Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone: „Alles auf Anfang“ oder „Weiter wie gewohnt“?

Energiemärkte

Daniel Wibmer[[1]](#footnote-1)

TIWAG–Tiroler Wasserkraft AG

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Auftrennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone stellt einen Systembruch für den heimischen Strommarkt dar. Die übliche Herangehensweise der Analyse historischer Daten und deren Fortschreibung in die Zukunft ist nicht länger möglich. Zumindest nicht ohne weiteres.

Trotz aller Bemühungen sich bestmöglich auf dieses Ereignis vorzubereiten wurden nicht wenige österreichische Stromversorger auf dem falschen Bein erwischt. Der Grund ist, dass die angekündigten Rahmenbedingungen so nicht vorzufinden sind, was erhebliche Unsicherheiten für diverse Bereiche eines Stromversorgers bedeutet. In diesem Beitrag soll aufgearbeitet werden, wo die Probleme liegen und wie man versucht mit diesen umzugehen.

Methodische Vorgangsweise

Österreichische Stromversorger konnten hautnah miterleben welche Probleme bei einer Änderung des Preiszonenzuschnitts in diversen Unternehmensbereichen entstehen können. Aus den persönlichen Erfahrungen heraus werden in diesem Beitrag jene Bereiche beleuchtet, die besondere Aufmerksamkeit verdienen. Für diesen Zweck wurden öffentlich zugängliche Daten analysiert und in geeigneter Form aufbereitet um die Auswirkungen der Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone sichtbar zu machen. Dabei wurden unter anderem folgende Bereiche betrachtet:

* Preisentwicklungen für kurz- bis langfristige Produkte
* Handelsliquidität in österreichischen Stromprodukten
* Fahrplananmeldungen zwischen Deutschland und Österreich

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vermutlich alle österreichischen Stromversorger haben sich im Vorfeld der Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone stark mit diesem Thema beschäftigt, um möglichst gut auf die Veränderungen vorbereitet zu sein. Dennoch sind vor allem folgende Probleme festzuhalten, die den Stromversorgern seit der Auftrennung der gemeinsamen Preiszone zu schaffen machen.

1. Das Kernproblem: Unklare Rahmenbedingungen

Trotz aller Versuche die Rahmenbedingungen frühzeitig möglichst exakt abzustecken bleiben weiterhin Unklarheiten was diese betrifft. Vorab wurde gemäß Pressemeldungen auf politischer Ebene und zwischen den Regulierungsbehörden vereinbart und mehrmals kommuniziert, dass dem österreichischen Strommarkt in jeder Stunde mindestens 4900 MW an Übertragungskapazität von Deutschland nach Österreich zur Verfügung stehen. Dementsprechend sollte es, solange diese Kapazität nicht ausgeschöpft wird, zu keinen Preisdifferenzen zwischen den beiden Märkten kommen. Soweit zumindest die Annahme und die dem Markt kommunizierte Erwartung. Es stellte sich jedoch heraus, was bereits von manchem Marktteilnehmer befürchtet wurde, dass im Rahmen des Flow-Based-Market-Couplings teilweise deutlich geringere Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Somit stehen dem österreichischen Markt geringere Importmengen zur Verfügung, was die Preise in Österreich zusätzlich anhebt. Diese Einschränkung war in dieser Weise von den Marktteilnehmern großteils nicht erwartet worden. Somit führen die unklaren Rahmenbedingungen zu weiteren Problemen.

1. Abschätzung der zukünftigen Strompreise

Für eine belastbare Abschätzung der zukünftigen Strompreise sind klare Eingangsgrößen notwendig. Neben den üblichen Verdächtigen wie Rohstoffpreise, Wetterverhältnisse oder Kraftwerks-verfügbarkeiten stellt die verfügbare Importkapazität von Deutschland nach Österreich eine neue Eingangsgröße dar. Mit der Annahme einer durchgängigen Übertragungskapazität von 4900 MW war eine Preisprognose mit Fundamentalmodellen recht gut möglich. Nun scheint die tatsächliche Höhe der Übertragungskapazität jedoch weitestgehend unbekannt und historische Erfahrungswerte zu den tatsächlich beim Markt ankommenden Kapazitäten sind noch nicht vorhanden, womit die Abschätzung der zukünftigen Strompreise in Österreich mit enormer Unsicherheit behaftet ist, was uns wiederum zum nächsten Problem führt: Der Handelsliquidität.

1. Handelsliquidität

Zunächst ist der österreichische Strommarkt weitaus kleiner als die bisherige gemeinsame Preiszone. Es befinden sich nur weniger größere Akteure auf dem österreichischen Strommarkt, was einen liquiden Handel von Stromprodukten generell erschwert. Hinzu kommt die Unsicherheit über zukünftige Strompreise, so dass die Handelsliquidität für Terminmarktprodukte in Österreich derzeit gegen Null geht. Ohne liquiden Strommarkt für langfristige Produkte fehlen Absicherungsmöglichkeiten und Preisreferenzen, was eine Angebotslegung für Strom-Großkunden erheblich erschwert. Die österreichischen Stromversorger müssen aufgrund der fehlenden Absicherungsmöglichkeit deutlich höhere Risiken eingehen, was sich wiederum in Risiko-und Preisaufschlägen in den Stromprodukten bemerkbar macht.

1. Marktsignale

Die EEX war mit einem stark vereinfachenden Algorithmus für die Ermittlung von Settlementpreise für das Marktgebiet Österreich vorgeprescht und setze damit einen Benchmark. Somit konnten nur mehr schwerlich Terminmarktgeschäfte mit einem davon abweichenden Niveau in Österreich abgeschlossen werden. Aus Kundensicht wollte man nicht zu höheren Preisen, als Erzeuger nicht zu tieferen Preisen abschließen (auch um nicht in eine wettbewerbsrechtlich schwierige Lage zu kommen). Als Ergebnis existiert momentan und möglicherweise noch längere Zeit kein belastbarer Terminmarkt für österreichische Stromprodukte.

1. Auswirkung auf unterschiedliche Märkte

Neben den langfristigen Strommärkten leiden auch die kurzfristigen Strommärkte stark unter der Trennung der gemeinsamen Preiszone. Der Intraday-Handel in Österreich, insbesondere der grenzüberschreitende, ist seit dem 01.Oktober 2018 fast zum Erliegen gekommen. Sowohl von Deutschland nach Österreich als auch in die entgegengesetzte, den Engpass entlastende Richtung, werden nahezu keine Intraday-Transaktionen ermöglicht. Dies erschwert eine effiziente und ausgeglichene Bewirtschaftung des eigenen Portfolios und erhöht somit die Gesamtkosten. Somit kann die Flexibilität des österreichischen Kraftwerksparks, allen voran der Wasserkraft, nicht mehr in demselben Maße genutzt werden wie dies früher möglich war.

1. Schlussfolgerung

Für das effiziente Funktionieren der Strommärkte ist es essentiell, dass die Rahmenbedingungen möglichst exakt definiert und dann auch eingehalten werden. Dies war bei der Auftrennung der deutsch-österreichischen Preiszone leider nicht der Fall. Die Zusammenarbeit zwischen den Stromlieferanten, Regulatoren und Netzbetreibern muss weiter verbessert werden um den österreichischen Markt wieder funktionsfähig und effizient zu machen, was am Ende allen Stakeholdern und vor allem auch den Kunden zugutekommen würde. Darüber hinaus sind zahlreiche Annahmen und Eingangsgrößen des Flow-Based-Market-Couplings wenig transparent und nicht im Detail bekannt, was eine hochqualitative Prognose der Strompreise derzeit unmöglich macht.

1. Eduard-Wallnöfer-Platz 2, 6020 Innsbruck, +43 (0)50607 21164, daniel.wibmer@tiwag.at [↑](#footnote-ref-1)