

Europäische Netzwerkcodes - Bidding Zone Review

Auswirkungen von Änderungen der Marktgebiete in Europa am Beispiel Österreich-Deutschland

Alexander KAISER, Christian TODEM, Valentin WIEDNER, Hannes WORNIG

Austrian Power Grid AG (APG), Wagramer Straße 19, 1220 Wien,

Tel.:(0) 50320 - 161, E-Mail: apg@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung: Durch das Inkrafttreten des Europäische Netzwerkcodes zur Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement stehen die europäischen Übertragungsnetzbetreiber vor neuen Herausforderungen, unter anderem bezüglich der Ausgestaltung der Marktgebiete in Europa. Im Zuge eines groß angelegten Bidding Zone Reviews innerhalb der ENTSO-E soll daher die Wirksamkeit und eine mögliche Änderung dieser Marktgebietsaufteilung evaluiert werden.

Keywords: Netzwerkcodes, CACM, Marktmodellierung

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Entwicklung der europäischen Energiepolitik in Anbetracht des sich vollziehenden Paradigmenwechseln im Rahmen der Energiewende in einzelnen Mitgliedstaaten hat direkte Auswirkungen auf die Betreiber der europäischen Verbundnetze. Die Unsicherheit bei der langfristigen Planungssituation im Netzausbau nimmt durch die stark geänderte Situation bei der Erzeugung und Förderung von erneuerbaren Energien, sowie durch die stetige Weiterentwicklung von Marktaufbau und Ablauf stark zu. Auf europäischer Ebene wird versucht dieser Entwicklung unter anderem mit der Einführung von speziellen Networkcodes entgegenzuwirken.

2 Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management

Durch Einführung der europäischen Verordnung (EC No 2015/1222) zur Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement (CACM) ist es in regelmäßigen Abständen notwendig die Effizienz der europäischen Marktgebietszonen zu evaluieren.

Im Zuge dieser Evaluierung werden von Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) und anderen Stakeholdern mögliche Szenarien einer zukünftigen Marktgebietseinteilung im europäischen Raum eingebracht. Anschließend werden die Auswirkungen dieser Änderungen in Bezug auf Marktliquidität, Versorgungssicherheit, Beschränkung von grenzüberschreitendem Handel, Markteffizienz, erforderlicher Remedial-Actions, auftretende Engpässe und weiterer Indikatoren untersucht. Weiters muss die preisliche und temporäre Stabilität der Marktgebiete sichergestellt und verifiziert werden.

Am Beispiel eines bereits mehrfach angedachten marktseitigen Handelsengpasses zwischen Österreich und Deutschland sollen mit Hilfe eines bei APG entwickelten Fundamentalmarktmodells gezeigt werden, welche monetären volkswirtschaftlichen Auswirkungen für Österreich zu erwarten wären.

3 Methodische Vorgangsweise

Das Ziel der Untersuchung stellt die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten dar, die durch die Beschränkung des Stromhandels zwischen den Marktgebieten Österreich und Deutschland erzeugt werden würden. Hierzu wurde das europäische Verbundnetz bestehend aus den kontinentaleuropäischen Mitgliedsländern anhand des Konzeptes der Net Transfer Capacities (NTC) in 26 Marktgebiete abstrahiert und ein europaweites Market Coupling berechnet. Weiters wurde der europäische Kraftwerkspark mit über 10.000 Erzeugungseinheiten hinterlegt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wurde historisch modelliert. Die zu deckende Last wurde stundenscharf für 8760 Stunden vorgegeben. Die Optimierung der Fahrpläne der thermischen Kraftwerke erfolgt unter Berücksichtigung von Anfahrtkosten, minimalen und maximalen Stillstandzeiten, Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten sowie einer jährlichen optimierten Revisionsplanung aller Kraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke werden als Tages- und Wochenspeicher optimiert, wobei ein Profil für die saisonale Speicherverlagerung der Optimierung hinterlegt wird. Die Modellierung erfolgt dabei in MATLAB und die Optimierung in GAMS.

3.1 Das Marktmodell der APG

Aus der Notwendigkeit diverse Energiewirtschaftliche Fragestellungen im sich ständig wandelnden Kontext mit einem Maximum an Flexibilität beantworten zu können wurde die Entwicklung des APG-Marktmodells gestartet. Es optimiert unter Einsatz vordefinierter Datenbanken zu den Infrastrukturelementen wie Kraftwerken, Übertragungsleitungen und Netzknoten, sowie zu stundenscharf hinterlegten Verbrauchsdatenreihen, Kosten für kraftwerksspezifische Brennstoffe und die historische Erzeugung aus erneuerbaren Energien den Kraftwerkseinsatz und zonenscharfe Grenzpreise. Das Modell kann entweder als reines zonales Handelsmodell mit **Network Transfer Capacity (NTC)** Limitierungen betrieben werden oder als nodales Knotenmodell mit DC Lastflussrechnung. Weiters sind die Vorkehrungen für flow based Berechnungen mittels **Power Transfer Distribution Factor (PTDF)** getroffen.

3.1.1 Aufbau und Funktionsweise

Das APG-Marktmodell bildet die grundlegenden Zusammenhänge und Gegebenheiten der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ab. Die wesentlichsten Eingangsdaten beziehen sich einerseits auf das 400/220/110KV Übertragungsnetz (je nach Land in verschiedenem Detaillierungsgrad) sowie die Erzeugungseinheiten, andererseits auf den Bedarf der Endkunden. Das im Modell verwendete Übertragungsnetz entspricht dem ENTSO-E Referenznetz des jeweiligen Jahres mit Stand Jänner und den jeweils gültigen Handelsrestriktionen zwischen Marktgebieten (NTCs). Der europäische Kraftwerkspark ist mit etwa 10.000 Erzeugungseinheiten und den zugehörigen Parametern wie

Wirkungsgraden, Anfahrts-/Abfahrtskosten, minimale Betriebs-/Stillstandszeiten, Brennstoffkosten und Revisionen/Verfügbarkeiten sowie für Pumpspeicherkraftwerke die Verläufe der Jahresspeicherstände hinterlegt.

Das Modell verfügt über zwei Grundvarianten. Einerseits über ein Zonenmodell, in welchem Kontinentaleuropa (ohne Großbritannien, Irland, Finnland, Schweden und Norwegen) durch 26 Zonen mit 46 NTC begrenzten Handelsverbindungen abgebildet ist (Abbildung 1, links), andererseits über ein Knotenmodell mit DC Lastflussrechnung mit rund 9.000 Netzknoten und 12.000 Leitungen zur Simulation der Netzbelastung (Abbildung 1, rechts).

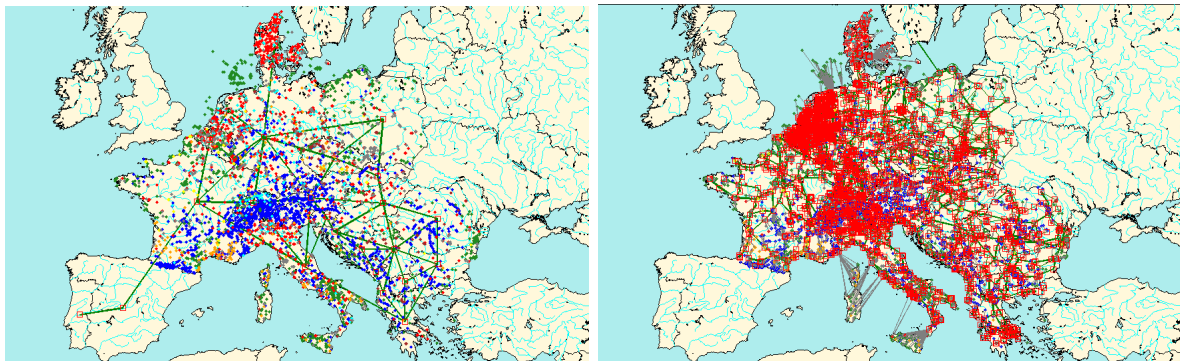


Abbildung 1: Modellvarianten des APG-Marktmodells. Links ist das Zonenmodell und rechts das Knotenmodell illustriert.

Die stundenscharfen Fahrpläne des Kraftwerksparks werden im Modell für die thermischen Kraftwerke in beiden Modellvarianten unter Minimierung der totalen variablen Kosten optimiert. Die Erzeugung aus Laufwasserkraft und aus erneuerbaren Energiequellen wie Windkraft und Fotovoltaik sind für die Vergangenheit historisch hinterlegt bzw. werden für Vorhersagerechnungen mit Hilfe eines Klimamodells abgeschätzt.

Die Optimierung erfolgt unter Einsatz des GAMS Softwarepaketes. Dabei wird das lineare Problem mittels MIP Solver (CPLEX 12.3.0.0) gelöst. Die Vorverarbeitung und Nachbereitung erfolgt mit MATLAB. Die Optimierungsergebnisse enthalten unter anderem die stundenscharfe Erzeugung je Einheit, die Lastflüsse pro Leitung bzw. die grenzüberschreitenden Fahrpläne pro Handelsverbindung. Weiters ergeben sich Day-Ahead Preise pro Marktgebiet bzw. die Schattenpreise pro Netzknoten. Über MATLAB werden automatische Auswertungen nach der Optimierung bereitgestellt. Eine davon zeigt Abbildung 2 – die farbcodierte, kumulierte Erzeugung je Kraftwerkstyp für 4 Wochen Anfang 2012 am Beispiel Österreich. Die schwarze Linie repräsentiert die österreichische Last.

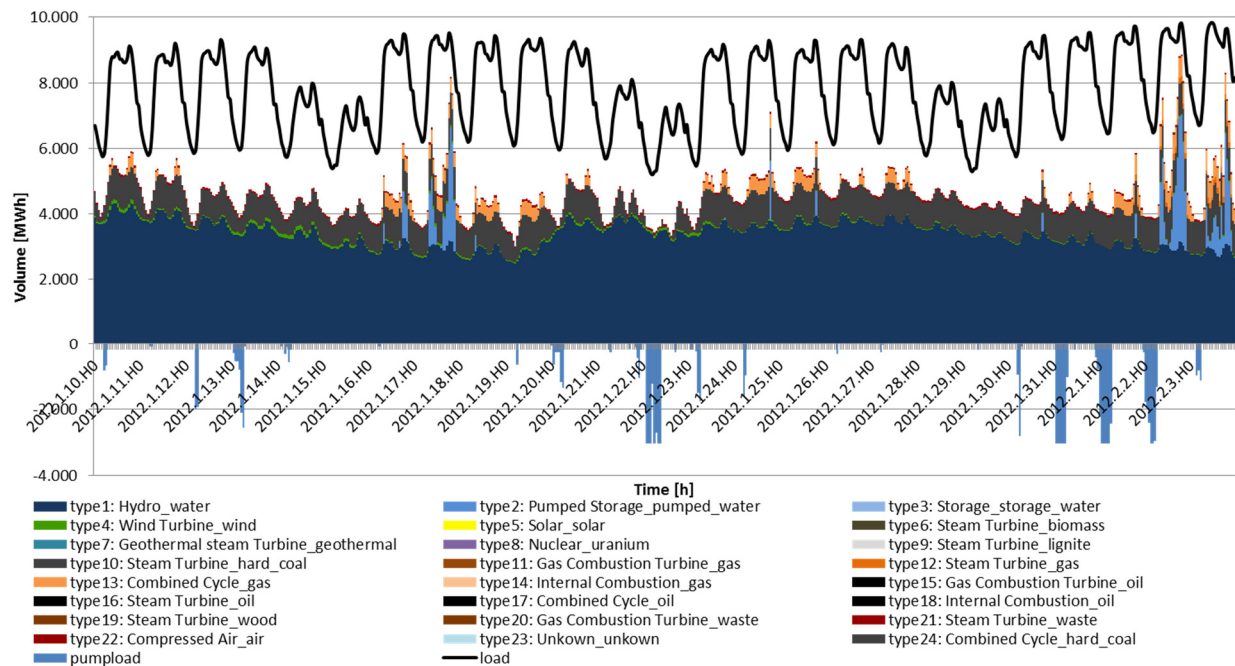


Abbildung 2: Farbcodierte kumulierte Erzeugung je Kraftwerkstyp für 4 Wochen im Anfang 2012 für Österreich. Die schwarze Linie zeigt die öffentliche österreichische Last.

3.1.2 Grundannahmen

Im Zuge der Modellentwicklung wurden einige grundlegende Annahmen getroffen. So wird den Marktteilnehmern perfekter Wettbewerb unterstellt, welcher sich in einem Angebotspreis pro Kraftwerk entsprechend dessen Grenzkosten widerspiegelt. Die Optimierung wird auf europäischer Ebene gesamtwirtschaftlich durchgeführt. Es gibt keine Konkurrenz und daher auch keine Portfoliooptimierung einzelner Anbieter. Die hinterlegten Rohstoffpreise für die Energieerzeugung sind über das ganze Simulationsgebiet gleich und ohne weiteren Transportkostenaufschlag. Die wichtigste Annahme betrifft die perfekte Vorausschau. Für die Optimierung ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die Last und die Verfügbarkeit von Kraftwerken über den gesamten Simulationszeitraum im Voraus bekannt. Damit ist unter anderem eine auf lange Zeit perfekte optimierte zeitliche Verlagerung von Lastspitzen mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken möglich wie sie in der Realität nicht vorkommt. Die Optimierung wird in einzelne Iterationsschritte aufgeteilt, was einerseits gegen die absolute Vorausschau wirkt und andererseits ermöglicht, automatisiert längere Zeiträume zu simulieren. Dabei werden jeweils die Iterationsergebnisse eines Schrittes als Startbedingung dem nächsten Iterationsschritt übergeben. Um geglättete Ergebnisse zu erhalten überschneiden sich die Simulationszeiträume der Iterationen.

Das Modell verfügt bis zum jetzigen Zeitpunkt über keine Implementierung von Kraft-Wärme-Kopplung. Pumpspeicher werden auf zwei Wegen vom Modell adressiert. Einerseits ist die jährliche Erzeugung über eine Jahresdauerlinie hinterlegt, andererseits erfolgt die Tages- und Wochenverlagerung der Speicher über den Optimierungsalgorithmus.

3.1.3 Definition neuer Marktgebiete

Im APG-Marktmodell wird Last- und Kraftwerksinformation georeferenzierten Netzknoten zugeordnet. Über einen eigenen GIS - Modus zum Szenariodesign können Netz- und Kraftwerksdaten auf einem Kartenlayer visualisiert werden. Mittels integriertem Polygontool

kann per Mausklick(s) ein Gebiet abgegrenzt werden und direkt als neue Marktzone für ein Szenarioinputfile definiert werden. Hinterlegte GIS Daten der politischen Grenzen können für direkte Zuschnitte und/oder Schnittmengenoperationen herangezogen werden.

Abbildung 3 zeigt eine beispielhafte Vorgangsweise zur Marktgebietsdefinition.

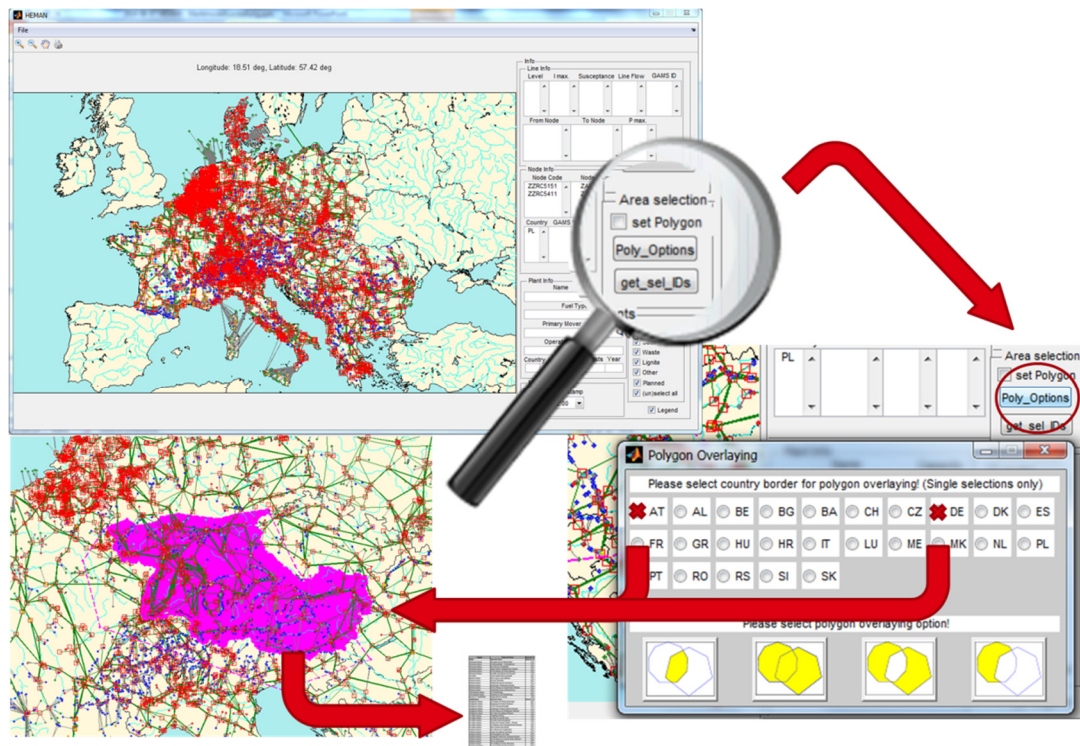


Abbildung 3: Beispielvorgang für die einfache Definition neuer Marktgebiete mittels Polygontool

4 Ergebnisse

Ergebnis der Berechnungen sind unter anderem stundenscharfe Fahrpläne aller Kraftwerke im Simulationsgebiet, die grenzüberschreitenden, durch die NTCs limitierten Austausche zwischen den einzelnen Marktgebieten, der Schattenpreis in den Marktgebieten und der Pumpspeichereinsatz.

Die Berechnungen wurden zuerst in einem Basisszenario durchgeführt, unter der Annahme eines NTCs zwischen Österreich und Deutschland, welcher der thermischen Übertragungskapazität der Grenzleitungen entspricht. In weiterer Folge wurde der NTC schrittweise von 6GW bis zu 2GW in 1GW Schritten verkleinert und die Differenz der österreichischen Kosten im Vergleich zum Basisszenario berechnet. Weiters wurden die, durch die Engpassbewirtschaftung entstanden Allokationserlöse mit einberechnet. Abbildung 4 zeigt die Abschätzung der theoretischen Mehrkosten in den Jahren 2013, 2014 und 2020 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen den Marktgebieten Deutschland und Österreich. Den Annahmen des Jahres 2020 liegen die Daten des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 für das „Szenario 2020 Expected Progress“ zugrunde.

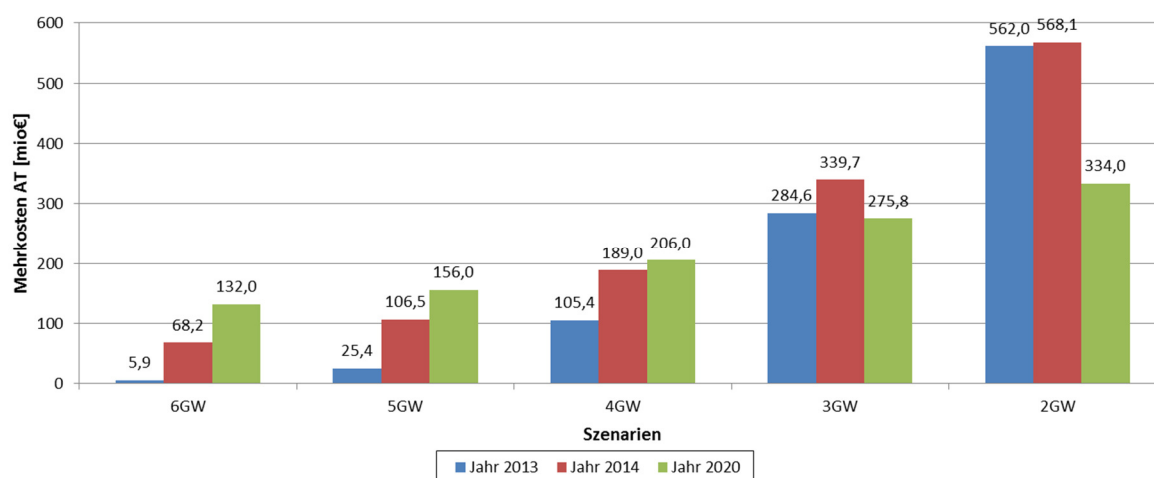


Abbildung 4: Abschätzung der theoretischen volkswirtschaftlichen Mehrkosten und Erlöse im Jahr 2013, 2014 und 2020 in Österreich im Falle einer Einführung eines grenzüberschreitenden NTCs zwischen Deutschland und Österreich im Vergleich zum Basecase

Es zeigt sich, dass die Mehrkosten zwischen den einzelnen Szenarien stetig anwachsen. Die maximalen Mehrkosten ergeben sich für das Szenario mit 2GW Engpass mit 568 Millionen Euro für das Jahr 2014. Die Kosten für 2020 fallen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Österreich circa um ein Drittel geringer aus. Gleichzeitig führt der Ausbau der Erneuerbaren vornehmlich in Deutschland zu einer Erhöhung der Kosten für einen 6GW Engpass im Vergleich zu 2014.

In Abbildung 5 ist zusätzlich die Häufigkeit der 100%igen Auslastung des NTCs über alle Stunden des Jahres für die Jahre 2013, 2014 und 2020 dargestellt.

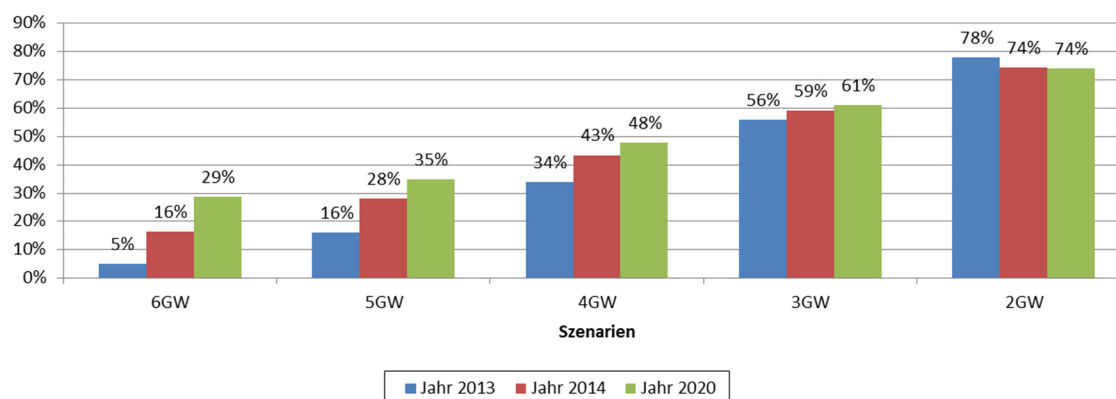


Abbildung 5: Häufigkeit der 100% NTC Ausnutzung in allen Stunden der Jahre 2013, 2014 und 2020

Gezählt werden dabei all jene Stunden des Jahres in denen der NTC zu 100% ausgeschöpft wird und sich daher eine Preisdifferenz zwischen den Marktgebieten Österreich und Deutschland einstellt. Durch das jährlich größere Angebot von billigen Erneuerbaren Energien aus Deutschland steigt diese Anzahl an Stunden für eine kleinere Limitierung der

Grenzkapazität (6GW Szenario) stetig an; im Umkehrschluss bedeutet dies nun, dass immer mehr billige Energie nicht nach Österreich gehandelt werden kann. Im Vergleich dazu sind bei einer geringen Grenzkapazität schon heute genug Erneuerbare Energien vorhanden die aufgrund des möglichen Engpasses nicht mehr gehandelt werden können. Daher kommt es zu keiner zusätzlichen Steigerung der Stunden mit einer Ausschöpfung der vollen Grenzkapazität für das 2 GW Szenario.

In Abbildung 5 sind die Änderungen der Jahresmittelpreise zwischen den Basecases und den jeweiligen Engpasssszenarien dargestellt. Dabei wurde der gemittelte Preis über alle Stunden in den beiden Marktgebieten Österreich und Deutschland berechnet und dann die Differenz gebildet. Es zeigt sich, dass bei einem stärkeren Engpass (2GW) im Vergleich zu 2014 im Jahr 2020 des Delta des Jahrespreises geringer ausfällt. Dies passiert Aufgrund des Zubaus an Erneuerbaren Energien in Österreich die den Preis drücken. Im Gegensatz dazu führt der starke Ausbau an Erneuerbaren in Deutschland von derzeit 70GW auf 103GW zu einem höheren mittleren Preis in Österreich für die Szenarien (6GW) mit größerer grenzüberschreitender Kapazität.

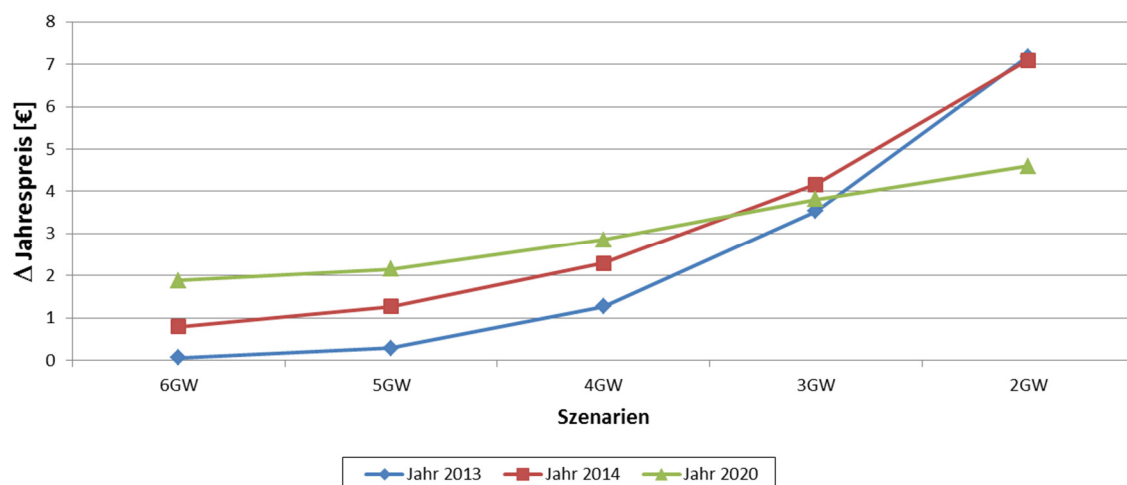


Abbildung 6: Differenz von Basecase zu den gemittelten Jahrespreisen über alle Stunden der Jahre 2013, 2014 und 2020 für alle Szenarien

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Durch den starken Zuwachs an erneuerbarer Erzeugung im Norden von Deutschland kommt es zu immer stärkeren Abweichungen zwischen den grenzüberschreitenden Fahrplänen und den tatsächlichen Lastflüssen, da sich die von Nord nach Süd verlaufenden Handelsbeziehungen im realen Netz in verstärkten Lastflüssen im Osten und Westen äußern. Dies resultiert in verstärkten Bestrebungen der TSOs der österreichischen und deutschen Nachbarländer den Nord-Süd-Handel künstlich zu beschränken. Im Zuge der Implementation des CACM wird nun zum ersten Mal auf europäischer Ebene versucht abzuschätzen, welchen Einfluss eine Änderung der Marktgebotszonen hätte. Für Österreich wäre eine Teilung des deutsch-österreichischen Marktgebietes eine massive Einschränkung des freien Handels und mit starken Mehrkosten verbunden.