

Ende der deutsch-österreichischen Strompreiszone – Was heißt das?

Bereits im November 2016 hat die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden [ACER] im Rahmen der Festlegung der Capacity Calculation Regions [CCR] einen neuen Engpass zwischen Deutschland und Österreich vorgeschrieben. Im Mai 2017 sind die deutsche und die österreichische Regulierungsbehörde [BNetzA und E-Control] übereingekommen, die seit der Strommarktliberalisierung bestehende, gemeinsame Strompreiszone zu trennen.

D-Ö-STROMPREISZONE: GRUNDPROBLEM IST SCHLEPPENDER NETZAUSBAU



Überschüssiger, günstiger Strom aus Wind und Sonne sorgt aufgrund des schleppenden Netzausbaus zwischen Nord- und Süddeutschland für Überlastungen und Probleme. Folglich müssen die deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die überlasteten Netze immer wieder stabilisieren – zu hohen Kosten. Der Strom weicht in benachbarte Länder aus und belastet dort die Netze. Diese Eingriffe bei Netzüberlastungen sind langfristig teuer. Die günstigere Lösung ist der Netzausbau.

Als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer hat die APG für die technische Umsetzung dieser Entscheidung zu sorgen. Mit 1. Oktober 2018 trat die Trennung der Strompreiszone Deutschland-Österreich in Kraft. Seit diesem Tag ist der grenzüberschreitende Austausch von Strom nicht mehr wie bisher ohne Einschränkungen möglich, sondern wird im Ausmaß von 4,9 Gigawatt garantiert. Dies entspricht rund der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Hintergrund für die Trennung der gemeinsamen Strompreiszone ist vor allem der schleppende Netzausbau.

APG-Kernaufgabe ist es, einen marktbasieren und diskriminierungsfreien Zugang zur grenzüberschreitenden Kapazität als Basis für einen funktionierenden Marktplatz für alle Marktteilnehmer zur Verfügung zu stellen. Konkret heißt das, dass die APG die kurz-, mittel- und langfristigen Leitungskapazitäten dem Markt für den Stromhandel zur Verfügung stellen muss. Der Berechnung dieser Kapazitäten liegen komplexe Prozesse und Prognosen zu Grunde.

Das Modell der Strompreiszonen

Der liberalisierte Energiemarkt besteht im Wesentlichen aus zwei Bereichen:

- Marktteilnehmer (Erzeuger und Händler)
- Netzbetreiber (Infrastruktur)

Eine Gebotszone – auch Strompreiszone oder Bidding Zone genannt – ist das größte geografische Gebiet, in dem Strom auf dem Großhandelsmarkt ohne Kapazitätsallokation gehandelt werden kann. Die Annahme dabei ist, dass innerhalb einer Gebotszone keine Engpässe im kommerziellen Sinn auftreten, das heißt der Austausch von Energie ist ohne Einschränkungen möglich. Dadurch herrscht innerhalb einer Gebotszone ein einheitlicher Marktpreis.

Ein Austausch über die Grenzen der Gebotszone hinweg unterliegt Einschränkungen aufgrund technischer Beschränkungen durch grenzüberschreitende Leitungskapazitäten. Gebotszonen-Grenzen im Stromhandel sollen die technischen bzw. physikalischen Engpässe widerspiegeln.

Auf dem Strommarkt kann nur so viel Energie über Gebotszonen-Grenzen hinweg gekauft und verkauft werden, wie Leitungskapazitäten verfügbar sind. Deshalb müssen Marktteilnehmern, die Strom über Gebotszonen-Grenzen hinweg kaufen und verkaufen wollen, entsprechende Leitungskapazitäten erwerben.

Wenn am Strommarkt mehr Energie über Gebotszonen-Grenzen hinweg gehandelt werden könnte, als grenzüberschreitende Leitungskapazität verfügbar ist, stellen sich in unterschiedlichen Gebotszonen – je nach Angebot und Nachfrage – unterschiedliche Preise ein. Der Preisunterschied zwischen Gebotszonen spiegelt dabei die „Knappheit“ der grenzüberschreitenden Leitungskapazität wider.

Gebotszonen entsprechen seit der Liberalisierung der Strommärkte 2001 in den meisten Fällen den nationalen Grenzen, da das Stromnetz innerhalb eines Landes dichter ausgebaut ist, während grenzüberschreitende Leitungen nur beschränkt verfügbar sind. Manchmal gibt es innerhalb eines Staates sogar mehrere Gebotszonen, z.B. in Italien, Norwegen und Schweden. Die mit der Liberalisierung eingeführte gemeinsame Gebotszone Deutschland-Österreich war europaweit die Ausnahme.

Berechnung von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für den Stromhandel

Es ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, dem Markt grenzüberschreitende Leitungskapazitäten für den Stromhandel zur Verfügung zu stellen. Der Berechnung dieser Kapazitäten liegen hoch komplexe Prozesse und Prognosen zu Grunde, um den physikalischen Bedingungen im Netz bestmöglich gerecht zu werden. Dazu ist es notwendig, einzelne kritische Netzelemente zu berücksichtigen. Der gesamte Prozess beginnt bereits 2 Tage vor Lieferung und wird mit allen TSOs in der Region (derzeit in der CWE-Region) koordiniert. Mit der Einführung des Engpasses zwischen Deutschland und Österreich wird der bisher unbegrenzte Stromhandel zwischen den beiden Ländern begrenzt. Das heißt, dass auch für die Grenze Deutschland-Österreich mit 1. Oktober 2018 grenzüberschreitende Leitungskapazitäten berechnet werden müssen.

Die APG ist bei der koordinierten Berechnung der Leitungskapazitäten in die CWE-Region (Central Western Europe) integriert. Aufgrund der koordinierten Berechnung über mehrere Länder hinweg sind alle Übertragungsnetzbetreiber der CWE-Region von der Einführung des Engpasses betroffen, da sich Auswirkungen auch auf die für den Handel verfügbare Kapazität ihrer Länder und Grenzen ergeben können. Die Prozesse zur Einführung des Engpasses waren von der APG deshalb mit zahlreichen Beteiligten auch außerhalb Österreichs und Deutschlands abzustimmen. Die technische Lösung, die mit 1. Oktober 2018 implementiert wird, wurde von allen Regulierungsbehörden der CWE-Region genehmigt.

Strom kann auf den Großhandelsmärkten in verschiedenen Zeitbereichen gehandelt werden: Jährlich, monatlich, täglich und untertäglich (Intraday). Deshalb werden auch verfügbare Übertragungskapazitäten für diese Zeitbereiche berechnet.

Mit 1. Oktober 2018 wurde eine Mindestkapazität für den langfristigen Zeitbereich von 4,9 GW an der Grenze Deutschland-Österreich eingeführt. Das heißt, dass dem Markt immer mindestens diese 4,9 GW für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehen. Dies entspricht rund der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten.

Die Berechnung für die täglichen Kapazitäten erfolgt nach europäischen Vorgaben innerhalb von Regionen gemeinsam in einem koordinierten, täglichen Prozess, der für die Grenze Deutschland-Österreich auch mehr als 4,9 GW an verfügbarer Leitungskapazität für den folgenden Tag (Day-Ahead Markt) ergeben kann. Gemäß europäischer Vorgaben muss in Zukunft auch die Kapazitätsberechnung für den langfristigen Zeitbereich innerhalb von Regionen gemeinsam und koordiniert erfolgen. Die Berechnungen werden für frühestens 2020 möglich sein. Inwieweit die langfristige Mindestkapazität von 4,9 GW von der Einführung der koordinierten Kapazitätsberechnung beeinflusst bleibt, ist derzeit unklar und von den Regulatoren zu genehmigen.

Auswirkungen auf den Markt

Die verfügbaren grenzüberschreitenden Tages- und Intraday-Kapazitäten werden implizit über den Börsenhandel vergeben. Es kann daher nur noch über den Handel an den Börsen grenzüberschreitend Strom gehandelt werden. Auswirkungen auf die Strompreise sind von den Kaufs- und Verkaufsgeboten der Marktteilnehmer am Großhandelsmarkt abhängig. Der Preis bildet sich über Angebot und Nachfrage an den Strombörsen. Konkrete Auswirkungen auf die Endkundenpreise werden erst anhand der Reaktion der Märkte festgestellt werden können.