
<b>Minimum</b>	-48,9	-16,5	-18,8
<b>25% - Quantil</b>	43,8	48,7	42,3
<b>50% - Quantil</b>	51,6	58,0	52,7
<b>75% - Quantil</b>	63,0	68,6	64,9
<b>Maximum</b>	128,3	141,3	131,1

Tabelle 1: EPEX Spot SE Day-Ahead Auktion für DE und AT im Vergleich mit dem europäischen Preisindex ELIX vom 01.10.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

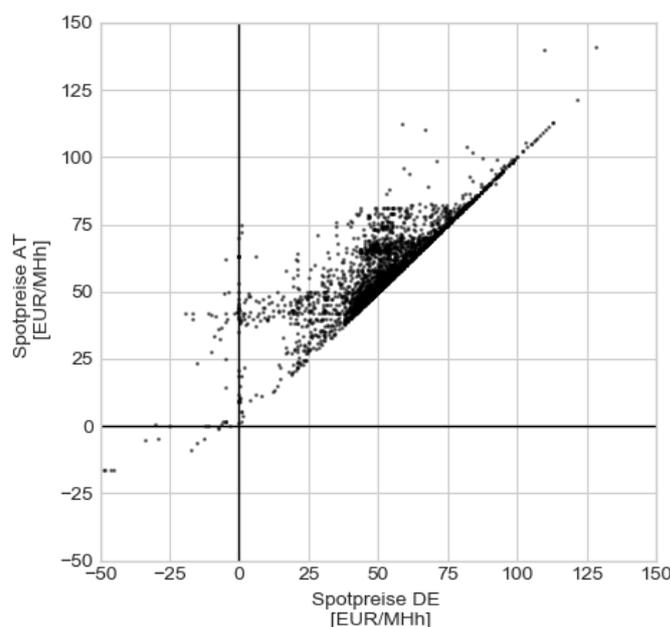


Abbildung 1: Deutsche und österreichische Spotpreise vom 01.10.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: *ibid.*)

Im Vergleich zu Rest-Europa orientiert sich Österreich nun tendenziell weniger an Deutschland und mehr an der Preissituation anderer Länder. Die nachfolgende Grafik stellt den ELIX den mittleren erzielten Spotpreisen in der österreichischen und deutschen Gebotszone auf monatlicher Ebene vom 01.01.2018 bis zum 27.01.2019 gegenüber. Die Berechnung des ELIX erfolgt auf Basis der Day-Ahead-Auktionen und nach den Regeln der EPEX Spot SE. Die Marktgebiete Deutschland-Luxemburg, Österreich, Frankreich und die Schweiz werden unter der Annahme uneingeschränkter Übertragungskapazitäten zwischen diesen Marktgebieten berücksichtigt. Der ELIX bezieht sich auf die Berechnungsmethode, jedoch nicht auf die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktionen und basiert daher nicht auf Marktpreisen [6]. Abbildung 2 veranschaulicht, dass sich durch die Trennung der gemeinsamen Strompreiszone von Deutschland und Österreich ab dem 01.10.2018 eine „Schere“ zwischen den Preisen in den beiden nun vorhandenen Gebotszonen gebildet hat. Während der Spotpreis in der gemeinsamen Preiszone fast kontinuierlich über dem Niveau des ELIX lag, befindet sich der deutsche Spotpreis nun in der Monatsbetrachtung tendenziell unter dem Niveau des ELIX. Der österreichische Preis am Day-Ahead-Markt liegt jedoch im Durchschnitt nun

konstant über dem ELIX, was die unterschiedlich ausgeprägten Auswirkungen der Strompreiszonentrennung auf die Märkte dieser beiden Länder verdeutlicht.<sup>3</sup>

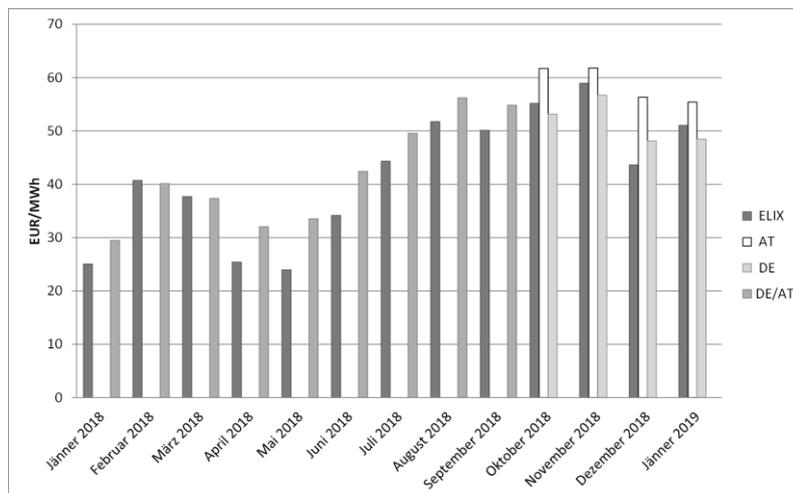


Abbildung 2: Gegenüberstellung des monatlich durchschnittlichen ELIX und der Spotpreise in der österreichischen und deutschen Gebotszone vom 01.01.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: EPEX, ENTSO-E)

Abbildung 3 zeigt einen Boxplot der stündlich erzielten Preise am Day-Ahead-Markt für jeweils Österreich und Deutschland seit der Strompreiszonentrennung vom 01.10.2018 bis zum 27.01.2019 sowie den ELIX für diesen Zeitraum. Es ist ersichtlich, dass vor allem in Deutschland seit der Trennung immer wieder sehr niedrige bzw. negative Preise auftreten, da die Spanne des ersten Quartils dort besonders ausgeprägt ist und Werte von bis zu -50 €/MWh beinhaltet. Die Grafik veranschaulicht auch, dass die in Österreich erzielten Preise sich größtenteils über ein höheres Niveau verteilen als diejenigen in Deutschland.

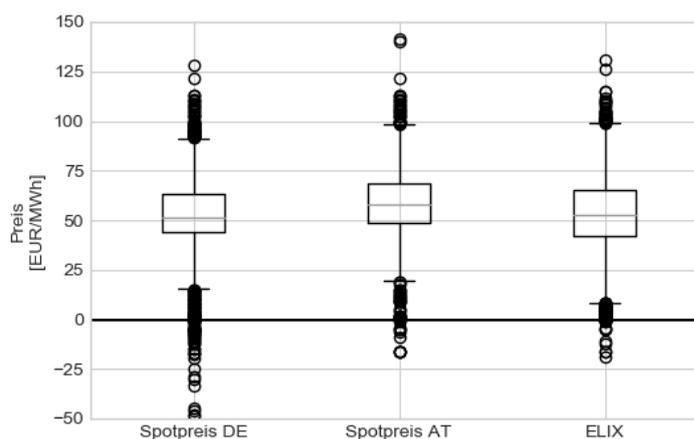


Abbildung 3: Boxplot des ELIX und der Spotpreise in der deutschen und österreichischen Gebotszone vom 01.10.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

<sup>3</sup> Auch für das Jahr 2017 zeigt sich im Monatsverlauf für das Preisverhältnis ELIX zu Spotpreis DE/AT eine Saisonalität, d.h. in den Wintermonaten lag der ELIX tendenziell über dem DE/AT Preis, in den Sommermonaten darunter.

Im Zeitablauf lässt sich derzeit noch kein eindeutiger Trend identifizieren. Zu Beginn der Preiszonentrennung gab es bei den Spreads einige starke Preisausschläge nach oben, welche auch durch Kapazitätseinschränkungen bzw. den Tag der deutschen Einheit bedingt waren. Im 30-Tage-Mittel scheinen sich die Spreads etwas stabilisiert zu haben, auch wenn die Ausschläge in Einzelstunden weiterhin erheblich sein können (Abbildung 4).

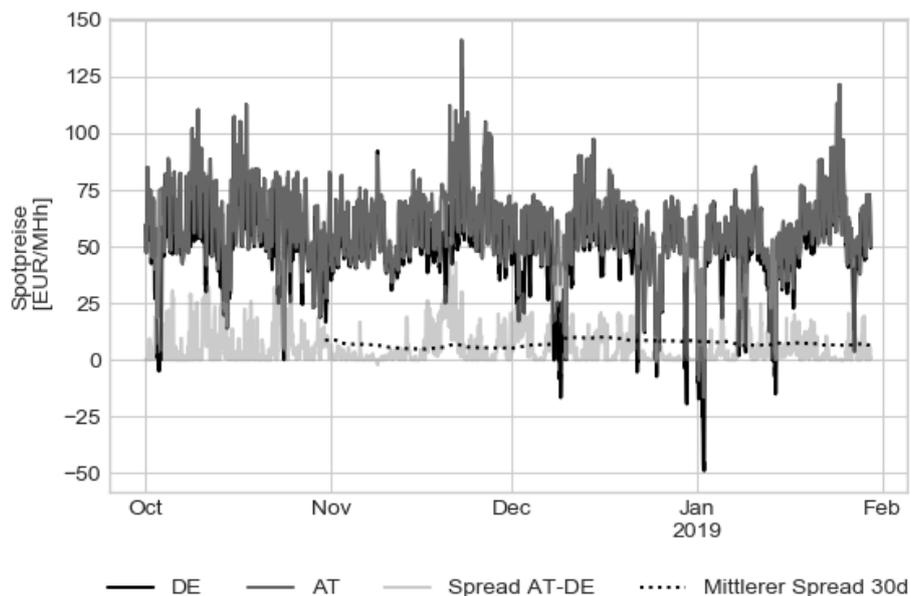


Abbildung 4: Entwicklung der Spreads DE-AT der Day-Ahead Auktion im Zeitablauf inkl. 30-Tage-Durchschnitt (Quelle: ENTSO-E Transparency)

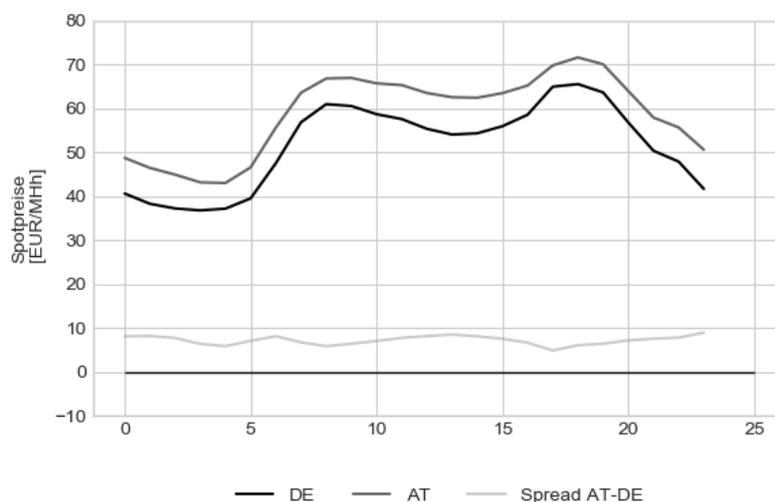


Abbildung 5: Mittlere Spotpreise für das deutsche und österreichische Marktgebiet im Tagesverlauf (Quelle: ENTSO-E Transparency).

Abbildung 5 zeigt die mittleren Spotpreise im Tagesverlauf nach der Preiszonentrennung. Auf beiden Märkten ist ein paralleler Spotpreisverlauf zu erkennen. In den frühen Morgenstunden liegt der Preis im Schnitt am niedrigsten. Morgens steigt er rasant an. Im Laufe des Vormittags bis mittags fällt der Preis in der Regel wieder ab und gegen 18:00 erreicht der Preis dann seinen Höchststand, um dann im Laufe des Abends konstant auf das Ausgangsniveau zurückzufallen. Diese typische Bewegung ist in beiden neuen sowie im alten gemein-

samen Marktgebiet gleich. Dementsprechend hat sich diese Situation durch die Preiszonen-trennung nicht fundamental geändert.

Zwei interessante Phänomene lassen sich aber dennoch beschreiben: (i) Der mittlere Spread (hellgraue Linie) zwischen AT-DE weist einen leicht negativen Zusammenhang mit dem Preisniveau auf (Person Korrelation  $-0.31$ ): D.h. mit steigendem Marktpreis konvergieren die Märkte tendenziell stärker. (ii) Der Spread steigt über die Mittagsstunden. Besonders ausgeprägt war dies in den ersten Wochen nach der Preiszonentrennung zu beobachten. Im Oktober 2018 lag der Spotpreis in DE in den Mittagsstunden, bei hoher deutscher Solarproduktion, deutlich unter jenen des österreichischen Marktgebiets. Im Oktober lag der mittlere Spread über alle Stunden bei 8,55 EUR/MWh. In den Mittagsstunden (12:00, 13:00) lag dieser bei 16,02, bzw. 16,37 EUR/MWh. Der Spotpreis am deutschen Markt ist mit steigender Solarproduktion zurückgegangen. Dieser Effekt war am österreichischen Markt deutlich schwächer ausgeprägt. Mit schwindender Erzeugung aus PV-Anlagen über die Wintermonate (im Besonderen im Dezember und Jänner) haben sich auch die Spreads über die Mittagsstunden reduziert.

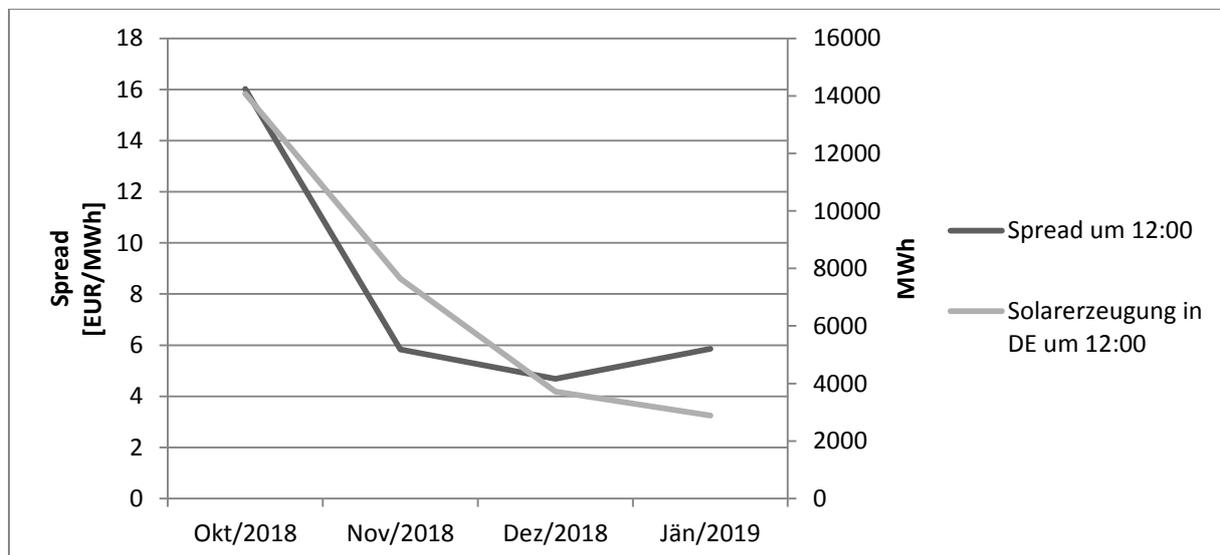


Abbildung 6: Vergleich über die mittleren Spreads AT-DE um 12:00 und der PV-Erzeugung auf dem deutschen Marktgebiet um 12:00 im Monatsvergleich.

Für eine aussagekräftige Analyse dieses Zusammenhangs ist die Datengrundlage noch nicht ausreichend belastbar. Ob sich dieser Effekt auch in den kommenden Sommermonaten beobachten lässt, wird sich erst zeigen.

## 2.2 Auktionen für Grenzkapazitäten

Bei der ersten Auktion für Grenzkapazitäten auf der Plattform des Joint Allocation Office (JAO) stellten im September 2018 für den Lieferzeitraum Oktober 2018 in der Richtung DE nach AT 46 Teilnehmer Gebote für über 53.000 MW ein. Bei einer langfristig vergebenen Kapazität von 4.900 MW erhielten schließlich 37 Teilnehmer den Zuschlag für 0,88 EUR/MWh. Die nachfolgenden Monatsauktionen sowie die Jahresauktion 2019 konnten vor dem Hintergrund der am Day-Ahead Markt gewonnenen Erfahrungen weit höhere Preise

erzielen. Die Entwicklung der einzelnen Auktionen inklusive der Gebotskurven ist nachfolgend dargestellt.

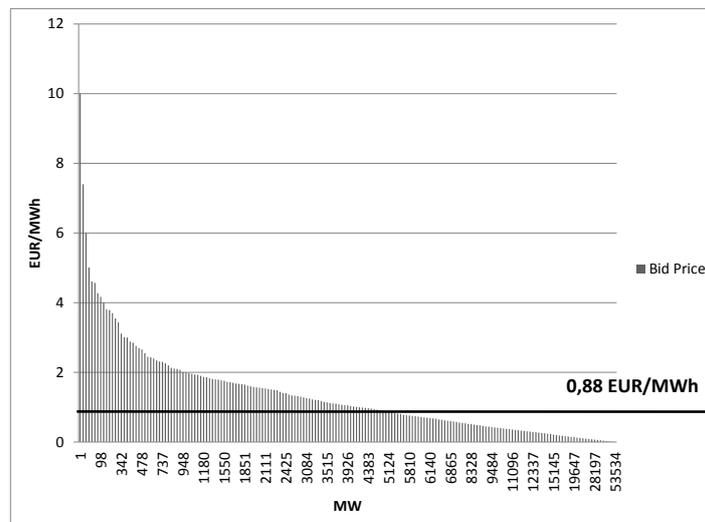


Abbildung 7: Preise und Mengen der Gebote für Grenzkapazitäten von Deutschland nach Österreich für den Oktober 2018. Zuschlagspreis 0,88€/MWh (Quelle: JAO)

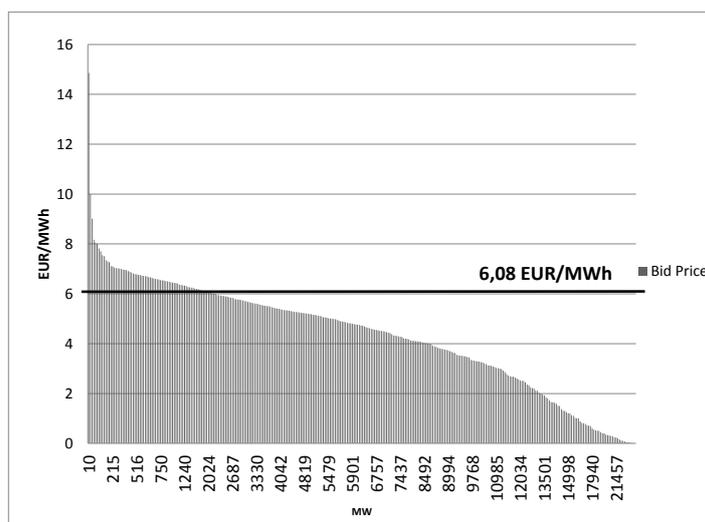


Abbildung 8 Preise und Mengen der Gebote für Grenzkapazitäten von Deutschland nach Österreich für den Jänner 2019. Zuschlagspreis 6,08 €/MWh (Quelle: JAO)

Interessant gestaltet sich dabei nicht nur die preisliche Entwicklung, sondern auch die Herkunft der Auktionsteilnehmer. Während wie zu erwarten die Nachfrage in Österreich, Deutschland, Italien, Tschechien und der Schweiz groß war, gab es auch ein reges Interesse von dänischen Marktteilnehmern sowie vereinzelt auch von Marktteilnehmern, die in den USA oder Großbritannien registriert sind. Dies ist auch dadurch bedingt, dass die vergebenen Kapazitäten im ökonomischen Sinn reine Finanzprodukte sind (Financial Transmission Rights – FTRs), d.h. es werden lediglich die Differenzen der Day-Ahead Spotauktion finanziell abgegolten.

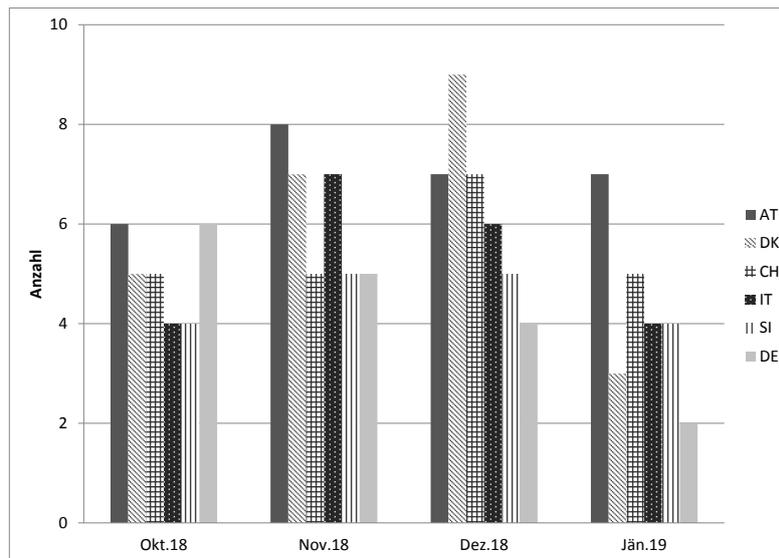


Abbildung 9: Teilnehmer der Auktionen für die Monatskapazitäten für DE nach AT (Quelle: Joint Allocation Office)

Vergleicht man daher die bisherige Entwicklung der Differenzen der Day-Ahead-Auktion mit den Ergebnissen der jeweiligen Monatsauktionen für Grenzkapazitäten, so zeigt sich, dass die Teilnahme an den JAO-Auktionen mit Ausnahme des Monats November gewinnbringend war, d.h. die tatsächlichen Base Day-Ahead Spreads lagen über dem Preis der für den FTR Kontrakt bezahlt werden mussten. (Abbildung 10).

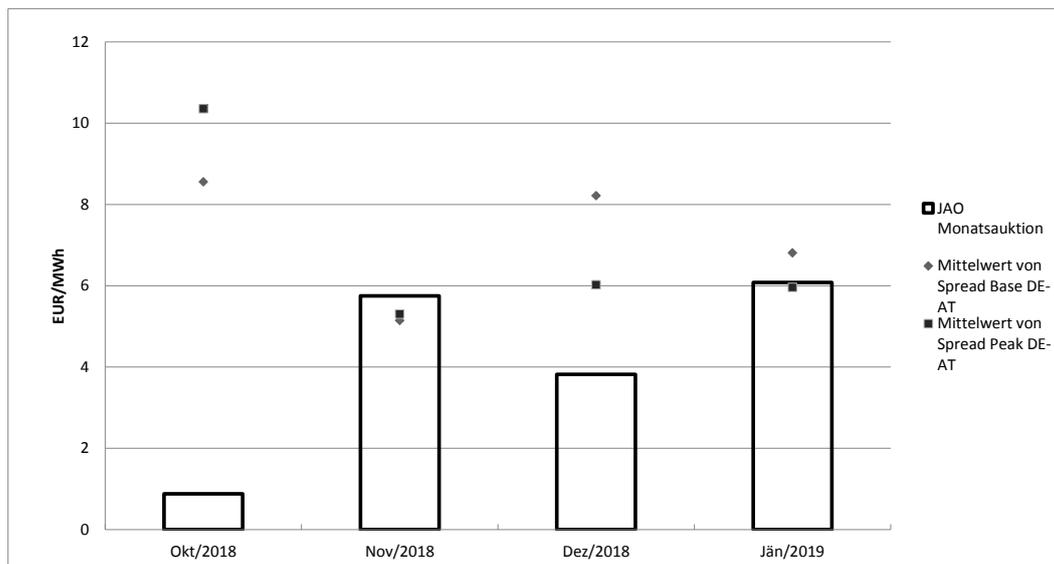


Abbildung 10: Spreads der Day-Ahead-Auktionen mit den jeweiligen JAO-Monatsauktionen (DE nach AT) im Vergleich (Quelle: EPEX Spot SE, JAO)

### 2.3 Terminmarkt

Vor der Preiszonentrennung profitierten österreichische Händler und Lieferanten von der Teilnahme am liquidesten Terminmarkt Europas im Strombereich. Der Terminmarkt dient der Absicherung für Erzeugung und Vertrieb und ist auch für den Endkundenmarkt eine wichtige Referenz. Industriekunden, aber auch Haushalte können in Verträgen direkt oder indirekt an Terminmarktverträge oder Indizes gebunden sein. Auch bei der Berechnung des Markt-

preises gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012 dienen Terminmarktkontrakte als direkte Basis. Neben dem Spotmarkt erfüllt der Terminmarkt daher eine zentrale Rolle im Stromgroßhandel.

Für einen funktionierenden Terminmarkt ist Liquidität eine wichtige Voraussetzung, um einerseits überhaupt Absicherungsgeschäfte tätigen zu können – nur in einem liquiden Markt können Trades abgeschlossen werden – und um zuverlässige und aussagekräftige Preissignale zu erhalten, die Erzeugern, Vertrieb und Kunden eine realistische Einschätzung des Marktes erlauben. In Europa hat sich mittlerweile die European Energy Exchange (EEX) als führende Börse im Stromterminmarkt etabliert. Darüber hinaus können Terminmarktkontrakte OTC bei Brokern gehandelt werden. Die Handelsvolumina liegen hier in der Regel zwar weit über den börslichen Mengen, die mangelnde Transparenz für Außenstehende (d.h. Nicht-Trader) bedeutet aber, dass hier keine Preissignale für den allgemeinen Markt oder gar Endkunden zur Verfügung stehen. Der börsliche Handel an der EEX und die dort veröffentlichten Preisquotierungen spielen also trotzdem eine wichtige Rolle im Markt.

Vor der Preiszonentrennung gab es für die Lieferzone Deutschland und Österreich einen gemeinsamen Terminmarkt an der EEX unter der Marke „Phelix“. Mit Konkretisierung der Planung zur Preiszonentrennung beschloss die EEX im Mai 2017, eigene Österreich-finanzielle Produkte im Terminmarkt per 26.06.2017 aufzulegen („Phelix-AT“) [7]. Dadurch ergab sich die eher ungewöhnliche Situation, dass bereits Kontrakte gehandelt werden konnten, für die das Underlying – der Day-Ahead Spotmarkt-Preis – noch nicht handelbar war und keine Erfahrungswerte dazu existierten. Der Settlementpreis für diese Phelix-AT-Kontrakte wurde bis zum Beginn der tatsächlichen Preiszonentrennung über eine Formel festgelegt. Neben Phelix-AT-Produkten ist seit 2017 eine umfassende Phelix-DE-Produktpalette für Deutschland handelbar, während die Phelix (DE/AT)-Produkte nach und nach auslaufen.

In weiterer Folge verlagerte sich die Liquidität innerhalb weniger Monate von den Phelix (DE/AT)-Produkten auf die Phelix-DE-Produkte. In Abbildung 11 werden die gehandelten Volumina der wichtigsten Kontrakte für Deutschland und Österreich in absteigender Reihenfolge nach gehandeltem Volumen dargestellt. In Abbildung 12 wird die Anzahl der abgeschlossenen Kontrakte verglichen. Dabei werden die einzelnen Kontraktsschienen separat aufgelistet, beispielsweise bezeichnet DEBY alle in diesem Zeitraum verfügbaren Jahres-Baseload-Kontrakte für Deutschland.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Des Weiteren beziehen sich die Kürzel M, Q, und P auf Monatskontrakte, Quartalskontrakte und Peak-Kontrakte in den jeweiligen Kombinationen und für das jeweilige Liefergebiet.

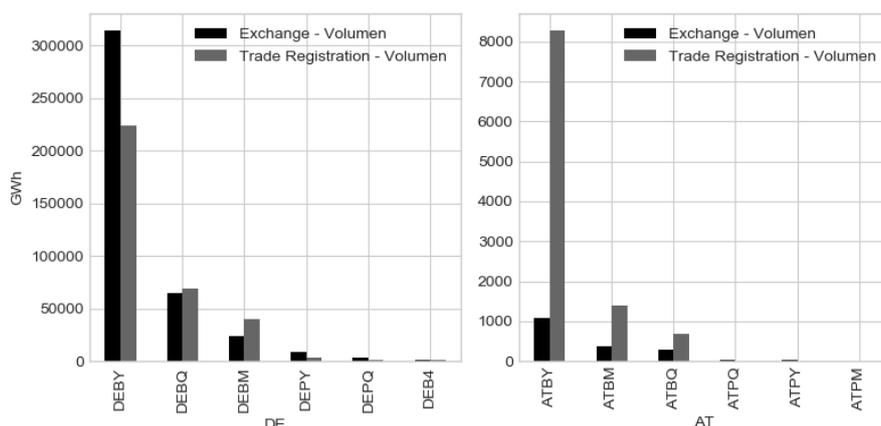


Abbildung 11 Die nach gehandelten Volumina sortierten an der EEX gehandelten Kontrakte für den deutschen (links) und österreichischen (rechts) Markt nach der Preiszonentrennung. 01.10.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: EEX) (Abweichende y-Achsen)



Abbildung 12 Anzahl der abgeschlossenen Kontrakte an der EEX für die deutsche (links) und österreichische (rechts) Gebotszone nach der Preiszonentrennung. 01.10.2018 bis 27.01.2019 (Quelle: EEX) (Abweichende y-Achsen)

Wie in Abbildung 11 veranschaulicht übersteigt das börslich gehandelte Volumen für das deutsche Marktgebiet jenes für den österreichischen Markt um den Faktor 230. In beiden Ländern wird über Jahresbaseload-Kontrakte der größte Anteil des EEX-Handels abgewickelt. Zweit- und drittbedeutendste Kontrakte sind jeweils Quarter- und Month-Baseload-Kontrakte. Peakload-Kontrakte spielen für die gehandelten Volumina eine untergeordnete Rolle. Für das österreichische Marktgebiet ist auffallend, dass das Volumen, welches im Jahresbaseload-Kontrakt börslich gehandelt wurde deutlich unter jenem liegt, dass nur über die EEX gecleart wurde (Trade Registration). Auffallend ist außerdem, dass der Großteil der Geschäfte auf dem diese Differenz beruht im Zeitraum von vier Wochen zwischen 14.11.2018 und 12.12.2018 angemeldet wurde. Mit ca. 13.000 GWh entspricht 62,5 % des gesamten seit 01.10.2018 bis 27.01.2019 über die EEX gelcleartem Volumens. Im selben Zeitraum wurden mit 1.300 GWh börslich gehandelt.

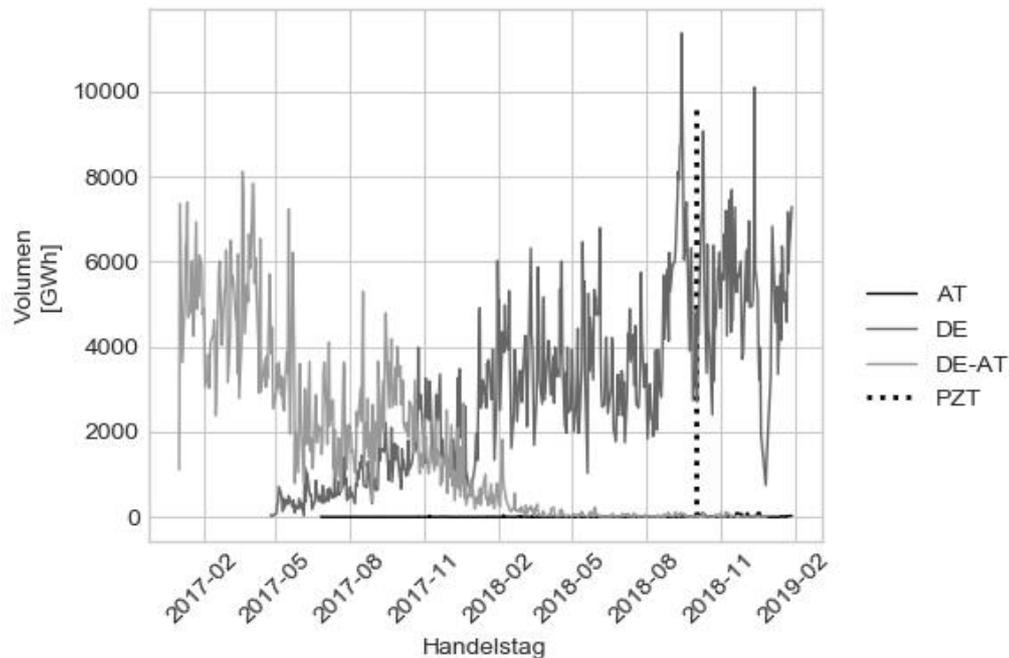


Abbildung 13: Entwicklung börslich gehandelten Volumina an der EEX für das deutsch-österreichische, deutsche und österreichische Marktgebiet seit Einführung der entsprechenden Kontrakte (Quelle: EEX)

Für den deutschen Markt (und ehemals DE/AT) werden insgesamt zwölf unterschiedliche Kontraktarten angeboten. Diese beinhalten unter anderem auch wochen- und tagesspezifische Produkte. Für den österreichischen Markt werden sechs unterschiedliche Arten angeboten. Auch das unterstreicht das Ausmaß der Qualitäts- und Quantitätsunterschiede in der Nachfrage für Handelsmöglichkeiten innerhalb der beiden Handelsgebiete.

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Handelsvolumina, die an der Preiszonentrennung beteiligten Marktgebiete. Auf der y-Achse ist die Summe aller, an einem Handelstag für das entsprechende Marktgebiet, abgeschlossenen Geschäfte aufgetragen. Auf der x-Achse ist der Zeitstrahl dargestellt. Mit Einführung separater Kontrakte für das deutsche und österreichische Marktgebiet begann sich das Handelsgeschehen vom gemeinsamen Markt zu jenem für den deutschen Markt kontinuierlich zu verlagern. Anfang 2018 wurde bereits der Großteil des Volumens am Markt für das deutsche Marktgebiet umgeschlagen. Bereits einige Monate vor der eigentlichen Preiszonentrennung ist der Handel für die gemeinsame Preiszone zum Erliegen gekommen. In der Abbildung ist ebenfalls das gehandelte Volumen für das österreichische Marktgebiet aufgetragen. Das Volumen ist in Relation zu jenem des deutschen Marktgebiets jedoch vernachlässigbar gering. In Abbildung 14 ist daher die Entwicklung der Handelsvolumina für das österreichische Marktgebiet herausgegriffen. Das gehandelte Volumen liegt sowohl absolut als auch in Relation zum Gesamtstromverbrauch deutlich unter jenem für das deutsche Marktgebiet. Besonders auffällig ist, dass das gehandelte Volumen zwischenzeitlich immer wieder auf null fällt. Folglich kommt es, auch an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen dazu, dass für einzelne Kontrakte kein einziges Geschäft über die Börse abgeschlossen wurde. Ähnlich ist die Situation auch für die geclearten Geschäfte. Zwar sind Handelsfrequenz und die umgesetzten Volumina dennoch im Vergleich zum deutschen Marktgebiet nicht von einem durchgehendem Handel

sprechen.

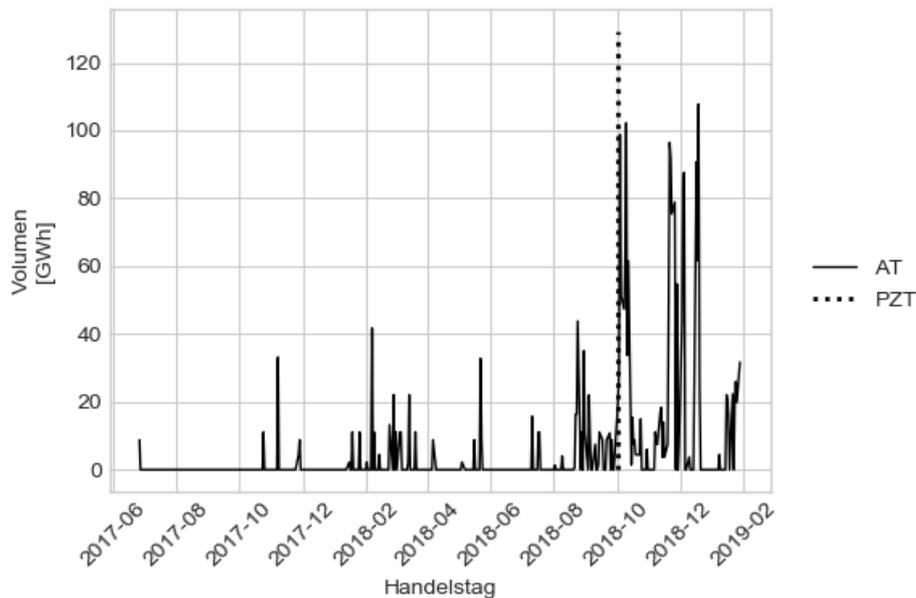


Abbildung 14 Entwicklung der börslich gehandelten Volumina an der EEX für das österreichische Marktgebiet. (01.06.2017 bis 27.01.2019)(Quelle: EEX)

### 3 Analyse der Marktsituation

Der folgende Abschnitt befasst sich mit einer ersten Analyse der Marktsituation bzw. den zugrundeliegenden Faktoren auf Erzeugungs- und Nachfrageseite.

#### 3.1 Erzeugungsstruktur

Vergleicht man die Erzeugungsstruktur in Deutschland und Österreich zeigt sich, dass die beiden Länder hier erhebliche Unterschiede aufweisen. Vor allem durch den hohen Anteil der Wasserkraft von Wasserkraft sind die saisonalen Schwankungen in Österreich deutlicher.

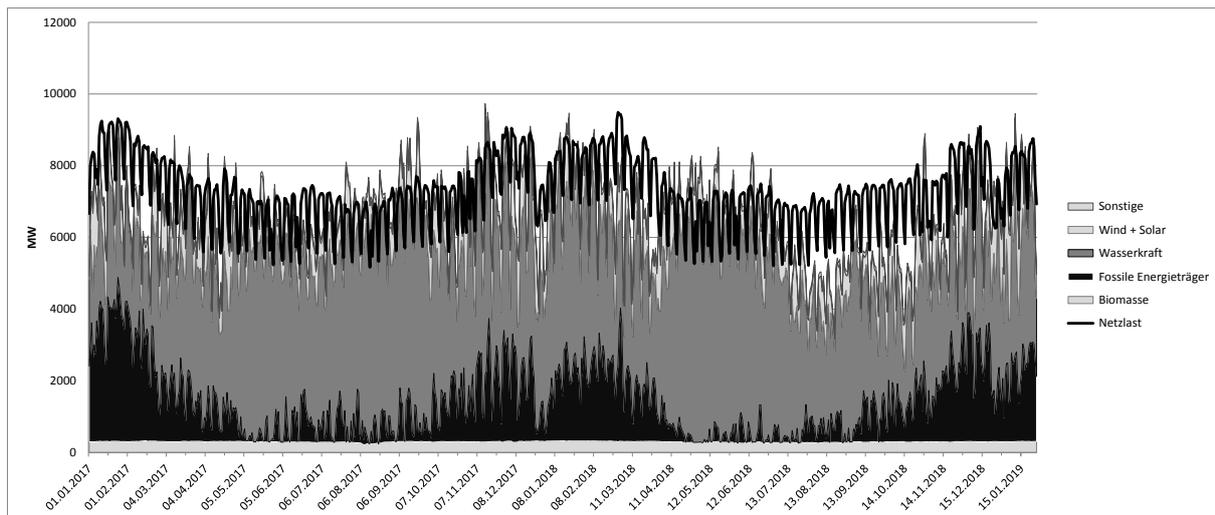


Abbildung 15: Darstellung des österreichischen Erzeugungsmix und der Netzlast vom 01.01.2017 bis 27.01.2019 (tägliche Mittelwerte) (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

Die in Abbildung 15 dargestellte Zeitreihe zeigt die Netzlast und den Stromerzeugungsmix Österreichs über den Zeitraum vom 01.01.2017 bis zum 27.01.2019. Die Grafik veranschaulicht den signifikanten Anteil der Wasserkraft (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherkraftwerke) an der österreichischen Stromerzeugung sowie die ausgeprägten saisonalen Schwankungen in der Erzeugung mittels dieses Energieträgers. So ist in den Wintermonaten eine weitaus schwächer ausgeprägte Produktion erkennbar, welche durch eine intensivere Nutzung von fossilen Energieträgern (primär Erdgas) ausgeglichen werden muss. Dadurch leisten fossile Energieträger nach wie vor einen maßgeblichen Beitrag zur österreichischen Stromerzeugung. An der Differenz von Erzeugung und Netzlast ist erkennbar, wann und in welchem Ausmaß Strom exportiert bzw. importiert wird. So kommt es in Österreich vor allem in den Wintermonaten zu Stromimporten. Das ist auf die geringere Erzeugung der Wasserkraftwerke zurückzuführen.

Die folgende Zeitreihe zeigt den deutschen Erzeugungsmix und die dazugehörige Netzlast. In Abbildung 16 ist ersichtlich, dass in Deutschland noch immer fossile Energieträger in erheblichem Ausmaß zur Stromproduktion genutzt werden (primär Braun- und Steinkohle). Dadurch ergeben sich schwächer ausgeprägte saisonale Schwankungen als in Österreich, auch wenn die generelle Volatilität aufgrund der stark gestiegenen Wind- und PV Einspeisungen erheblich ist. An der Netzlast und der Gesamterzeugung ist auch zu erkennen, dass Deutschland, im Gegensatz zu Österreich, derzeit kaum auf Importe angewiesen ist. Ebenso ist zu erkennen, dass der Wind- und Solarsektor in Deutschland bereits weit stärker ausgebaut ist und in einem umfangreichen Ausmaß zur Stromproduktion beiträgt, gleichzeitig jedoch auch für die auftretenden Erzeugungsspitzen verantwortlich ist.

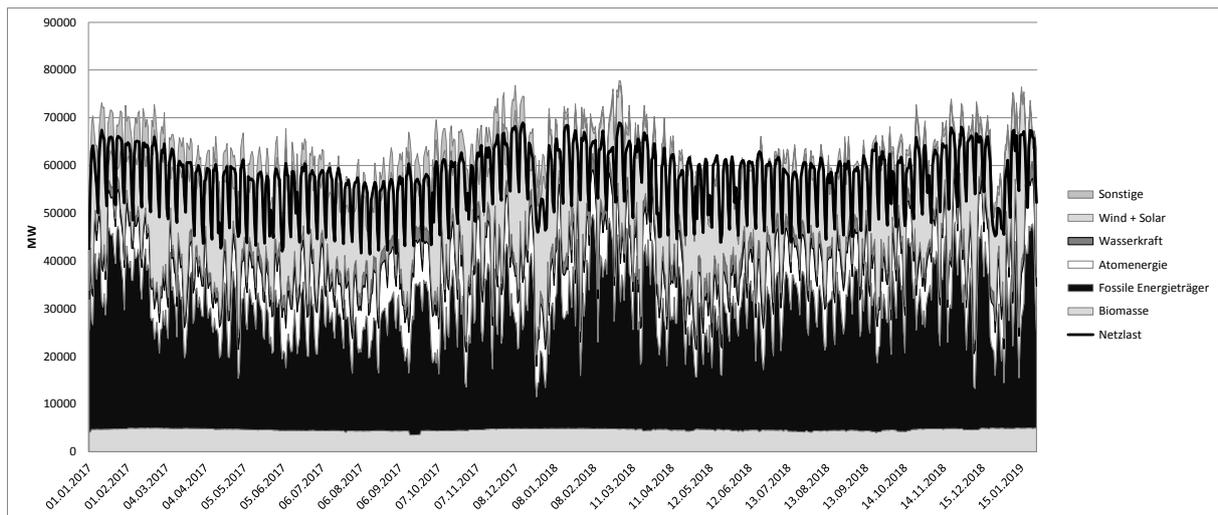


Abbildung 16: Darstellung des deutschen Erzeugungsmix und der Netzlast vom 01.01.2017 bis 27.01.2019 (tägliche Mittelwerte) (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

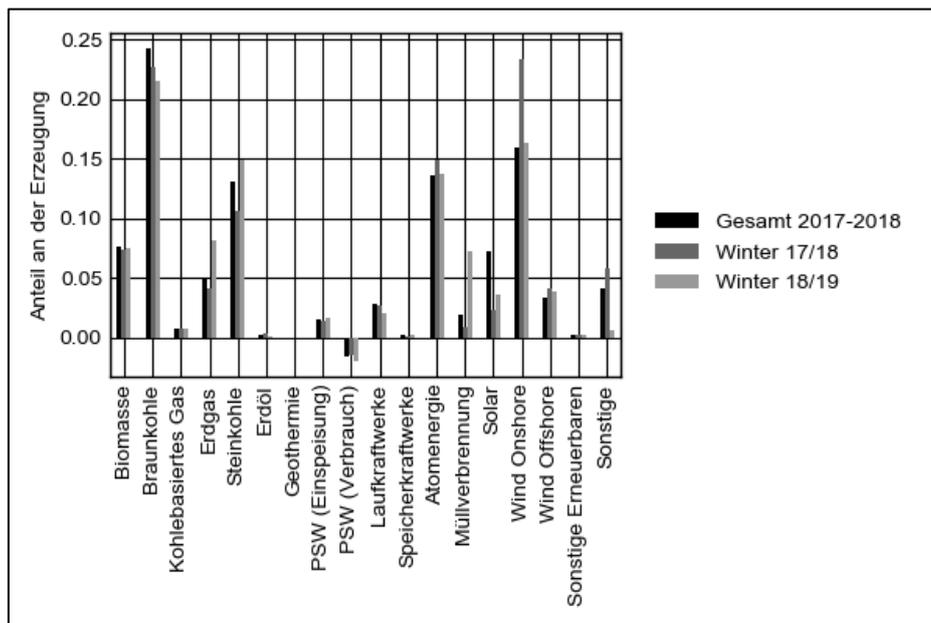


Abbildung 17: Darstellung des mittleren österreichischen Erzeugungsmix und der Netzlast in unterschiedlichen Perioden (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

### 3.2 Analyse des Marktwerts

Im nachfolgenden wird der Marktwert der einzelnen, für das österreichische Marktgebiet relevanten Erzeugertechnologien dargestellt. Der Marktwert soll dabei die durchschnittlichen Erlöse einer Technologie darstellen. Der zugrundeliegende Gedanke ist, dass die in einem Marktgebiet kumulierte Erzeugung einer Technologie (z.B. Windkraft) einen Einfluss auf den Marktpreis hat. Herrscht eine Korrelation zwischen Erzeugungsleistung und Preis einer bestimmten Technologie, kann diese im Mittel Erlöse über oder unter dem allgemeinen Preisniveau erzielen. Am Beispiel von Windkraft sei das verdeutlicht: In einem Marktgebiet herrscht ein durchschnittliches Preisniveau. Werden große Mengen Strom aus Windkraft erzeugt, steigt das Angebot bei gleichbleibender Nachfrage. Der Preis fällt somit kurzfristig.

Betreiber von Windkraftanlagen müssen sich mit einem Preis unter dem mittleren Marktpreis zufriedengeben. Korrelieren die Erzeuger aus einer Technologie stark miteinander, sind diese langfristig nicht in der Lage, Erlöse über dem mittleren Marktniveau zu erzielen. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn große Kapazitäten einer Technologie gleichzeitig produzieren. Im Besonderen trifft das auf alle dargebotsabhängigen Technologien mit niedrigen variablen Kosten zu. Demgegenüber stehen flexible Technologien mit hohen variablen Kostenanteilen. Diese sind in der Regel auch langfristig in der Lage, Preise über dem mittleren Preisniveau zu erzielen.

In den nachfolgenden Abbildungen wird der Marktwert untersucht. Die Berechnung erfolgt anhand des durch die Erzeugungsleistung gewichteten mittleren Marktpreis (Spot-Day Ahead).

$$MV_j = \sum_{t=0}^i \frac{P_t * gen_{i,j}}{\sum_{t=0}^i gen_{i,j}}$$

MV... Marktwert

$P_i$  ...Spotpreis zum Zeitpunkt  $i$

$Gen_{i,j}$ ... Erzeugung zum Zeitpunkt  $i$  durch Technologie  $j$

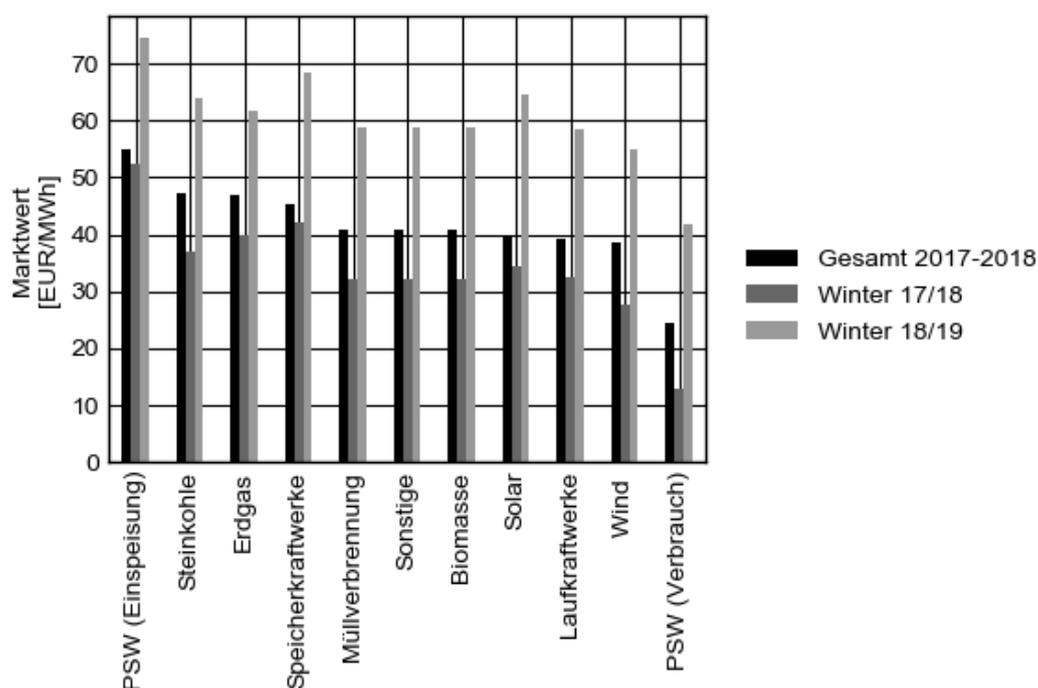


Abbildung 18: Marktwert der österreichischen Erzeuger in drei verschiedenen Handelsperioden. (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

Abbildung 18 zeigt den Marktwert der Erzeugertechnologien in absteigenden Reihenfolgen. Die Abbildung zeigt den Marktwert für drei unterschiedliche Perioden: Den Winter 2017/2018, den Winter<sup>5</sup> 2018/2019 und das gesamte Jahr 2017 und 2018. Es ist zu

<sup>5</sup> Winter: In diesem Fall Q4 2018 + Jänner 2019

erkennen, dass im Winter 2018/2019 grundsätzlich ein höheres Preisniveau geherrscht hat. Die höchsten Preise konnten Pumpspeicherkraftwerke erzielen, gefolgt von Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken. Das bedeutet aber nicht, dass diese Technologien besonderes profitabel sind. Am anderen Ende der Verteilung sind Wind, Laufwasser und Solar zu finden.

Ein Vergleich zwischen den einzelnen Perioden ist bedingt durch die saisonalen Erzeugungsstrukturen nur sehr eingeschränkt zulässig. Die unterschiedlichen Preisniveaus erschweren darüber hinaus die Interpretierbarkeit. In der nachfolgenden Grafik sind die Marktwerte daher durch die jeweiligen für die Periode typischen, mittleren Preisniveaus normiert. Liegt das Resultat über 1, so konnte diese Technologie im Mittel überdurchschnittliche Preise erzielen. Liegt sie darunter, lag der Marktwert unter dem allgemeinen Preisniveau.

In Abbildung 19 ist dieser Zusammenhang dargestellt. Besonders PV und Wind konnten diesen Winter relativ bessere Ergebnisse erzielen.

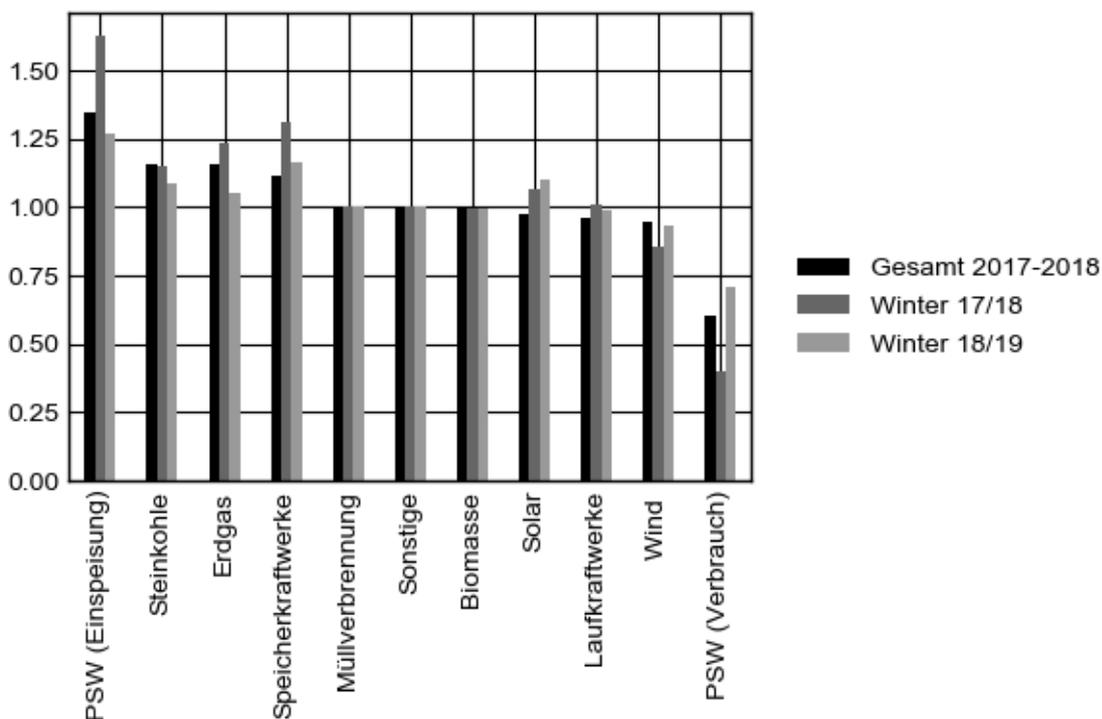


Abbildung 19: Relativer Marktwert der österreichischen Erzeuger im Vergleich zum mittleren Preisniveau in der Handelsperiode in drei verschiedenen Handelsperioden (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

#### 4 Auswirkungen der Preiszonentrennung auf physikalische und kommerzielle Stromflüsse

Einer der Hauptgründe für die Trennung des deutsch-österreichischen Marktes sind die Kapazitätsengpässe bei Stromleitungen. Der im Norden Europas überwiegend aus Windkraft produzierte Strom kann aufgrund von Engpässen beim Transport vom Norden in die großen Verbraucherzentren des Südens nicht ohne Maßnahmen zur Netzstabilisierung transportiert werden. Die Maßnahmen zur Netzstabilisierung verursachten erhöhte Kosten im System. Aus diesem Grund wurde von der Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen

Energieregulierungsbehörden (ACER) ein Vorschlag erarbeitet und umgesetzt, der zur Trennung des bisher gemeinsamen Strommarktes geführt hat. Ziel war es, die physischen und kommerziellen Stromflüsse ins Gleichgewicht zu bringen und dadurch die Netze zu stabilisieren.

Auf Basis der Daten aus dem letzten Quartal 2018 wird daher analysiert, ob im Vergleich zum gleichen Zeitraum des Vorjahres eine Veränderung der physischen und kommerziellen Flüsse beobachtet werden kann.

Die Daten, auf denen die Analyse basiert, kommen von der Transparenzplattform ENTSO-E und wurden jeweils saldiert betrachtet. Folgende Daten wurden für die Analyse herangezogen:

- Total Commercial Schedules Border-Country: DE->AT; DE->CZ; DE->PL; PL->CZ; CZ->AT für die Jahre 2017 und 2018
- Cross Border Physical Flows Border-Country: DE->AT; DE->CZ; DE->PL; PL->CZ CZ->AT für die Jahre 2017 und 2018

Aufgrund der Diskussionen, die im Vorfeld der Preiszonentrennung geführt wurden, dass der physische Fluss nicht vom Norden Deutschlands auf direktem Weg nach Österreich kommt, wurden die physischen und kommerziellen Lastflüsse zwischen den Ländern Deutschland, Polen, Tschechische Republik und Österreich analysiert. Aufgrund der geringen Datenbasis, die seit der Preiszonentrennung vorhanden ist, beschränkt sich die Vergleichsanalyse auf das Q4-17 und auf das Q4-18.

#### **4.1 Lastflüsse zwischen Deutschland und Österreich**

Vergleicht man die saldierten physischen Lastflüsse aus dem 4. Quartal 2017 (Q4-17) – das Jahr vor der Preiszonentrennung – mit dem 4. Quartal 2018 (Q4-18), so ist zu erkennen, dass es zu einer durchschnittlichen Verringerung um 14% gekommen ist. Stellt man den gleichen Vergleich für die kommerziellen Lastflüsse an, ist eine Abnahme von 13 % zu beobachten. Im Q4-17 war das Verhältnis zwischen physischen und kommerziellen Lastfluss 1:1,89. Im Q4-18 lag das Verhältnis bei 1:1,92. Auf Basis dieser Analysen ist keine gravierende Veränderung zwischen Q4-17 und Q4-18 und im Verhältnis physischer Lastfluss zu kommerzieller Lastfluss erkennbar.

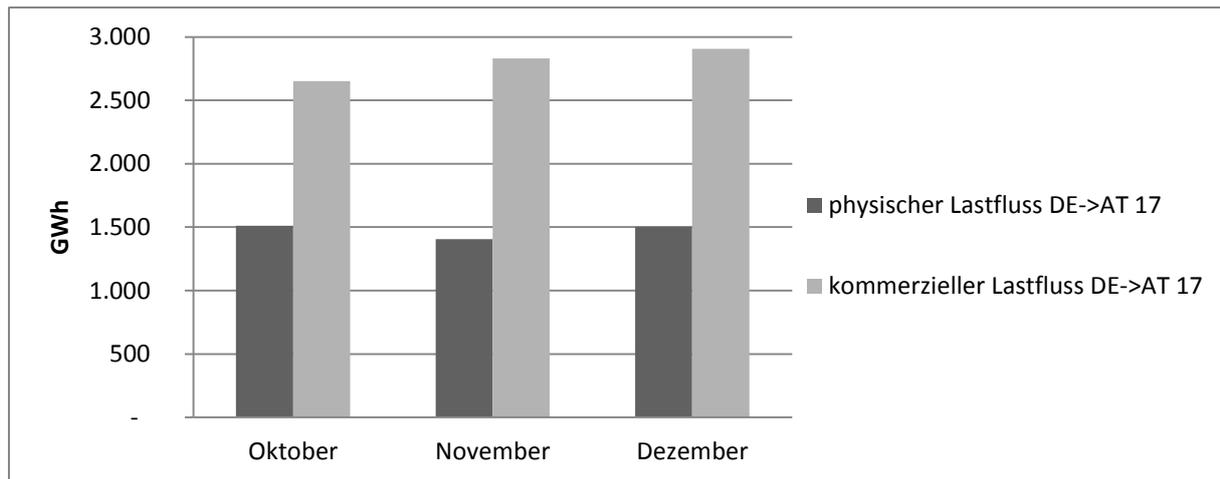


Abbildung 20: Lastflüsse von Deutschland nach Österreich im 4. Quartal 2017 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

In Summe ist jedoch ein Rückgang der Lastflüsse erkennbar. Dieser Rückgang kann jedoch nicht ausschließlich auf die Preiszonentrennung zurückgeführt werden, weil der Stromverbrauch in Österreich im Q4-18 geringer als im Vergleichszeitraum 2017 war. Darüber hinaus lässt die Kürze der Vergleichszeiträume noch keine endgültigen Schlussfolgerungen zu. Der statistische Vergleich trifft zudem keine Aussage wie das Verhältnis der physischen und kommerziellen Flüsse im Q4-18 ohne Preiszonentrennung gewesen wäre.

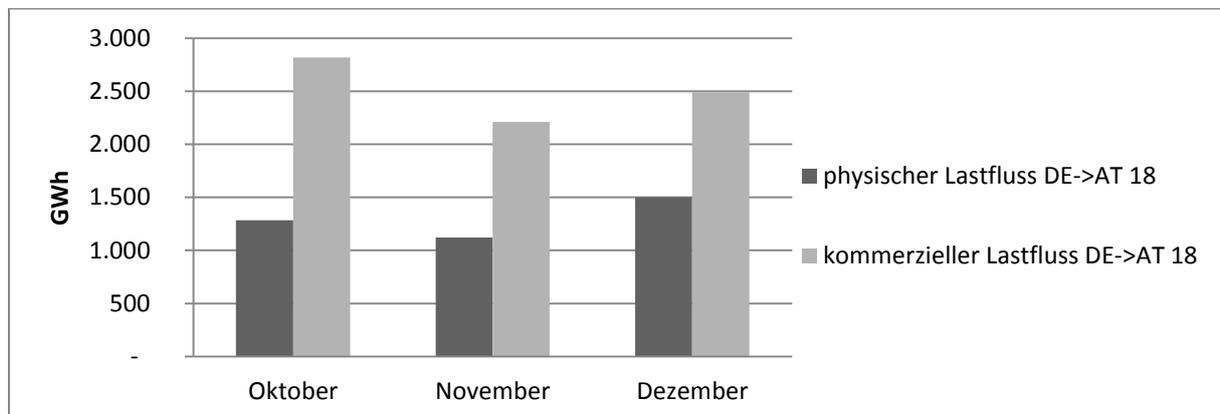


Abbildung 21: Lastflüsse von Deutschland nach Österreich im 4. Quartal 2018 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

## 4.2 Lastflüsse zwischen Deutschland und Polen

Betrachtet man den kommerziellen Lastfluss zwischen Deutschland und Polen im Q4-17, ist zu vermuten, dass die Preise in Polen durchschnittlich niedriger waren als in Deutschland. Der physische Fluss während dieser Periode geht jedoch in Richtung Polen. Die Analyse des Q4-18 lässt vermuten, dass aufgrund der kommerziellen Flüsse, dass Preisniveau zwischen Deutschland und Polen im Durchschnitt ähnlich war, der Fluss jedoch in Richtung Polen geht. Für den physischen Fluss im Q4-18 gilt gleiches wie für Q4-17.

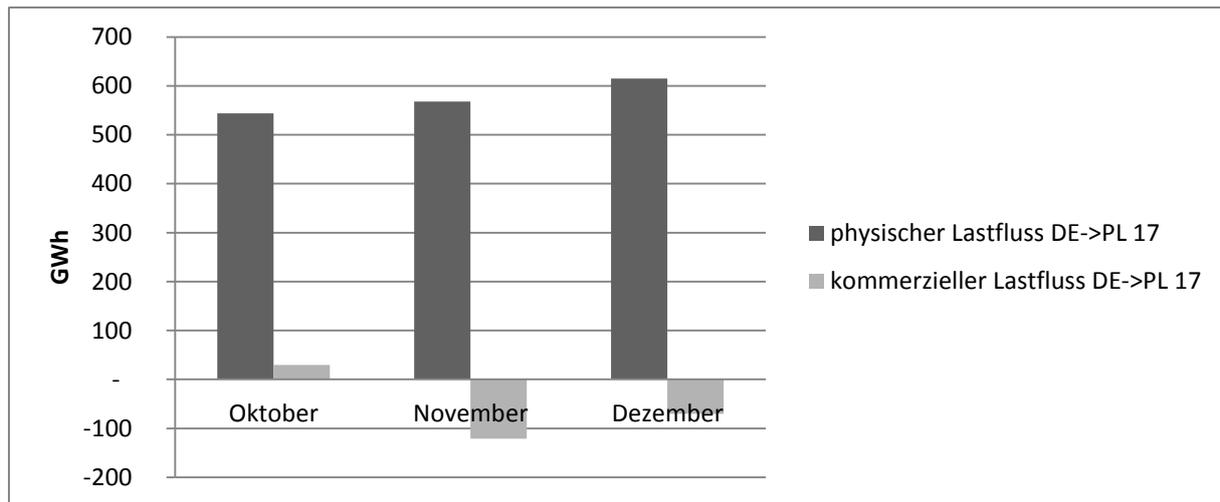


Abbildung 22: Lastflüsse zwischen Deutschland und Polen, Q4-17 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

Vergleicht man die Energieerzeugungsmengen bzw. Energieverbrauchsmengen in Deutschland mit jenen in Polen, ist ein physischer Fluss von durchschnittlich ca. 0,5 TWh/Monat relativ gering. Vergleicht man dazu den physischen Fluss zwischen Deutschland und Österreich ist hier der physische Fluss fast drei Mal so hoch, obwohl Österreich einen geringeren Gesamtstromverbrauch als Polen hat. Jedoch gibt es Unterschiede in der Erzeugungsstruktur und auch in der Saisonalität von Österreich und Polen. Daran lässt sich erkennen, dass es selbst nach der Preiszonentrennung, im Verhältnis zu anderen Ländern, noch einen sehr starken physischen Fluss von Deutschland nach Österreich gibt.

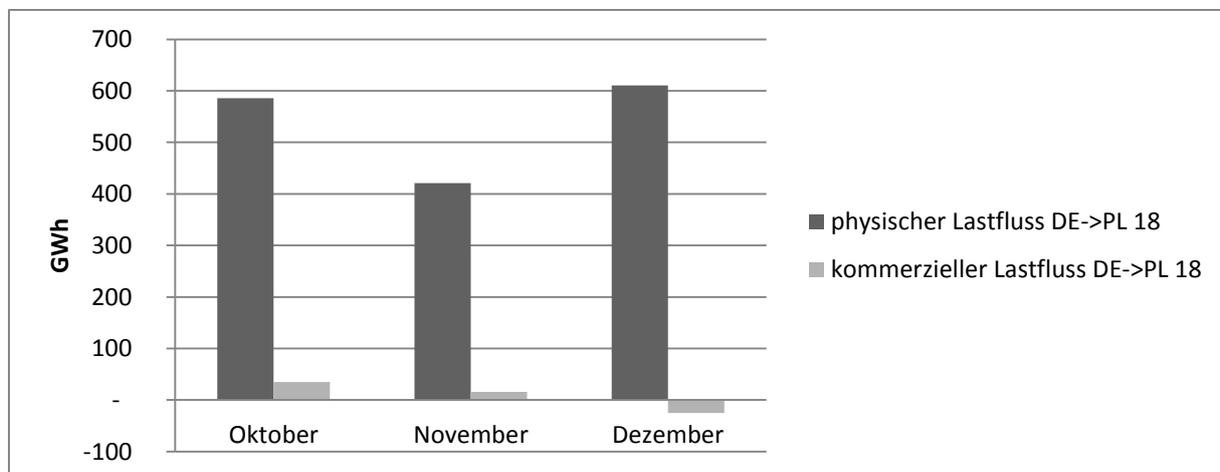


Abbildung 23: Lastflüsse zwischen Deutschland und Polen, Q4-18 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

### 4.3 Lastflüsse zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik

An den Flüssen zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik (CZ) ist zu erkennen, dass die physischen Lastflüsse von Deutschland nach CZ gehen, der kommerzielle Fluss im Q4-17 jedoch von CZ nach Deutschland ging. Diese Situation hat sich hingegen im Q4-18 geändert, da der kommerzielle Fluss in diesem Zeitraum ebenfalls von Deutschland nach CZ ging.

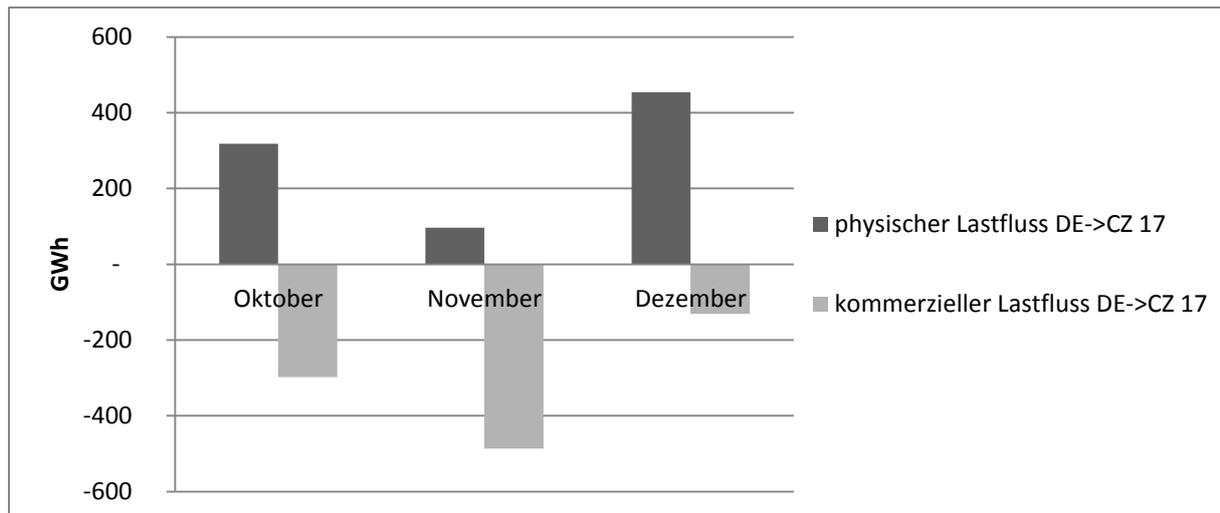


Abbildung 24: Lastflüsse zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik, Q4-17 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

Vergleicht man die absoluten Zahlen der physischen Lastflüsse Q4-17 mit Q4-18 ist ein Anstieg des physischen Lastflusses zu erkennen.

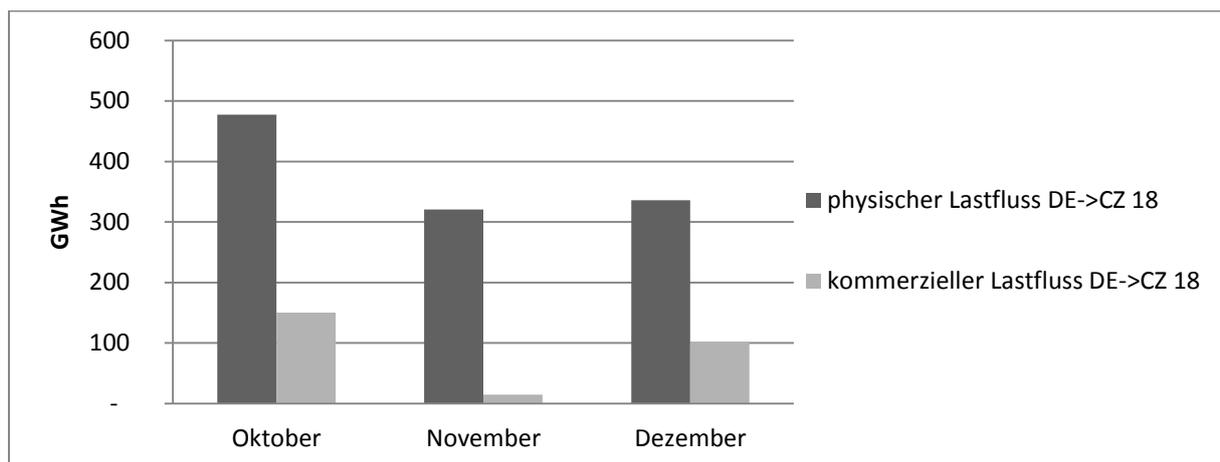


Abbildung 25: Lastflüsse zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik, Q4-18 (Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

#### 4.4 Lastflüsse zwischen der Tschechischen Republik und Österreich

Zwischen der Tschechischen Republik (CZ) und Österreich ist ein physischer Fluss von CZ nach Österreich zu beobachten. Beim kommerziellen Fluss fällt auf, dass es erst Daten ab dem Sommer 2018 für den kommerziellen Fluss gibt. Auf Basis dieser Daten ist zu erkennen, dass der kommerzielle Fluss genau wie der physische Fluss von CZ nach Österreich geht. Aufgrund der Preiszonentrennung und dem damit verbundenen Preisanstieg ist ein kommerzieller Fluss von CZ nach Österreich wirtschaftlich sinnvoll geworden.

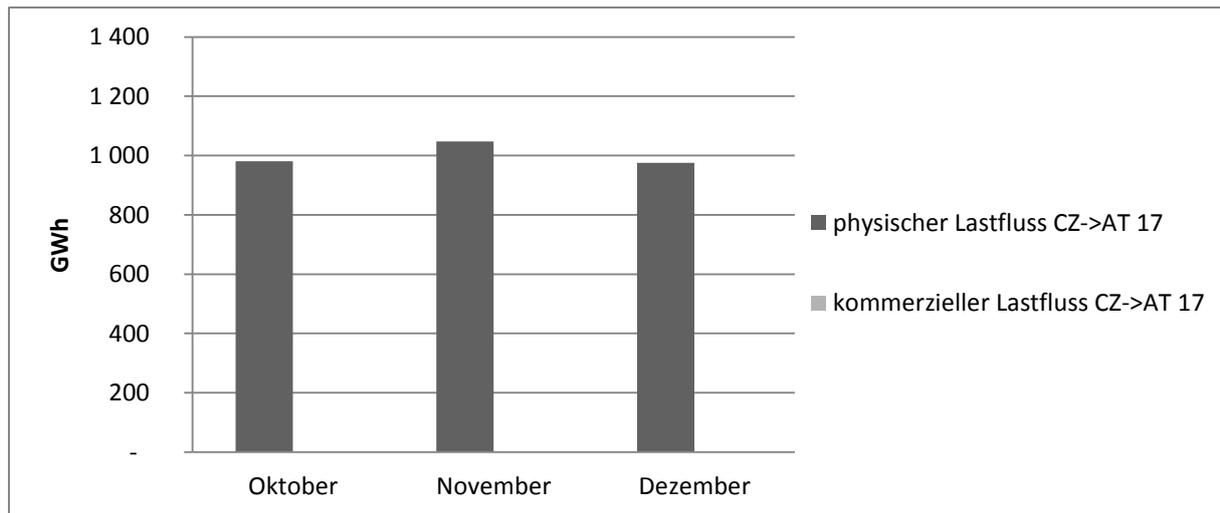


Abbildung 26: Lastflüsse zwischen der Tschechischen Republik und Österreich, Q4-17  
(Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

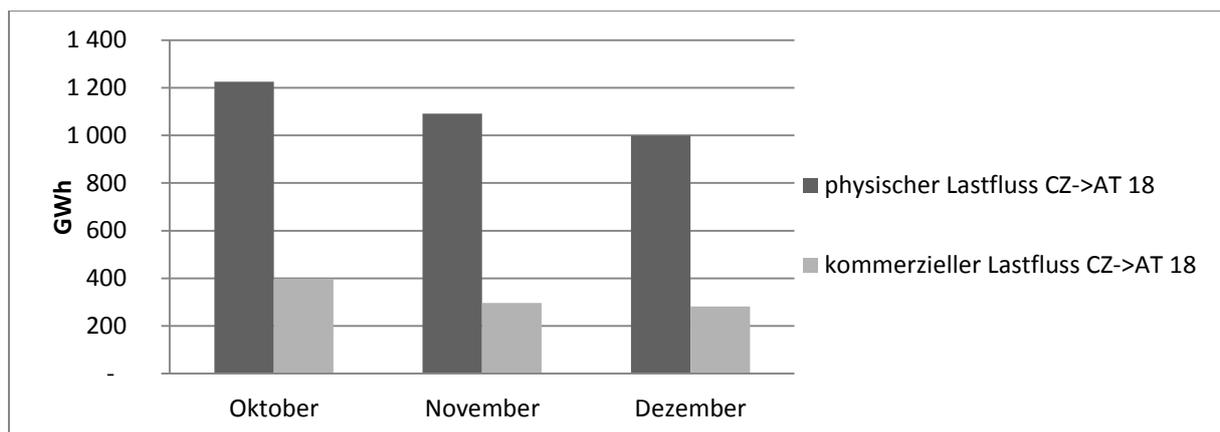


Abbildung 27: Lastflüsse zwischen der Tschechischen Republik und Österreich, Q4-18  
(Quelle: ENTSO-E Transparency Platform)

## 5 Zusammenfassung

Mit Beginn der Preiszonentrennung ist in Österreich ein neuer Markt entstanden. Dieser war in den ersten Monaten durch einen deutlichen Preisspread zu Deutschland - sowohl am Day-Ahead wie auch am Terminmarkt – sowie durch stark eingeschränkte Liquidität – vor allem am Terminmarkt – geprägt. Aufgrund des geringen Handelsvolumens am Terminmarkt ist es schwieriger geworden Absicherungsgeschäfte durchzuführen. Auch die Stabilität der Referenzpreise hat durch die Preiszonentrennung im Vergleich zu vorher abgenommen.

Die Ausprägung der Preisdifferenzen den beiden Märkten könnte aber eine starke Saisonalität aufweisen, was durch die Unterschiede in der Erzeugungsstruktur bedingt ist. Während das Spotpreisniveau in Zeiten der gemeinsamen Preiszone fast kontinuierlich über dem Niveau des ELIX lag, befindet sich der deutsche Spotpreis seit der Zohnentrennung in der Monatsbetrachtung tendenziell unter dem Niveau des ELIX. Der österreichische Preis

am Day-Ahead-Markt liegt im Durchschnitt hingegen konstant über dem ELIX liegt. Eine Betrachtung des österreichischen Marktwertes nach Erzeugungstechnologien hat ergeben, dass Pumpspeicherkraftwerke die höchsten Preise erzielen konnten, während Wind, Laufwasser und Solar die niedrigsten Preise erzielt haben.

Betrachtet man die physischen Flüsse von Deutschland nach Österreich, Deutschland nach Polen, Deutschland nach CZ, Polen nach CZ und von CZ nach Österreich, ist es in den beobachteten Zeiträumen zu keinen Veränderungen in der saldierten physischen Flussrichtung gekommen, jedoch ist es zu Änderungen in den kommerziellen Flüssen gekommen, nicht aber bei den physischen Flüssen. Es lassen sich aufgrund der Preiszonentrennung Veränderungen in den kommerziellen Flüssen erkennen, da es zu Veränderungen der Großhandelspreise – vor allem in Österreich – gekommen ist. Aufgrund dieser Veränderungen ist es vor allem an den Grenzen DE|PL, DE|CZ und CZ|AT zu einer Harmonisierung zwischen den physischen und kommerziellen Flüssen gekommen. An der Grenze DE|AT hat es jedoch bisher keine nennenswerte Veränderung gegeben.

Sowohl was die Betrachtung der Marktsituation wie auch der Situation im Austausch zwischen den Ländern betrifft ist es für eine abschließende Evaluierung aufgrund der derzeit noch eingeschränkten Datenlage zu früh. Aufgrund der hohen Relevanz des Themas für Österreich sollten Fragen rund um die langfristigen Markteffekte, volkswirtschaftliche Auswirkungen sowie die Effekte auf die Lastflusssituation in Zentraleuropa vertiefend beobachtet und erforscht werden.

**Literatur**

- [1] Bundesnetzagentur (2016) Pressemitteilung vom 28.10.2016, verfügbar auf:  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161028\\_DE\\_AU.html?nn=712782](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161028_DE_AU.html?nn=712782)
- [2] ACER Board of Appeal (2017) Decision A-001-2017 vom 17.03.2016, verfügbar auf:  
[http://www.acer.europa.eu/en/The\\_agency/Organisation/Board\\_of\\_Appeal/Decisions/Cas\\_e%20A-001-2017%20\(consolidated\)%20-%20BoA%20decision.pdf](http://www.acer.europa.eu/en/The_agency/Organisation/Board_of_Appeal/Decisions/Cas_e%20A-001-2017%20(consolidated)%20-%20BoA%20decision.pdf)
- [3] E-Control (2017) OTS-Meldung vom 15.05.2017, verfügbar auf:  
[https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20170515\\_OTS0104/e-control-absicherung-deutsch-oesterreichischen-stromhandels](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20170515_OTS0104/e-control-absicherung-deutsch-oesterreichischen-stromhandels)
- [4] Blume-Werry, E., Huber, C. & M. Everts (2017): The Impact of the German-Austrian Break-up on European Energy Objectives, European Energy Journal 6(4): 46-60.  
Verfügbar auf: [https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/publications/pdf/EIK1.pdf](https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/EIK1.pdf).
- [5] Aurora Energy Research (2016): Trennung der deutsch-österreichischen Stromgebotszone: Nur geringe Auswirkungen auf Strompreise in beiden Ländern, Presseaussendung 02.11.2016. Verfügbar auf: <https://www.presseportal.de/pm/122303/3472101>.
- [6] EPEX SPOT SE (2018): Description of EPEX Spot Markets Indices. Verfügbar auf:  
<https://www.epexspot.com/document/39666/EPEX%20SPOT%20Indices>
- [7] EEX (2017): Pressemitteilung zur Einführung der Stromfutures für Österreich, verfügbar auf: <https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-fuehrt-stromfutures-fuer-oesterreich-ein-und-ergaenzt-phelix-de-produktpalette/67016>