



Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung

EIN BERICHT FÜR DIE BUNDESNETZAGENTUR

Oktober 2011

Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung

Abkürzungsverzeichnis	vi
1 Hintergrund und Umfang der Studie	9
1.1 <i>Kontext</i>	9
1.2 <i>Optionen Engpässe abzubauen</i>	9
1.3 <i>Jüngste politische Entwicklungen</i>	11
1.4 <i>Umfang der Studie</i>	13
1.5 <i>Definitionen</i>	13
1.6 <i>Herangehensweise und Struktur des Berichts</i>	15
2 Aktuelle Situation in der Gebotszone Deutschland-Österreich	17
2.1 <i>Übersicht</i>	17
2.2 <i>Netzsituation – Engpasssituation und Engpassmanagement</i> ..	17
2.3 <i>Bedeutung des deutsch-österreichischen Strommarktes für den europäischen Markt</i>	30
2.4 <i>Wettbewerbssituation</i>	38
2.5 <i>Schlussfolgerungen</i>	40
3 Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz	41
3.1 <i>Option zur Bewirtschaftung von Engpässen</i>	42
3.2 <i>Market Splitting – Hauptargumente</i>	43
3.3 <i>Definition des Rahmens</i>	45
3.4 <i>Schritt 1 – Engpassanalyse</i>	46

3.5	<i>Schritt 2 – Technische Auswirkung bei der Auftrennung von Gebotszonen.....</i>	<i>49</i>
4	Anwendung auf Deutschland-Österreich	89
4.1	<i>Schritt 1 – Engpassanalyse.....</i>	<i>89</i>
4.2	<i>Schritt 2 – Technische Auswirkungen einer Auftrennung von Gebotszonen.....</i>	<i>93</i>
4.3	<i>Schritt 3 – Ökonomische Analyse</i>	<i>100</i>
5	Engpassmanagement – Up- and Downsizing	129
5.1	<i>Nodal Pricing.....</i>	<i>129</i>
5.2	<i>Erweiterung der Gebotszonen</i>	<i>133</i>
6	Referenzen	137

Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung

Abbildung 4. Relativer Anteil an Tagen mit wenigstens 1 Stunde Redispatch oder Countertrading ausgeführt von einem der deutschen ÜNB	19
Abbildung 5. Relativer Anteil an Tagen im Jahr 2009 mit wenigstens 1 Stunde Redispatch oder Countertrading, differenziert nach ÜNB	19
Abbildung 6. Abgeschätzte Häufigkeit stündlicher kritischer Belastungen für die am meisten betroffenen deutschen Leitungen	21
Abbildung 7. Absolutwerte der PTDFs für innerdeutsche Engpassstelle sowie fünf Kuppelleitungen im Hinblick auf inländische und grenzüberschreitende Leistungstransporte	22
Abbildung 8. Beispielhafte Loop Flows bedingt durch Stromtransporte innerhalb und zwischen Gebotszonen	26
Abbildung 9. Rückwirkung innerdeutscher Nord-Süd-Transporte auf den zulässigen Austausch NL→BE	28
Abbildung 10. Import-Export Deutschland im Jahr 2010	31
Abbildung 11. Electricity Regional Initiative einschließlich Deutschland	32
Abbildung 12. Koppelung CWE und Nordische Märkte	33
Abbildung 13. Stromnachfrage (TWh) 2009	34
Abbildung 14. Vergleich der Churn Rates europäischer Länder	35
Abbildung 15. EEX und APX-Endex (Niederlande) Spot Mengen (2001-2010)	36
Abbildung 16. Marktteilnehmer am Spot und am Forwardmarkt für EEX, APX-Endex und NordPool	37

Abbildung 17. Marktkonzentration Deutschland	39
Abbildung 18. Optionen zur Bewirtschaftung von Engpässen (Beispiel von Kombinationsmöglichkeiten, nicht erschöpfend)	43
Abbildung 19. Sequenzieller Rahmen der Analyse	46
Abbildung 20. Struktur der Kosten-Nutzen-Analyse	51
Abbildung 21. Italien Preiszonen – Gaskraftwerke (in Betrieb, im Bau, fortgeschrittene Entwicklung; 2007-2014)	62
Abbildung 22. Anteile von neugebauten/geplanten Gaskraftwerken an den gesamten konventionellen Kraftwerken	63
Abbildung 23. Investitionen in neue Erzeugung PJM (2000-2006)	64
Abbildung 24. Prognose Windkapazitäten 2030	66
Abbildung 25. Unterschied zwischen NordPool Systempreis (SYS) und Zonenpreisen in Norwegen (NO1-5)	80
Abbildung 26. Anzahl der Marktteilnehmer im NordPool Spot- und Forward-Markt	81
Abbildung 27. Anteil der Produkte im Forwardmarkt (Prozentsatz gehandelter MWh)	83
Abbildung 28. Auftrennung einer Gebotszone mit internen Engpässen: Auswirkung auf die Höhe der Übertragungskapazitäten (schematische Darstellung)	94
Abbildung 29. Häufigkeit von Engpässen (tagesgenau) für drei deutsche Übertragungsleitungen im Verhältnis zur maximalen Windeinspeisung in Deutschland	97
Abbildung 30. Market Splitting Deutschland (exkl. Österreich)	102
Abbildung 31. Status Quo Marktstruktur Deutschland (Frontier Economics Fall)	105
Abbildung 32. Marktstruktur Gebotszonen Nord und Süd (Frontier Economics Fall)	105
Abbildung 33. Marktstruktur Deutschland (Bundeskartellamt Fall)	106
Abbildung 34. Marktstruktur Gebotszonen Nord und Süd (Bundeskartellamt Case)	107

Abbildung 35. Geschätzte Lastdichte in Deutschland (rot/gelb: hohe Lastdichte, blau: geringe Lastdichte) und Gebotszonen bei Market Splitting	112
Abbildung 36. Prognostizierte Windkapazität in Deutschland	116
Abbildung 37. Engpasskosten PJM (2002-2010)	132
Tabelle 1. Anzahl der Tage pro Jahr mit netzbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen	25
Tabelle 2. Market Splitting – Argumente für und wider	45
Tabelle 3. Marktkonzentrationsgrad 2010 – Frontier Economics Fall (mit Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs)	104
Tabelle 4. Marktkonzentration 2010 – Bundeskartellamt Fall (mit Kernenergieausstieg)	106

Abkürzungsverzeichnis

- ACER= Agency for Cooperation of Energy Regulators
- APX-Endex= Britisch-niederländische Energiebörse
- BETTA= British Electricity Transmission and Trading Arrangements
- BKartA= Bundeskartellamt
- BNetzA= Bundesnetzagentur
- CACM= Capacity Allocation and Congestion Management
- CfD= Contracts for differences
- CWE = Central-West Europe
- CZ= Tschechien
- DE= Deutschland
- DK= Dänemark
- EdF= Électricité de France
- EEA=European Economic Area
- EEX= European Energy Exchange
- Epex= European Power Exchange
- EMCC= European Market Coupling Company
- EnLAG= Energieleitungsausbaugesetz
- EnWG= Energiewirtschaftsgesetz
- ERGEG= European Regulators' Group for Electricity and Gas
- ERI= Electricity Regional Initiative
- EU= Europäische Union

- EU Com= Europäische Kommission
- FBA= Flow-based allocation
- FR= Frankreich
- FTR= Financial Transmission Rights
- GWB= Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
- Hz= Hertz
- TTC-Mechanismus= Inter-TSO-Compensation-Mechanismus
- KWK = Kraft-Wärme-Kopplung
- L.L.C= Limited Liability Company
- NABEG= Netzausbaubeschleunigungsgesetz
- NETA= New Electricity Trading Arrangements
- NL= Niederlande
- NTC= Net transfer capacity
- Ofgem= Office of Gas and Electricity Markets (britische Energieregulierungsbehörde)
- ÖSPI= Österreichischer Strompreisindex
- OTC = Over the counter
- PHELIX= Physical Electricity Index
- PJM= Pennsylvania-New Jersey-Maryland
- PL= Polen
- PTDF= Power Transfer Distribution Factors
- PV= Photovoltaik
- TWh= Terrawattstunde

- TSO= Transmission system operator
- UK= United Kingdom
- ÜNB= Übertragungsnetzbetreiber
- VIK = Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
- VNB= Verteilnetzbetreiber

1 Hintergrund und Umfang der Studie

1.1 Kontext

Deutschland und weitere EU-Länder stehen vor wachsenden Herausforderungen durch sich ändernde Lastflusssituationen in Höchstspannungsnetzen. Diese Veränderungen sind nicht nur vom Bedarf getrieben, die Erzeugung Erneuerbarer Energien zu integrieren, sondern auch von einer Restrukturierung in der Topologie konventioneller Stromerzeugung und der Entwicklung der Stromnachfrage. Ohne entgegenwirkende Maßnahmen gäbe es einen steigenden Bedarf die Stromerzeugung zu drosseln oder den Kraftwerkseinsatz zunehmend weg vom Kostenminimum zu redispatchen, um Engpässe im System zu vermeiden.

1.2 Optionen Engpässe abzubauen

Es existieren mehrere Ansätze mit diesen Herausforderungen umzugehen:

- Maßnahmen, die Engpässe grundlegend abbauen, beinhalten:
 - Netzinvestition und Verstärkung; sowie
 - Standortmanagement neuer Kraftwerke und Lasten.
- Maßnahmen, die einen kurzfristigeren und operationalen Effekt haben, beinhalten:
 - die marktbasierte Steuerung von Einspeisungen und Lasten, z.B. durch Market Splitting (z.B. die Aufteilung von Gebotszonen in kleinere Zonen, innerhalb welcher keine oder nur wenige Engpässe auftreten); und
 - echtzeitnahes Redispatching von Kraftwerken.

Es existiert keine allgemeingültige Antwort, welchen Maßnahmen Vorrang gegeben werden sollte und wie sie idealerweise kombiniert werden sollten. Die optimale Lösung muss die spezifische Standortsituation mit in Betracht ziehen.

1.2.1 Bisherige Diskussion in Deutschland

Für die Situation in Deutschland haben frühere Studien ergeben, dass:¹

¹ Frontier Economics/Consentec, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, 2008; Frontier Economics/Consentec, *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*, 2008.

- Netzerweiterung und -investition für bestimmte Hauptrouten zu bevorzugen sind;
- Standortsignale zur Ansiedlung neuer Kraftwerke in Zukunft wünschenswert sein könnten, jedoch langfristig stabil ausgestaltet sein müssten, insbesondere mit dem Ziel der
 - Ansiedlung neuer Gaskrafterzeugung in der Nähe von Lasten; sowie
 - Ansiedlung von Kohlekraftwerken entlang des Rheins.
- die Option des Redispatch von Kraftwerken aus Sicherheitsgründen aufrechterhalten werden muss.

Auf Grundlage von Empfehlungen basierend auf den obigen Erkenntnissen hat die Bundesnetzagentur – im Jahr 2008 – entschieden, mit dem Countertrading und Redispatch als wesentliche operationale Maßnahme zum Engpassmanagement fortzufahren (d.h. Market Splitting innerhalb Deutschlands nicht zu verfolgen), aber den Fortschritt der Netzerweiterung zu überwachen und zu gewährleisten, dass die grundlegenden Lösungen tatsächlich in Kraft treten.

1.2.2 Jüngste Marktentwicklungen

Zum Teil hat sich der Markt nicht so entwickelt wie erwartet:

- Netzinfrastrukturentwicklung – Es hat erhebliche Verzögerungen bei der Entwicklung des deutschen (Onshore-) Netzes gegeben. Wesentliche Restrukturierungs- und Erweiterungsprojekte für Nord-Süd-Transite befinden sich immer noch in der Planungs- und Genehmigungsphase.
- Erzeugungsentwicklung:
 - Windkraftausbau – wie erwartet wurde die Windkrafterzeugung in Deutschland weiter ausgebaut, was steigende Loop Flows auf Nachbarsysteme verursacht hat. Jedoch ist insbesondere die Offshore-Erzeugung nicht so stark wie erwartet gewachsen.
 - Photovoltaik -Ausbau – Deutschland hat im Süden außerdem einen bedeutenden Ausbau der Photovoltaik (PV) Erzeugung erfahren, welche relativ nahe bei den Lasten erfolgt. Die PV-Erweiterung wirft Netzprobleme auf lokalem und Niederspannungsniveau auf, welche jedoch nicht maßgeblich für die Berücksichtigung von Engpässen im Höchstspannungsnetz sind.

Der Nettoeffekt dieser Entwicklungen und Abweichungen von erwarteten Trends ist komplex und a priori nicht offensichtlich und bedarf weiterer Analysen, teilweise durch diese Studie.

Hintergrund und Umfang der Studie

1.3 Jüngste politische Entwicklungen

Seitdem die BNetzA die Engpasssituation zuletzt überprüft hat, gab es eine Vielzahl von relevanten Entwicklungen in der politischen Debatte:

- ERGEG Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity;
- eine EU Com Entscheidung zum Engpassmanagement durch Svenska Kraftnät; sowie
- die Einführung des CWE Market Coupling.

ERGEG Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity²

Die Richtlinien besagen: „Das allumfassende Ziel dieser FG (Framework Guidelines) ist, eine optimale Nutzung der Stromerzeugungskapazitäten und der Übertragungsinfrastruktur quer durch Europa zu gewährleisten.“ Dies könnte beinhalten:

- Eine Erweiterung von Gebotszonen – in Fällen mit keinem signifikanten Netzwerkengpass innerhalb oder zwischen Übertragungsregelzonen, können dann mehrere Regelzonen zu einer Gebotszone zusammengefasst werden (wie es im Fall Deutschland-Österreich erfolgt ist, bei dem 5 Regelzonen zu einer Gebotszone im Großhandelsmarkt zusammengefasst wurden).
- Eine Unterteilung von Regelzonen in separate Gebotszonen – im Fall eines signifikanten Engpasses innerhalb einer Regelzone, kann diese in mehreren Gebotszonen aufgeteilt werden, wenn es nicht möglich ist, den Engpass durch Redispatch zu beheben oder wenn der „Wohlfahrtsgewinn bei kleineren Zonen größer ist“.

In ihrer jüngsten Konsultation zum Engpassmanagement merkt die Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER, an, dass *“(t)he CACM Network Code(s) shall ensure that, when defining the zones, the TSOs are guided by the principle of overall market efficiency (including all economic, technical and legal aspects of relevance) and the respective network structure and topology. The definition of zones shall further contribute towards correct price signals and support adequate treatment of internal congestion.”*³ Dadurch führte ACER das Kriterium “Markteffizienz” in die Diskussion ein.

² ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, 2010.

³ ACER, *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, Erhebungsentwurf, Seite 8, 11. April 2011.

EU Com Entscheidung zu Svenska Kraftnät⁴

Svenska Kraftnät wurde vorgeworfen, Engpässe innerhalb Schwedens durch die bewusste Reduktion von Nettoübertragungskapazitäten an der Grenze, insbesondere zu Dänemark, zu beheben. Dänische Stromhändler hatten sich darüber bei der Kommission beschwert und eine Verletzung gegen das Prinzip des Freihandels angeführt.

Die Europäische Kommission hielt den Vorwurf der Energiehändler für berechtigt und einigte sich mit dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber, Svenska Kraftnät, darauf, dass er Maßnahmen zur Bewältigung der innerschwedischen Netzengpässe ergreifen muss, ohne vorsätzlich die Nettoübertragungskapazitäten an der Grenze zu reduzieren. Svenska Kraftnät bot an, Market Splitting als Methode des Engpassmanagements innerhalb Schwedens durch die Schaffung mehrerer Gebotszonen anzuwenden. Dies ist im Einklang mit dem Marktdesign in der Nordpool Zone, wo Market Splitting als eine wichtige Methode zum Engpassmanagement angewandt wird.

Die Hauptmerkmale der Svenska Kraftnät Entscheidung, welche berücksichtigt werden müssen, sind:⁵

- Svenska Kraftnät reduzierte vorsätzlich die Nettoübertragungskapazitäten, um den Engpass innerhalb Schwedens zu bewältigen; sowie
- Svenska Kraftnät hat eine Methode des Engpassmanagements – Market Splitting – angeboten, welche im Einklang mit dem Nordpool Marktdesign ist.

1.3.1 CWE Market Coupling

Deutschland wurde 2010 in das Central-West Market Coupling-System aufgenommen, welches zuvor schon Frankreich, Belgien und die Niederlande verband.

In diesem Zusammenhang wurde diskutiert, dass

- Gebotszonen so gebildet werden sollten, dass sie annähernd in der Größe vergleichbar sind. Dies würde eine Aufteilung der aktuellen Zone Deutschland-Österreich erfordern.

⁴ European Commission, *Commission decision of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement (Case COM/39351 – Swedish Interconnectors)*.

⁵ Wir zeigen an späteren Stellen, dass der Svenska Kraftnät nicht als Präjudiz für die Gebotszone Deutschland-Österreich geeignet ist.

Hintergrund und Umfang der Studie

- Engpässe innerhalb Deutschlands durch die Begrenzung von Übertragungskapazitäten an den deutschen Außengrenzen abgebaut werden können (obwohl solche Argumente nicht begründet wurden; dies wird als Teil dieser Studie untersucht).
- Lastflüsse innerhalb Deutschlands Loop Flows auf Drittsystemen verursachen, wodurch diese gezwungen sind, ihre Nettoübertragungskapazitäten zu verringern.
- Die Bestimmung der Kuppelübertragungskapazitäten eher flussbasiert als statisch erfolgen sollte. Dabei wird behauptet, dass zur effizienten Abwicklung die Schaffung kleinerer Gebotszonen erforderlich ist.

1.4 Umfang der Studie

Aufgrund der jüngsten Entwicklungen und der aktuellen Diskussionen auf EU-Ebene hat die Bundesnetzagentur Frontier Economics Ltd (“Frontier”) und Consentec GmbH (“Consentec”) damit beauftragt, die wirtschaftlichen Vor- und Nachteile einer möglichen Aufteilung der gemeinsamen Gebotszone Deutschland-Österreich in kleinere Zonen zu untersuchen. Die Studie beinhaltet folgende Schwerpunkte:

- **Entwicklung eines (allgemeingültigen) Referenzrahmens** innerhalb dessen die quantitativen und qualitativen Aspekte einer Einführung zusätzlicher Gebotszonen in einem Markt untersucht werden (durch Market Splitting).
- **Anwendung des allgemeingültigen Rahmens auf die spezifische Situation in Deutschland-Österreich.**

Die Studie beschäftigt sich außerdem mit den Möglichkeiten des Nodal Pricing als Engpassmanagementsystem. Der Schwerpunkt liegt jedoch auf dem Vergleich erweiterter Gebotszonen bzw. der Einführung des Market Splitting innerhalb erweiterter Gebotszonen.

1.5 Definitionen

In diesem Bericht werden wir wiederholt auf eine Reihe komplexer technischer Konzepte Bezug nehmen. Nachstehend definieren wir einige der Konzepte wie folgt:

- **Gebotszone** – Ein Netzgebiet innerhalb dessen Marktteilnehmer im Energiehandel ihre Gebote auf Day-Ahead-, Intraday- oder auf Basis längerfristiger Zeitrahmen eingeben.⁶
- **Preiszone** – Preiszonen sind Netzgebiete mit einem einheitlichen Preis. Die Preiszonen bestehen aus 1... n Gebotszonen. Die Anzahl der Preiszonen hängt von der Berechnungsmethode der grenzüberschreitenden Kapazitäten innerhalb der Gebotszonen ab. Im Falle der *Net Transfer Capacities* (NTC) kann die Anzahl der Zonen zwischen 1 und n liegen. Im Falle eines flow-basierten Ansatzes ist die Anzahl der Preiszonen entweder 1, wenn es keine Engpässe zwischen den jeweiligen Gebotszonen gibt, oder n, entsprechend der Anzahl der Gebotszonen.
- **Market Splitting** – Market Splitting ist definiert als die Aufteilung einer Gebotszone in eine oder mehrere Gebotszonen.⁷
- **Redispatch** – Redispatch bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber bestimmte Erzeuger – deren Stromerzeugung zu dem Engpass beiträgt – damit beauftragen, weniger Strom als geplant zu erzeugen. Gleichzeitig werden andere Erzeuger – deren Stromerzeugung die Engpässe beheben kann – damit beauftragt, mehr Strom zu erzeugen, sodass das Stromgleichgewicht erhalten bleibt. Die Auswahl der Erzeuger für den Redispatch hängt einerseits von deren Ansiedlung innerhalb des Netzes und andererseits entweder von deren Kosten (wobei die Angemessenheit der Kosten regelmäßig überprüft wird, sogenannter *kostenbasierter* Redispatch⁸) oder von den Preisen ab (basierend auf die von den Erzeugungsunternehmen eingebrachten Geboten, dem sogenannten *marktbasierten* Redispatch).
- **Countertrading** – Countertrading bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf kurzfristigen Märkten agieren, um in Gebotszonen Strom zu kaufen und zu verkaufen, sodass der entsprechende Stromaustausch innerhalb der Zonen zur Behebung des Engpasses beiträgt.

⁶ Diese Definition entspricht der Definition im ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, 2010.

⁷ Wir verwenden den Begriff hier somit zur Bezeichnung einer Entscheidung bzgl. der geografischen Struktur von Gebotszonen. Dies muss von der Bedeutung, die der Begriff „Market Splitting“ beispielsweise in Skandinavien hat, unterschieden werden. Dort bezieht er sich auf einen betriebliche Mechanismus des Spotmarkts, bei dem innerhalb einer fixen Struktur von Gebotszonen das Marktergebnis (auf stündlicher Basis) entweder zu einem gemeinsamen Preis in der gesamten Region (also in allen Gebotszonen) führt oder zu unterschiedlichen Preisen (daher der Name des „gesplitteten“ Marktes) aufgrund ausgeschöpfter Übertragungskapazitäten.

⁸ Diese Methode wird aktuell in Deutschland angewandt.

Hintergrund und Umfang der Studie

Im Gegensatz zum Redispatch ist das Countertrading eine zonenbezogene (d.h. keine knotenbezogene) Aktivität (wobei die Gebotszonen kleiner sein können als im regulären, beispielsweise Day-Ahead-Markt).

1.6 Herangehensweise und Struktur des Berichts

Der Bericht ist wie folgt gegliedert:

- Abschnitt 2.2 betrachtet die jüngsten und aktuellen Engpasssituationen im deutschen Stromnetz;
- in den Abschnitten 2.3 und 2.4 diskutieren wir die aktuelle Marktsituation in der Gebotszone Deutschland-Österreich;
- Abschnitt 3 beschreibt einen Ansatz zur Analyse und Auswertung eines möglichen Wechsels zum Market Splitting;
- in Abschnitt 4 wird der im vorausgehenden Abschnitt entwickelte Ansatz auf die Situation in Deutschland-Österreich angewandt; und
- in Abschnitt 5 betrachten wir kurz weitere Optionen, d.h. Nodal Pricing und Erweiterung der Gebotszonen.

2 Aktuelle Situation in der Gebotszone Deutschland-Österreich

2.1 Übersicht

In diesem Abschnitt geben wir eine Übersicht über die aktuelle Netz- und Marktsituation in Deutschland-Österreich und konzentrieren uns dabei besonders auf die Rolle von Deutschland-Österreich in Bezug auf die europäische Strommarktintegration.

Dieser Abschnitt ist wie folgt gegliedert:

- **Netzsituation** – Wir analysieren die aktuellen und künftigen Engpässe im deutschen Übertragungsnetz.
- **Rolle des deutsch-österreichischen Strommarktes für Europa** – Wir analysieren die Bedeutung des deutschen Strommarktes als Referenzmarkt für Europa.
- **Wettbewerbssituation im Strommarkt Deutschland-Österreich** – Wir analysieren die Wettbewerbssituation auf Basis von Markkonzentrationsmaßen für Deutschland und untersuchen, inwieweit der deutsche Strommarkt als wettbewerblicher Markt klassifiziert werden kann.

2.2 Netzsituation – Engpasssituation und Engpassmanagement

In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse der deutschen Engpasssituation in drei Stufen:

- In einem ersten Schritt werden potentiell kritische Übertragungsleitungen identifiziert, bei denen Engpässe relativ häufig auftreten;
- anschließend wird das bisweilen angeführte Argument diskutiert, dass die Engpässe innerhalb Deutschlands von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) an die Landesgrenzen verschoben würden;
- schließlich erörtern wir die Rolle von Ring- bzw. Parallelflüssen (Loop Flows) im deutschen und europäischen vermaschten Übertragungsnetz.

2.2.1 Statistische Auswertung von Engpassmanagementmaßnahmen

Vorgehensweise

Nach einer ersten Diskussionsphase über innerdeutsche Engpässe führte die BNetzA im Jahr 2008 ein Monitoringverfahren ein, die sogenannte “Engpassevaluierung”. Die deutschen ÜNB liefern in einem halbjährlichen Turnus statistische Daten über Redispatching- und Countertrading-Maßnahmen, die zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erforderlich waren.⁹ Für die Durchführung dieses Gutachtens wurde uns seitens der BNetzA Zugang zu den bislang erhobenen Daten gewährt, die zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen den Zeitraum zwischen April 2008 und September 2010 abdecken.

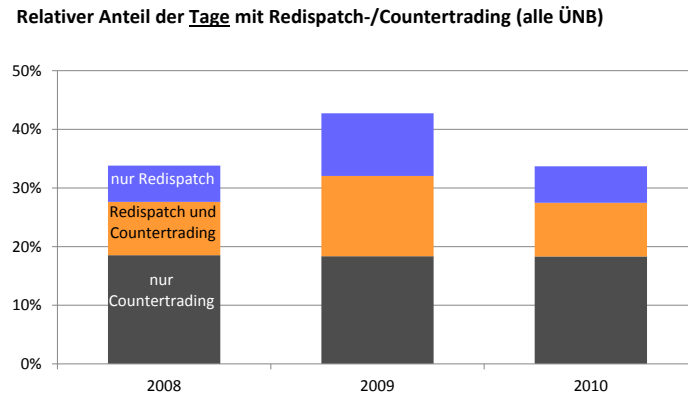
Wir erachten das tatsächliche Auftreten schwerwiegender Engpässe als eine unerlässliche Voraussetzung für das Inbetrachtziehen von Maßnahmen, die so gravierend sind wie eine Auftrennung von Gebotszonen. Aus diesem Grund stellen die von der BNetzA bereitgestellten Daten einen sinnvollen Ausgangspunkt für die Bewertung dar. Wenn wir im weiteren Verlauf des Gutachtens einen allgemeinen Bewertungsansatz herleiten, werden wir diesen rückblickenden Aspekt noch durch ein vorwärtsgerichtetes Element ergänzen (Abschnitt 3.4.1).

Erste Auswertung

Eine erste Auswertung in täglicher Auflösung zeigt, dass, mit nur geringfügigen Unterschieden zwischen den drei Jahren, etwa während eines Drittels der Tage entweder Redispatch oder Countertrading erforderlich war (**Abbildung 1**). Bei näherer Betrachtung des Jahres 2009, das Jahr mit der höchsten Anzahl an Redispatch- und Countertrading-Tagen, wird erkennbar, dass sich die Engpässe fast ausschließlich auf zwei von vier Regelzonen, nämlich 50HzT und TenneT TSO, konzentrierten (**Abbildung 2**).

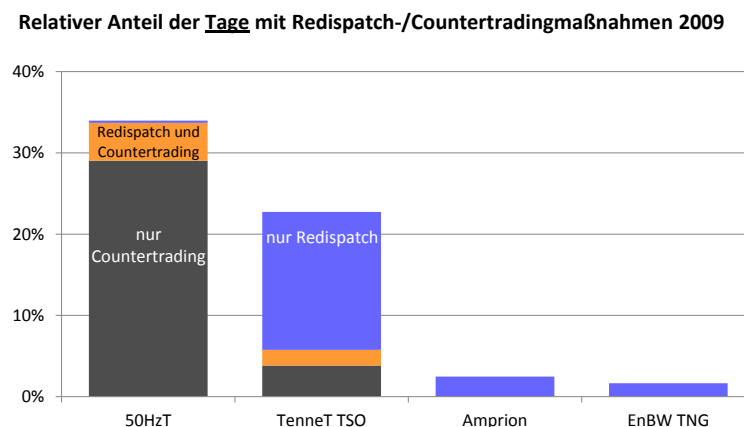
⁹ Genauer gesagt, umfassen diese Daten die sogenannten marktbasierenden Maßnahmen gemäß § 13 (1) Abschnitt 1 Nr. 2 EnWG.

Abbildung 1. Relativer Anteil an Tagen mit wenigstens 1 Stunde Redispatch oder Countertrading ausgeführt von einem der deutschen ÜNB



Quelle: ÜNB

Abbildung 2. Relativer Anteil an Tagen im Jahr 2009 mit wenigstens 1 Stunde Redispatch oder Countertrading, differenziert nach ÜNB



Quelle: ÜNB

Leitungsbezogene Auswertung

In einem dritten Schritt wird die Auswertung nach Leitungen differenziert, die Engpassmanagementmaßnahmen verursacht haben. Zudem wird die Häufigkeit der Engpässe (d. h. Zeiten, in denen die Leitungsauslastung so hoch war, dass Redispatching oder Countertrading erforderlich wurde) nun in stündlicher Auflösung analysiert. Allerdings erfassen die zur Verfügung stehenden Daten auslösender Ereignisse lediglich Redispatch-, nicht aber Countertrading-

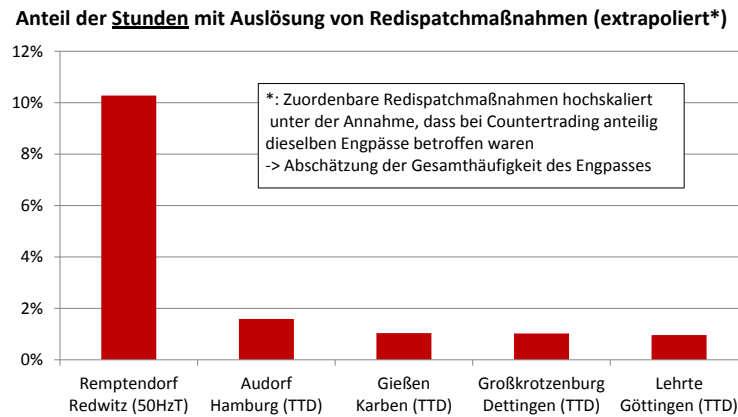
Maßnahmen. Um die Häufigkeit von Redispatch nicht zu unterschätzen, haben wir die leitungsscharfen Redispatch-Häufigkeiten hochskaliert mit dem Verhältnis von „Gesamtstunden mit entweder Redispatch oder Countertrading“ zu „Gesamtstunden mit Redispatch“. Dies impliziert die Annahme, dass Countertrading-Maßnahmen sich im gleichen Verhältnis auf die Engpassleitungen verteilen wie Redispatch-Maßnahmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass nur bei einer einzigen Leitung, nämlich der zwischen Remptendorf in Thüringen und Redwitz in Bayern, eine nennenswerte Häufigkeit kritischer Auslastungsstunden auftrat, und zwar von ca. 10% der Stunden in 2009. Die Leitung mit den nächst häufigen Engpässen liegt bereits bei unter 2% der Stunden (**Abbildung 3**). Dieses insgesamt geringe Ausmaß innerdeutscher Engpässe entspricht den Aussagen des letzten Monitoringberichts der BNetzA, wonach sich die Gesamtkosten von Redispatch und Countertrading in Deutschland im Jahr 2009 auf 27 Mio. € beliefen, was nur etwa 2% der Systemdienstleistungskosten entspricht und somit einen vernachlässigbaren Anteil der Stromversorgungskosten darstellt.¹⁰

Die jüngsten Entwicklungen im deutschen Erzeugungssystem, insbesondere die forcierte Abschaltung von Kernkraftwerken, beeinflussen natürlich das Engpassniveau im Netz, ohne jedoch unsere grundsätzliche Einschätzung zu ändern. Hierauf wird in Abschnitt 4.1 näher eingegangen.

¹⁰ Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2010*, Seite 201.

Abbildung 3. Abgeschätzte Häufigkeit stündlicher kritischer Belastungen für die am meisten betroffenen deutschen Leitungen



Quelle: ÜNB, eigene Berechnungen

2.2.2 Werden Engpässe an Grenzen verschoben?

Angesichts der vor einigen Jahren relativ lebhaft geführten Debatte über die Thematik weisen die Ergebnisse aus dem vorangegangenen Abschnitt einen unerwartet niedrigen Schweregrad inländischer Engpässe auf. Theoretisch könnte diese geringe Häufigkeit innerdeutscher Engpässe jedoch dadurch erreicht worden sein, dass grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zum Schutz inländischer Leitungen reduziert wurden, d. h. um die Anzahl von Engpässen innerhalb Deutschlands niedrig zu halten. Gemäß den Leitlinien zum Engpassmanagement (CM Guidelines, Art. 1.7¹¹) wäre ein solches Verschieben von Engpässen an die Landesgrenze bei langfristiger Anwendung grundsätzlich nicht erlaubt.

Im Folgenden wird anhand einer Auswertung verschiedener Informationsquellen sowie einer quantitativen Analyse von Netzeigenschaften erörtert, ob ein solches Verschieben von Engpässen stattgefunden haben könnte.

Einfluss potenzieller NTC-Reduktion auf inländische Engpässe

Die Analyse im vorangegangenen Abschnitt hat gezeigt, dass bislang nur eine inländische deutsche Leitung eine nennenswerte Engpasshäufigkeit aufweist. Wir analysieren hier nun, ob der Leistungsfluss auf dieser Leitung zwischen

¹¹ Europäische Kommission, Regulation (EC) No. 714/2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003.

Remptendorf und Redwitz durch die Reduzierung grenzüberschreitender Kapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) hätte gesenkt werden können.

Die Auswirkungen eines Leistungstransports zwischen zwei Ländern oder zwischen zwei Gebieten eines Landes auf die Belastung einer Übertragungsleitung kann mittels sogenannter Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) beschrieben werden. Ein PTDF gibt an, welcher Anteil des Transports über die betreffende Übertragungsleitung fließt. Für die folgende Auswertung wurden solche PTDFs unter Verwendung eines realistischen Lastflussmodells des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes berechnet. Dieses Modell wurde anhand von öffentlich zugänglichen Daten erstellt und ermöglicht eine ausreichend genaue Einschätzung der physikalischen Eigenschaften des Übertragungssystems. Mit Hilfe dieses Modells haben wir exemplarische PTDF-Werte für Transporte zwischen Nord- und Süddeutschland sowie für verschiedene grenzüberschreitende Austausche bestimmt (**Abbildung 4**).

Abbildung 4. Absolutwerte der PTDFs für innerdeutsche Engpassstelle sowie fünf Kuppelleitungen im Hinblick auf inländische und grenzüberschreitende Leistungstransporte

	Grenze	DE intern	DE-FR	DE-NL	NL-BE	DE-PL	DE-CZ
	Leitung	Remptendorf-Redwitz	Uchtelfangen-Vigy	Rommerskirchen-Maasbracht	Geertruidenburg-Zandvliet	Hagenwerder-Mikulowa	Röhrsdorf-Hradec
Transportrichtung	DE North<->South	18,0%	0,3%	1,6%	2,1%	3,0%	5,0%
	DE<->FR	0,1%	13,2%	7,2%	5,8%	1,1%	2,1%
	DE<->NL	0,1%	2,4%	20,9%	6,3%	0,4%	0,6%
	NL<->BE	0,0%	7,8%	4,2%	18,8%	0,4%	0,8%
	DE<->PL	3,5%	2,2%	1,5%	0,9%	16,0%	5,1%
	DE<->CZ	0,2%	2,3%	1,5%	1,1%	4,0%	16,6%

Quelle: Consentec

Die Zahlen machen deutlich, dass der innerdeutsche Engpass (Remptendorf-Redwitz) stark von Leistungstransporten von Nord- nach Süddeutschland (PTDF von 18%) beeinflusst wird. Dies bedeutet, dass Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen innerhalb Deutschlands diese Leitung signifikant entlasten können. Im Gegensatz dazu haben grenzüberschreitende Austausche nur einen sehr geringen Einfluss auf diese Leitung (rot gekennzeichnete Werte in **Abbildung 4**). So würde z. B. ein um 100 MW verminderter Austausch von Deutschland nach Polen (beispielsweise durch entsprechende Verminderung der NTC) den Fluss auf der Leitung Remptendorf-Redwitz nur um 3,5 MW verändern. Der Einfluss der anderen NTCs ist sogar noch geringer.

Die Analyse zeigt, dass eine Verringerung von NTCs für grenzüberschreitende Austausche keine wirkungsvolle Maßnahme darstellen würde, um den Fluss über die einzige nennenswert von Engpässen betroffene innerdeutsche Leitung zu begrenzen. Dies bedeutet auch, dass Engpässe in Bezug auf diese Leitung realistisch gesehen nicht an eine Grenze verschoben werden können.

**Aktuelle Situation in der Gebotszone
Deutschland-Österreich**

Zur Verdeutlichung werden in **Abbildung 4** ebenfalls vergleichbare Werte für exemplarische Kuppelleitungen an denjenigen Grenzen dargestellt, an denen grenzüberschreitende Austausche modelliert wurden. Hier ist ein ähnliches Muster für jede Kuppelleitung (Spalte) erkennbar: Der Einfluss des direkten grenzüberschreitenden Austauschs (z. B. DE↔NL auf die Kuppelleitung zwischen DE und NL) ist hoch, wohingegen andere Austausche jeweils nur einen geringen Einfluss haben.

Auswertung weiterer zu Verfügung stehender Informationen

Gemäß den Richtlinien und Verfahren von ENTSO-E entspricht der NTC an einer gegebenen Grenze dem Minimum der beiden Werte, die sich bei den individuellen Analysen der beiden beteiligten ÜNB ergeben haben. Mitte 2010 haben die deutschen ÜNB für die BNetzA eine Auswertung im Hinblick auf die bindenden Beschränkungen an allen deutschen Grenzen erstellt. Die Auswertung stützte sich auf Daten aus den Jahren 2009 und 2010.¹² Die Ergebnisse zeigen, dass in der überwiegenden Mehrzahl der Fälle die NTC-Werte in den marktrelevanten Richtungen durch den entsprechenden ausländischen ÜNB beschränkt wurden. Zwei Grenzen sollten jedoch näher betrachtet werden, und zwar die Grenzen zwischen Deutschland und Dänemark (West) beziehungsweise zwischen Deutschland und Schweden. In den sogenannten “Urgent Market Messages” von Nordpool¹³ wird von Zeit zu Zeit darüber berichtet, dass aufgrund von Windkrafteinspeisung in Deutschland der Import aus Dänemark (West) nach Deutschland vorübergehend vermindert werden muss. Ähnliche Situationen werden für die Baltic Cable Verbindung zwischen Deutschland und Schweden angeführt.

Laut dem verantwortlichen ÜNB, TenneT, ist die Situation an beiden Grenzen im Prinzip vergleichbar. In beiden Fällen liegt die physikalische Engpassstelle nahe der entsprechenden Grenze. Im Falle DE-DK handelt es sich um eine Übertragungsleitung von der dänischen Grenze bis in das Gebiet um Hamburg. Import von Schweden fließt teilweise durch das norddeutsche 110-kV-Verteilungsnetz, bedingt durch den schwachen Ausbau des Übertragungsnetzes nahe dem Anschlusspunkt des Baltic Cable. Des Weiteren konzentriert sich in beiden Fällen lokale Winderzeugung im Grenzgebiet. Während starken (lokalen) Windaufkommens kommt es dann zu Engpässen, wenn sich die von der Winderzeugung induzierten Flüsse den Importflüssen überlagern.

Um diesen Situationen entgegenzuwirken, bestehen theoretisch mehrere Lösungsmöglichkeiten. Die hier anwendbaren Optionen sind jedoch weitaus begrenzter:

¹² Für das vorliegende Gutachten wurde uns Einsicht in diese – vertrauliche - Auswertung gewährt.

¹³ <http://umm.nordpoolspot.com/web/>

- Während eine Netzerweiterung in beiden Fällen in Planung ist, sind kurzfristige betriebliche Maßnahmen zur zeitlichen Überbrückung bis zur Fertigstellung dieser Erweiterungen erforderlich;
- Deutsche konventionelle Kraftwerke tragen zu den kritischen Flüssen nicht bei, so dass Redispatch an dieser Stelle keine Option darstellt. Aus technischer Sicht besteht die einzige Alternative zum reduzierten Import darin, die lokale Winderzeugung zu reduzieren;
- Angesichts der in Grenznähe gelegenen Engpässe würde eine großräumige Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone nicht zur Lösung des technischen Problems beitragen. Tatsächlich dürfte jede wirklich effektive kleinere Gebotszone nur sehr wenige Umspannwerke an der entsprechenden Grenze mit einbeziehen. Dann wäre jedoch ein funktionierender Markt aufgrund seiner kleinen Gebietsgröße und der Tatsache, dass er nur über Winderzeugung verfügt, sehr unwahrscheinlich;¹⁴
- Die einzige Alternative zu einer Reduktion des Import-NTC bestünde folglich darin, eine Verminderung der lokalen Windeinspeisung anzuordnen. Diese Lösung würde jedoch – wenngleich technisch durchführbar – nationalen und europäischen Zielen zur Förderung erneuerbarer Energien entgegenstehen.

Die obigen Betrachtungen zeigen, dass an allen deutschen Grenzen entweder die NTC seitens der deutschen ÜNBs nicht erheblich eingeschränkt wird oder, wie an den Grenzen nach Dänemark (West) und Schweden, es keine Alternative zu einer temporären NTC-Begrenzung gibt, die marktbasiert wäre und mit den nationalen und europäischen Zielen für den Ausbau erneuerbarer Energien in Einklang stünde.

Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass von den deutschen ÜNB korrektive Engpassmanagementmaßnahmen durchgeführt werden, um Einschränkungen des Stromhandels – sei es inländisch oder grenzüberschreitend – zu vermeiden. Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert, gibt es ergänzend zum Redispatch und Countertrading an zahlreichen Tagen sogenannte netzbezogene Maßnahmen, wie z. B. eine Änderung des Schaltzustandes in Umspannwerken, zur verbesserten Verteilung von Leistungsflüssen. (**Tabelle 1**).¹⁵

¹⁴ Auch im Falle der Auftrennung von Schweden in vier Gebotszonen ist anerkannt worden, dass die fehlende Funktionsfähigkeit eines in zu kleinen Gebotszonen arbeitenden Marktes eine Begrenzung darstellt. Dies führte zu der Ausnahme, dass eine Verringerung grenzüberschreitender Übertragungskapazität als Maßnahme hingenommen wurde, um inländischen Engpässen in Grenznähe entgegenzuwirken (Europäische Kommission (2010)).

¹⁵ Genauer gesagt: Maßnahmen entsprechend § 13 (1) Absatz 1 Nr. 1 EnWG.

Tabelle 1. Anzahl der Tage pro Jahr mit netzbezogenen Engpassmanagementmaßnahmen

	2008	2009	2010
50HzT	141	165	129
TenneT TSO	178	213	229

Quelle: ÜNB, eigene Berechnungen

2.2.3 Bedeutung von Loop Flows

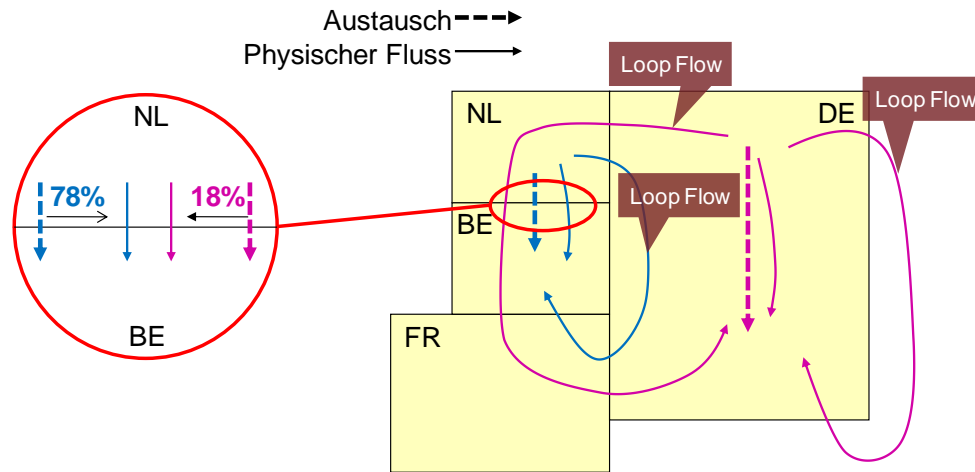
Loop Flows stellen keinen Grund für eine Änderung der Größe von Gebotszonen dar

In vermaschten Stromnetzen verursacht ein Stromtransport nicht nur einen physikalischen Stromfluss auf der direkten oder kürzesten Verbindung zwischen Quelle und Senke, sondern praktisch auf allen Netzelementen. Die Größe dieser Parallelflüsse (Loop Flows oder Ringflüsse, manchmal präziser mit “Parallel Flows“ bezeichnet) hängt von den physikalischen Netzeigenschaften ab, nimmt jedoch im Allgemeinen mit zunehmender Entfernung von der direkten Verbindung zwischen Quelle und Senke ab.

In **Abbildung 5** wird das Phänomen illustriert. Bei einem Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland entstehen Flüsse einerseits innerhalb von Deutschland, andererseits kommt es jedoch auch zu Parallelflüssen in den westlichen und östlichen Nachbarländern. Etwa 18% der übertragenen Leistung fließen z. B. durch die Niederlande, Belgien und Frankreich. Loop Flows werden jedoch auch durch grenzüberschreitenden Stromaustausch verursacht. So fließen z. B. nur etwa 78% des Austausches zwischen den Niederlanden und Belgien auf direktem Weg über die Grenze zwischen diesen Ländern. Die restlichen 22% bilden einen Loop Flow durch Deutschland und Frankreich und erreichen Belgien von Süden kommend.

Diese Beispiele unterstreichen die Symmetrie des Loop Flow Phänomens. Während für den Stromtransport innerhalb Deutschlands teilweise ausländische Netzgebiete „benutzt“ werden, nehmen deutsche Übertragungsnetze Stromflüsse auf, die durch Transporte innerhalb und zwischen ausländischen Gebotszonen eingeleitet werden.

Abbildung 5. Beispielhafte Loop Flows bedingt durch Stromtransporte innerhalb und zwischen Gebotszonen¹⁶



Quelle: Consentec

Die Tatsache, dass Stromtransporte innerhalb einer Gebotszone zu Loop Flows führen können, wird manchmal als Argument für eine Auftrennung dieser Zone angeführt. Die oben angeführten Beispiele zeigen jedoch, dass Loop Flows sowohl durch interne als auch durch grenzüberschreitende Stromtransporte hervorgerufen werden.

Darüber hinaus steht das Auftreten von Loop Flows in keinerlei Zusammenhang mit dem Auftreten von Engpässen. Das Verhältnis, in dem sich Flüsse auf verschiedene Leitungen zwischen Quelle und Senke eines Stromtransports aufteilen, ist nur von den sogenannten Leitungsimpedanzen abhängig, nicht jedoch von ihrer Übertragungskapazität oder aktuellen Auslastung, wie die folgenden Beispiele zeigen:

¹⁶ Die Berechnung erfolgte unter Verwendung eines realistischen Modells des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes, das auf Basis öffentlicher Daten und Informationen erstellt wurde und mit dem das tatsächliche Systemverhalten in genügender Genauigkeit angenähert werden kann.

- Angenommen, alle inländischen deutschen Leitungen wären vor Einsetzen des in **Abbildung 5** nachgebildeten Nord-Süd-Transports nur sehr gering belastet, so würden die Loop Flows durch die Niederlande etwa 18 % betragen, und
- angenommen, einige innerdeutsche Leitungen wären vor dem Nord-Süd-Transport bereits überlastet, so würden diese Loop Flows dennoch 18% des zusätzlichen Transports betragen. Bei Überlastung von Übertragungsleitungen werden Flüsse nicht „umgeleitet“.

Somit ist die Höhe der von interdeutschen Transporten hervorgerufenen Loop Flows unabhängig von der Frage, ob der direkte Fluss durch Deutschland zu einer Leitungsüberlastung führt. Vielmehr tragen inländische Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und Countertrading dazu bei, das Auftreten von Loop Flows zu begrenzen, da durch sie auch gegensinnige Flüsse in ausländischen Netzen verursacht werden (d. h. Loop Flows in die entgegengesetzte Richtung).

Zusätzlich zu diesen technischen Aspekten werden Loop Flows gemäß der hierfür maßgeblichen Verordnung (EC) Nr. 714/2009¹⁷ auch rechtlich anerkannt. Zum einen wird dort in Art. 13 (1) und (2) spezifiziert, dass der Zweck des ITC-Mechanismus u. a. darin besteht, ÜNB für die Aufnahme von Loop Flows zu entschädigen. Und zum anderen fordern die Engpassmanagement-Leitlinien¹⁸ in Art. 3.5 (a) und (b) „einen effizienten Umgang mit [...] Ringflüssen“.

Es kann festgehalten werden, dass Loop Flows

- technisch unvermeidbar sind,
- unabhängig von Engpässen auftreten und
- gemäß EU-Recht akzeptiert werden müssen.

Folglich stellt das Auftreten von Loop Flows keinen Anlass für eine Größenänderung von Gebotszonen dar.

Dynamischere Berücksichtigung von Loop Flows kann zu höherem grenzüberschreitenden Austausch führen

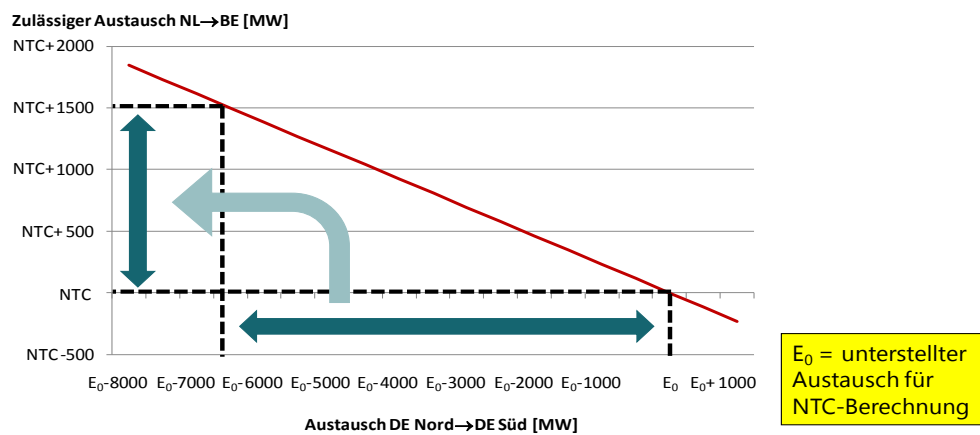
Nichtsdestotrotz erscheint es möglich, den grenzüberschreitenden Austausch zu erhöhen, indem die Loop Flows bei der NTC-Ermittlung innerhalb der aktuellen Gebotszonenstruktur umfassender berücksichtigt werden. Im Folgenden wird ein entsprechendes Konzept skizziert.

¹⁷ ENTSO-E, Seite P4-4, Standard S3.

¹⁸ Europäische Kommission, *Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems, Anhang 1 to Regulation (EC) Nr. 714/2009 vom 13 Juli 2009*, Official Journal der Europäische Union, 14.8.2009.

Wie in **Abbildung 5** beispielhaft dargestellt, erfolgen 18% eines Stromtransports von Nord- nach Süddeutschland über einen Loop Flow an der niederländisch-belgischen Grenze. Jede Verringerung des innerdeutschen Transports würde somit einen erhöhten grenzüberschreitenden Austausch von den Niederlanden nach Belgien ermöglichen – allerdings nur in einem Verhältnis von etwa 1:4, da die niederländisch-belgische Grenze vom Austausch NL→BE zu 78% genutzt wird, d. h. etwa viermal so stark als vom innerdeutschen Transport. Dieses Verhältnis zwischen dem innerdeutschen Transport und dem grenzüberschreitenden Austausch NL→BE wird durch die rote Gerade in **Abbildung 6** dargestellt.

Abbildung 6. Rückwirkung innerdeutscher Nord-Süd-Transporte auf den zulässigen Austausch NL→BE



Quelle: Consentec

Bei der Kalkulation von NTCs gehen die ÜNB oft von einem festen Netznutzungsszenario aus, über das hinaus die zulässige Höhe des betreffenden Austauschs (hier: NL→BE) bestimmt wird. In diesem Szenario sind Annahmen über die geographische Verteilung von Last und Erzeugung in allen Gebotszonen und somit über deren jeweilige interne Stromtransporte enthalten. In **Abbildung 6** wird dies aufgezeigt: Der angenommene innerdeutsche Stromtransport E_0 ergibt einen NTC-Wert für den Austausch NL→BE. Ist der Wert E_0 statisch, wird er logischerweise relativ hoch gewählt, um ein hohes Netzsicherheitsniveau zu gewährleisten. Der Nachteil dieser Vorsicht ist jedoch eine relativ niedrige (statische) NTC.

In der Abbildung wird ebenfalls deutlich, dass die ÜNB bei genauerer Kenntnis des tatsächlichen innerdeutschen Stromtransports vorübergehend einen höheren Austausch NL→BE zulassen könnten. Die NTC könnte z. B. um 1.000 MW erhöht werden, wenn im Voraus bekannt wäre, dass der innerdeutsche Transport um 4.000 MW niedriger wäre als E_0 . Eine solche Schätzung könnte sich auf eine Windvorhersage (z. B. des Vortages) stützen. Diese Vorhersage kann natürlich

nicht vollständig in eine erwartete Übertragung von Nord- nach Süddeutschland umgerechnet werden, da sie nur begrenzt genau ist und die Reaktion des Strommarkts auf die Windeinspeisung (und andere Einflüsse) unsicher ist. Nichtsdestotrotz könnte die Windvorhersage jedoch als wichtiger Input genutzt werden, um dynamischere Annahmen für den innerdeutschen Stromtransport zu erhalten. Da dies wiederum in dynamischere (angenommene) Loop Flows übersetzt würde, würde der zulässige grenzüberschreitende Austausch der betroffenen Grenzen ebenfalls dynamischer. Im Fall der Austauschrichtung NL→BE würde die NTC während geringer Windvorhersagen steigen.

Die derzeitigen Regeln zur koordinierten NTC-Ermittlung in Zentral-Westeuropa erlauben bereits eine gewisse Reaktion auf die dynamische Windeinspeisung. Es scheint jedoch¹⁹, dass die Basiswerte (d. h. maximale NTC) sich bereits auf eine bestimmte Menge an Windeinspeisung und entsprechenden Loop Flows beziehen, so dass höhere Kapazitäten bei günstigen Windverhältnissen möglich sein könnten. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, dass der geplante Wechsel zu einer lastflussbasierten Vergabe von Übertragungsrechten (engl. „Flow-based allocation“, FBA) dieses Problem vollkommen lösen wird, da das geplante Konzept für eine lastflussbasierte Kapazitätsberechnung auf einem Netzmodell basiert, das täglich aktualisiert wird und eine genaue Berücksichtigung der jeweils neuesten Windvorhersage ermöglicht.

2.2.4 Fazit zur Netzsituation

Aus unserer Analyse zur momentanen Engpasssituation in Deutschland ergibt sich nur eine inländische Übertragungsleitung mit signifikanter Engpasshäufigkeit. Offensichtlich hat sich der vor einigen Jahren erwartete Anstieg der Netzbelastung aufgrund von Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windkraft, der Aufgabe konventioneller Kraftwerksneubauprojekte in Norddeutschland und aufgrund zweier wegen technischer Probleme abgeschalteter Kernkraftwerke verzögert.

Wir konnten darüber hinaus keine Belege dafür finden, dass inländische Engpässe an die Landesgrenzen verschoben wurden oder verschoben werden könnten. In dieser Hinsicht unterscheidet sich die Lage wesentlich von derjenigen in Schweden, wo sich die Entscheidung für eine Auftrennung der nationalen Gebotszone²⁰ auf eine offensichtliche Verschiebung inländischer Engpässe an die Landesgrenzen stützt.

¹⁹ Wir schließen dies aus einem von uns durchgeführten Vergleich zwischen den veröffentlichten NTC-Werten und Day-Ahead-Windeinspeisungsvorhersagen.

²⁰ s. Fußnote 5.

Da jede Strukturänderung von Gebotszonen eine bestimmte Vorlaufzeit erfordern würde, ist eine Einschätzung der Entwicklung der derzeitigen Netzengpasssituation notwendig:

- Erneuerbare Energien werden weiterhin signifikant zunehmen. Insbesondere durch den weiteren Zuwachs an installierter Windkraft ergibt sich eine zusätzliche Transportnachfrage. (Solarenergie konzentriert sich im Gegensatz dazu auf den Süden Deutschlands und ist daher für die Auslastung des Übertragungsnetzes weniger problematisch.) Folglich kann die Netzsituation sich in den nächsten Jahren verschärfen, die Anstrengungen und Kosten zur Erhaltung der Netzsicherheit könnten signifikant steigen.
- Diese Verschärfung kann durch einen beschleunigten Netzausbau vermieden werden. Die deutschen ÜNB sind bestrebt, zahlreiche neue Leitungen zu bauen, und die politische Unterstützung des Netzausbaus nimmt weiterhin zu, da immer mehr Interessenvertreter erkennen, wie wichtig dieser für die Erreichung der Ziele zur Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist. Im Juli 2011 ist das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)²¹ in Kraft getreten mit dem vorrangigen Ziel, die Durchführung von Netzprojekten zu erleichtern, z. B. indem der BNetzA die Verantwortung für wesentliche Teile der Genehmigungsverfahren übertragen wurde, die zuvor stärker dezentral organisiert waren. Es wird erwartet, dass durch das NABEG eine verbesserte Effizienz und Transparenz des Übertragungsnetzausbaus erzielt werden.

Des Weiteren haben wir gezeigt, dass Loop Flows keinen Grund für eine Größenänderung von Gebotszonen darstellen. Nichtsdestotrotz könnte eine dynamischere Berücksichtigung der erwarteten Loop Flows während der NTC-Bestimmung (day-ahead oder intraday) dazu beitragen, die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Zeiten niedriger Windeinspeisung zu erhöhen, ohne dass dazu eine Auftrennung von Gebotszonen erforderlich ist.

2.3 Bedeutung des deutsch-österreichischen Strommarktes für den europäischen Markt

Der deutsch-österreichische Strommarkt ist von erheblicher Bedeutung für den integrierten europäischen Strommarkt aufgrund

- seiner geografischen Lage im Zentrum Europas;

²¹ Gesetzesentwurf verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energie-gesetzesentwurf-massnahmen-zur-beschleunigung-netzausbau>, angenommen vom Bundesrat mit geringfügigen Änderungen am 8 Juli 2011.

- seiner Größe; und
- seiner Großhandelsmarktliquidität.

Im Folgenden gehen wir auf diese Aspekte ausführlicher ein.

2.3.1 Geografische Lage

Die geografische Lage im Zentrum Europas verleiht Deutschland eine bedeutende strategische Position im europäischen Strommarkt. Es fließen beachtliche Mengen Strom nach, aus und durch Deutschland (**Abbildung 7**).

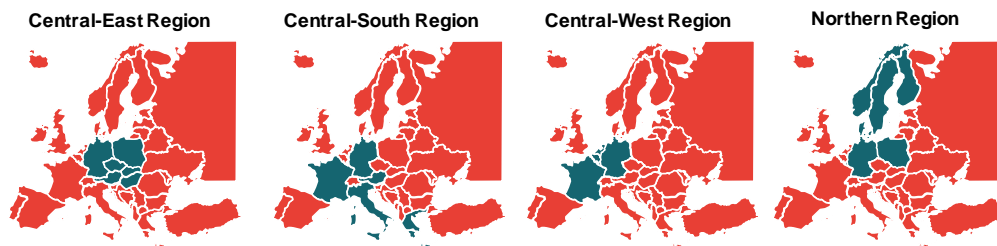
Abbildung 7. Import-Export Deutschland im Jahr 2010



Quelle: ENTSO-E

Die bedeutende Rolle manifestiert sich auch in der starken Beteiligung Deutschlands an europäischen Initiativen zur Förderung eines europäischen Strommarktes. In einem 2004²² veröffentlichten Strategiepapier der EU-Kommission wurde die Schaffung regionaler Märkte als Maßnahme in Richtung eines pan-europäischen Marktes genannt. Im Jahr 2006 gründeten europäische Regulierer im Rahmen von ERGEG (einem unabhängigen Gremium europäischer Regulatoren zur Beratung der EU Kommission) die sogenannte Electricity Regional Initiative (ERI), die Europa in sieben (später acht) Regionen einteilte. Ziel der ERI ist es, durch Abbau nationaler Grenzen zwischen den Mitgliedsstaaten die Integration der nationalen Strommärkte in Europa in einem europäischen Markt zu beschleunigen. Deutschland ist dabei Mitglied in vier Regionen.

²² Europäische Kommission, *Medium term vision for the internal electricity market*, 2004.

Abbildung 8. Electricity Regional Initiative einschließlich Deutschland

Quelle: ENTSO-E

Die Einführung von Market Coupling in verschiedenen Regionen zeigt, dass die Electricity Regional Initiatives bereits Wirkungen zeigen:

- Trilaterales Market Coupling zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden begann 2006.
- Market Coupling zwischen Spanien und Portugal im Jahr 2007.
- Market Coupling zwischen der Tschechischen Republik und der Slowakei 2009.
- Im Jahr 2009 wurde das Market Coupling des deutschen und nordischen Spotmarktes, genauer Nord Pool Spot für DK West (DK1) inklusive DK Ost implementiert. Das Market Coupling wird von der European Market Coupling Company (EMCC) geleitet.
- Im Mai 2010 wurde das Baltic Cable via EMCC in das Market Coupling aufgenommen.
- Im November 2010 begann das CWE Market Coupling der Region “Central Western Europe” (CWE) mit Frankreich, Belgien, den Niederlanden, Deutschland und Österreich und ersetzte das bis dahin bestehende trilaterale Market Coupling.
- Zusätzlich ist CWE mit dem Nordischen Markt gekoppelt, was zu einer großen Anzahl von gekoppelten Gebotszonen in Europa führt (**Abbildung 9**).²³

²³ Mit Beginn des Market Coupling kommt es generell zu höheren Preiskonvergenzen und einer besseren Auslastung bestehender grenzübergreifender Übertragungskapazitäten. Jedoch bleiben regionale Preisunterschiede aufgrund eingeschränkter Kapazitäten zwischen den einzelnen Ländern, aber auch aufgrund unterschiedlicher Stromerzeugungsmixe und unerwarteter Ereignisse in Zukunft

Abbildung 9. Koppelung CWE und Nordische Märkte

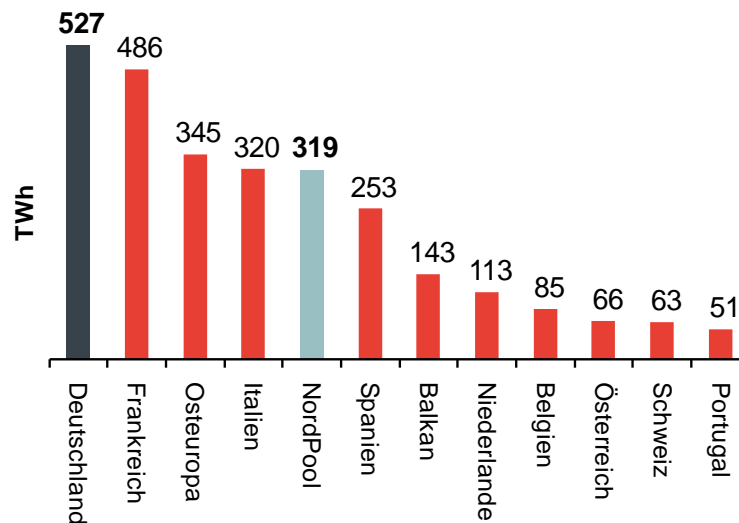
Quelle: Frontier Economics

2.3.2 Größe des deutsch-österreichischen Strommarktes

Neben seiner geografischen Lage verstärkt die Größe des deutschen Strommarktes seine strategische Bedeutung im europäischen Integrationsprozess. Basierend auf der Stromnachfrage ist Deutschland der größte Markt in Europa, gefolgt von Frankreich und Italien. Im Vergleich zu Frankreich und Italien ist der deutsche Markt weniger konzentriert und der Liberalisierungsprozess begann früher.

sehr wahrscheinlich bestehen. Es gibt jedoch durchaus auch Beispiele, in denen das Market Coupling zu perfekter Preiskonvergenz geführt hat, wie z.B. in der Tschechischen Republik und der Slowakei. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf: CERA, *One Price Fits All? The Effect of Market Coupling on European Power Price Convergence*, 2010.

**Aktuelle Situation in der Gebotszone
Deutschland-Österreich**

Abbildung 10. Stromnachfrage (TWh) 2009

Quelle: ENTSO-E, CERA

Die Größe des Marktes und die Historie der Liberalisierung seit 2001 bildeten die Basis für die Entwicklung wichtiger Marktinstitutionen und für die Liquidität des Großhandelsmarktes.

2.3.3 Liquidität des Großhandelsmarktes

Marktliquidität wird häufig gemessen anhand

- des Handelsvolumens;
- der Anzahl der Marktteilnehmer; sowie
- der Tiefe des Marktes – Entwicklung von Derivatprodukten.

Handelsvolumen (Spot)

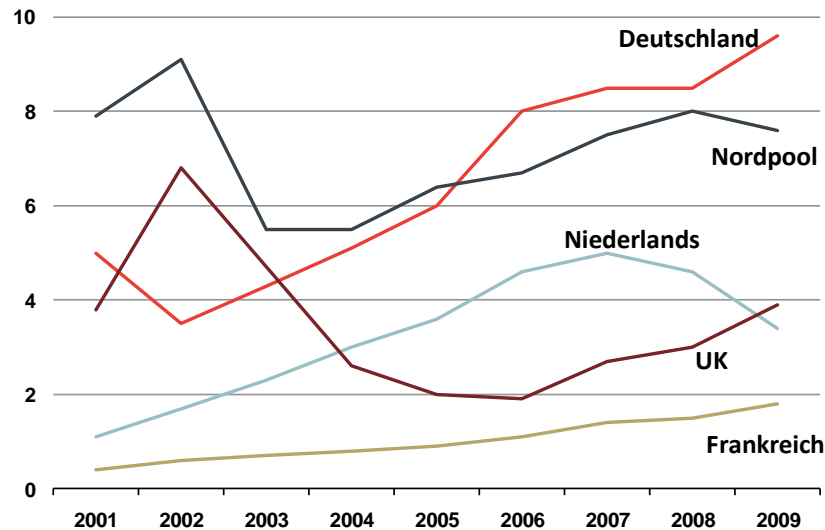
Die Europäische Strombörse (EEX), ansässig in Leipzig und 2002 gegründet, hat sich zur relevanten Großhandelsstrombörse für Deutschland und Österreich entwickelt. Im Jahr 2009 ging die EEX eine Kooperation mit der französischen Powernext²⁴ ein. Die Strombörse deckt aktuell drei Gebotszonen ab: Deutschland-Österreich, Frankreich und die Schweiz.

²⁴ Der Forwardmarkt wurde in der EEX gebündelt, und der Spotmarkt in der Epex.

Aktuelle Situation in der Gebotszone Deutschland-Österreich

Heute ist Deutschland basierend auf der *Churn Rate*²⁵ der liquideste Markt: die *Churn Rate* im deutschen Stromgroßhandelsmarkt ist höher als in allen anderen wichtigen Märkten in Europa (**Abbildung 11**).

Abbildung 11. Vergleich der Churn Rates europäischer Länder



Churn Rate = Volumen gehandelter Produkte / jährliche Nachfrage

Quelle: Ofgem

Die *Churn Rate* in Deutschland hat die der NordPool Zone 2006 überstiegen, während in den Niederlanden seit 2007 eine abnehmende *Churn Rate* zu verzeichnen ist. Im Vereinigten Königreich lag die *Churn Rate* bis 2002 recht hoch, bis sie 2002 durch die Insolvenz von Enron eine starke Reduktion erfuhr. Seither haben sich die *Churn Rate* und die Marktliquidität dem früheren Niveau nicht wieder angenähert. Die niedrige *Churn Rate* in Frankreich ist auf die hohe Marktkonzentration zurückzuführen, da der Markt von EDF dominiert wird.

Das Vereinigte Königreich ist ein gutes Beispiel dafür, wie anfällig die Marktliquidität für externe Schocks ist und wie schnell sie sich verschlechtern kann. In einem Bericht zur Verbesserung der Marktliquidität²⁶ im Vereinigten Königreich führte die britische Regulierungsbehörde OFGEM den deutschen Großhandelsmarkt als Best Practice Beispiel an²⁷.

Einer der Treiber der Großhandelsmarktliquidität in Deutschland ist die Größe des Volumens der zugrunde liegenden physischen Nachfrage in Deutschland,

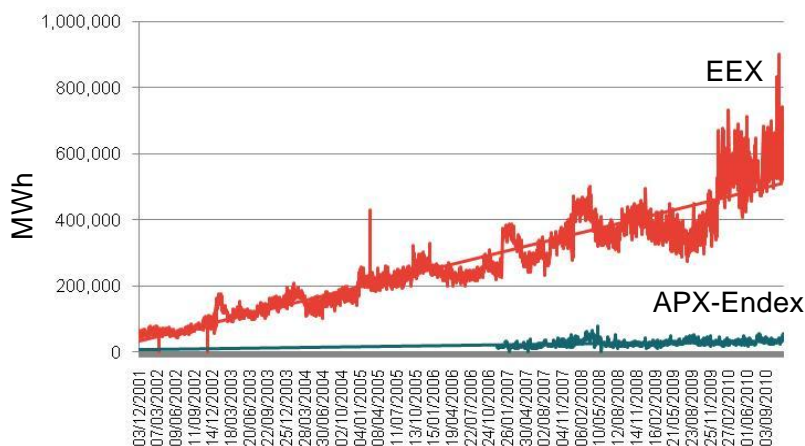
²⁵ Churn Rate = Volumen gehandelter Produkte / jährliche Nachfrage.

²⁶ OFGEM, *Liquidity in the GB wholesale energy markets*, 2009.

²⁷ OFGEM, *Liquidity in the GB wholesale energy markets*, 2009.

welche viele Marktteilnehmer zusammenbringt. Dies zeigt sich beispielsweise durch die Zunahme der gehandelten Mengen an der EEX, verglichen mit der APX-Endex Börse in den Niederlanden. Die EEX wuchs dabei sehr viel stärker als der APX-Endex, der relativ stabil geblieben ist (**Abbildung 12**).

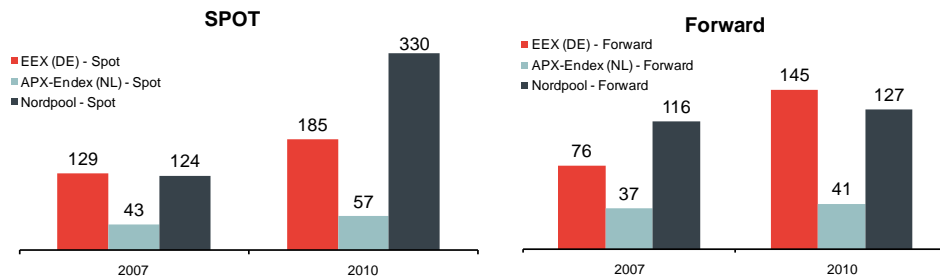
Abbildung 12. EEX und APX-Endex (Niederlande) Spot Mengen (2001-2010)



Quelle: Energate

Marktteilnehmer

Das Wachstum der EEX spiegelt sich auch in der Anzahl der Marktteilnehmer wider. Im Spotmarkt ist die Anzahl der Marktteilnehmer von 129 (2007) auf 185 (2010) gestiegen. Einen besonders starken Anstieg von 76 auf 145 konnte zwischen 2007 und 2010 im Forwardmarkt verzeichnet werden, wobei in 2010 sogar die Anzahl von NordPool überschritten wurde. Daneben stiegen zwischen 2007 und 2010 vermehrt Banken und Finanzinstitutionen als Marktteilnehmer an der EEX und NordPool ein, was zusätzliche Liquidität in den Markt brachte. Der APX-Endex verzeichnete hingegen einen Abschwung.

Abbildung 13. Marktteilnehmer am Spot und am Forwardmarkt für EEX, APX-Endex und NordPool

Quelle: BNetzA, OFGEM

Entwicklung des Forwardmarktes

Ein weiterer Indikator für die aktuell hohe Marktliquidität in Deutschland ist die Entwicklung von Forward- und Index gekoppelten Verträgen. Die Liquidität im Spotmarkt für Strom schwappte in den Forwardmarkt über und erhöhte die Tiefe des Marktes. Aktuell werden an der EEX liquide Forward Produkte drei Jahre im Voraus gehandelt. Im Jahr 2010 führte die EEX ein 6-Jahres-Forward-Peakprodukt ein.

Bedeutung der EEX als Referenz für andere Länder

Aufgrund der Entwicklung der EEX seit 2002 wurde der PHELIX²⁸ zum anerkannten Referenzpreis für Deutschland und Österreich, der regelmäßig als Preisindex im OTC und bilateralen Verträgen in Deutschland und Österreich genutzt wird. Darüber hinaus ist er der Referenzpreis für den VIK-Index, den KWK-Index, die Marktpreisberechnungen von E-Control, ÖSPI (Elektrizitätspreisindex für Österreich), und Bank-Zertifikate, wie z.B. Barclays WGZ-Rohstoff Garant-Zertifikat 9.

Des Weiteren ist der Einfluss des PHELIX geografisch nicht auf Deutschland und Österreich begrenzt. Vertragsparteien in Ländern ohne verlässliche Großhandelspreise nutzen den PHELIX in entsprechenden Preisformeln als Referenzpreis. Befragungen von Energiehändlern, die im Verlauf der Studie gemacht wurden, weisen auf eine geografische Abdeckung von Osteuropa bis zum Ostseeraum hin. Aufgrund der Liquidität im EEX Forwardmarkt sichern zunehmend französische und niederländische Marktteilnehmer ihre nationalen Verträge mit EEX Forward Produkten ab, mit Deutschland-Österreich als Erfüllungsort.

²⁸ PHELIX steht für „Physical Electricity Index“ und ist der tägliche Preisindex berechnet von der EEX auf der Grundlage von spot base und peak prices.

2.4 Wettbewerbssituation

Die Wettbewerbssituation im deutschen Markt wird derzeit durch die deutsche Wettbewerbsbehörde, das Bundeskartellamt, untersucht. Das Bundeskartellamt hat seinen ersten Bericht²⁹ veröffentlicht, in dem ein konzentrierter Markt befunden wird. Im Bericht äußert das Bundeskartellamt die Vermutung, dass mehrere große Akteure individuell dominant sind, wobei kein Beweis für missbräuchliches Verhalten gefunden wurde. Während die genauen Ergebnisse noch diskutiert und die endgültigen Schlussfolgerungen noch veröffentlicht werden müssen, lassen sich jedoch schon gewisse allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- Maßnahmen, die die Marktkonzentration in Deutschland erhöhen, wären als problematisch einzustufen; und
- jüngste Entwicklungen implizieren eine Absenkung der Marktkonzentration.

In einer neueren Studie hat Frontier Economics (2010)³⁰ herausgefunden, dass die Marktkonzentration im deutschen Strommarkt seit 2003 erheblich gesunken ist. Diese Entwicklung wurde hauptsächlich von den folgenden Faktoren vorangetrieben:

- **Neue Teilnehmer** – Seit 2003 traten neue Unternehmen in den Stromerzeugungsmarkt ein. Beispielsweise errichteten und übernahmen die norwegische Statkraft sowie die französische GDF-Suez Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, es folgten die spanische Iberdrola und die dänische DONG. Auch deutsche Kommunen und regionale Elektrizitätsunternehmen bauen zunehmend ihre eigenen Erzeugungskapazitäten, wie z.B. Trianel.
- **Desinvestitionen** – Aufgrund einer Vereinbarung mit der EU-Kommission und einer strategischen Neuausrichtung hat E.ON einen beträchtlichen Anteil seines deutschen Stromgeschäfts an Dritte veräußert. So wurden beispielsweise 5 GW Erzeugungskapazitäten (knapp 25% der installierten Kapazitäten von E.ON in Deutschland), die Beteiligungsgesellschaft E.ON Thüga und das Übertragungsnetz an TenneT verkauft.
- **Investitionen in Erneuerbare Energien** – Gleichzeitig kam es zu einem massiven Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Solarenergie. Dieser Anstieg war bislang

²⁹ Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB*, Januar 2011.










³⁰ Frontier Economics, *Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt*, Studie für E.ON, 2010.

hauptsächlich von kleinen und mittleren Unternehmen getrieben, wodurch es eine beachtliche Anzahl neuer Teilnehmer in diesem Markt gibt.

Frontier Economics (2010) zufolge sind die Marktanteile der beiden größten deutschen Energieunternehmen (CR2) im Jahr 2010 von 50% auf ungefähr 40% gefallen. Bei Ausdehnung des Zeithorizonts der Analyse bis 2012 fällt der CR2 weiter auf 34% (**Abbildung 14**). Dies impliziert, dass sich die Konzentrationsraten CR1, CR2 und CR4 unter den kritischen Werten des Wettbewerbsgesetzes, GWB, befinden (jeweils von 33%, 50% und 67%). Die Einbeziehung von Österreich in den relevanten geografischen Markt – der sachlich plausibel erscheint, da Deutschland und Österreich eine einheitliche Gebotszone bilden – wirkt sich zudem dämpfend auf die Marktanteile aus.

Zukünftige Markttrends – Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Stilllegung alter Kohle- und Braunkohle- sowie der Atomkraftwerke – weisen auf einen weiteren Rückgang der Marktkonzentration im deutschen Strommarkt hin.

Abbildung 14. Marktkonzentration Deutschland

Analysejahr (Quelle)	Market area	CR1	CR2	CR4
2009 (BKartA)	Germany	31%	52%	82%
2008 (Frontier)	Germany	26% 	42% 	62% 
2010 (Frontier)	Germany	24% 	38% 	58% 
2012 (Frontier)	Germany	21% 	34% 	56% 

Quelle: Frontier (2010), Bundeskartellamt (2011)

Kritische Konzentrationsraten gemäß GWB (Deutsches Kartellrecht): CR1=30%; CR2/3=50%; CR4/5=66%; Unkritische Konzentrationsraten sind mit grünen Symbolen markiert.

Quelle: Frontier Economics (2010), Bundeskartellamt (2011)

Trotzdem hat das deutsche Bundeskartellamt (BKartA, 2011) noch Bedenken bezüglich der Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Stromerzeugungsmarktes, besonders aufgrund der hohen CR4 Zahl (**Abbildung 14**).³¹ Die vom Bundeskartellamt berechneten Konzentrationsraten sind höher als die von Frontier Economics (2010) berechneten Zahlen. Die Hauptursachen für die Differenzen sind unterschiedliche Definitionen des relevanten Produktmarktes und die zugrundeliegenden Daten: Während zum Beispiel Frontier die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im relevanten Produktmarkt berücksichtigte, klammerte das BKartA die Stromerzeugung aus Erneuerbaren aus.

³¹ Das Bundeskartellamt nutzt Zahlenmaterial aus dem Jahr 2009 für seine Analyse.

Obwohl das BKartA die Marktstruktur im deutschen Stromgroßhandelsmarkt immer noch als problematisch einschätzt, fand es jedoch keinen Beweis für einen Missbrauch der Marktmacht in den letzten Jahren basierend auf erweiterten Daten, die von den Stromunternehmen gesammelt wurden. Das BKartA wird jedoch weiterhin die Wettbewerbssituation auf dem Markt sehr genau beobachten.

2.5 Schlussfolgerungen

Die wesentlichen Erkenntnisse für die aktuelle Situation in der Gebotszone Deutschland-Österreich können wie folgt zusammengefasst werden:

- **Netzsituation** – Unsere Analyse der aktuellen Situation der Netzbelastung in Deutschland zeigt nur eine innerdeutsche Übertragungsleitung mit häufiger Überlastung. Außerdem haben wir keinerlei Beweise dafür gefunden, dass interne Netzingpässe an die Landesgrenzen verlagert wurden oder verlagert werden könnten. Wir haben gezeigt, dass das Auftreten von Loop Flows keinen Grund für die Änderung der Größe der Gebotszonen darstellt. Des Weiteren könnte eine dynamischere Betrachtung der erwarteten Loop Flows bei der (täglich oder Intraday) NTC Berechnung dabei helfen, grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zu Zeiten geringer Windkrafteinspeisung zu erhöhen.
- **Strategische Position Deutschlands im europäischen Strommarkt** – Die geografische Lage im Zentrum Europas verleiht Deutschland eine bedeutende strategische Position im europäischen Strommarkt. Dies zeigt sich insbesondere durch die Verortung und aktive Teilnahme Deutschlands in vier Electricity Regional Initiatives und durch die Teilnahme am Market Coupling mit Nachbarländern.
- **Größe des Marktes und Marktliquidität** – Die Größe des Marktes ist die Grundlage für die Entwicklung wichtiger Marktinstitutionen und des liquiden Großhandelsmarktes. Die deutsche EEX etablierte sich als die liquideste Strombörse in Europa, wobei der PHELIX innerhalb und außerhalb Deutschlands von Marktteilnehmern als ein wichtiger Referenzpreis genutzt wird.
- **Wettbewerb** – Obwohl die Marktkonzentration im deutschen Strommarkt seit der Liberalisierung gesunken ist, bewertet das Bundeskartellamt die Marktstruktur im deutschen Stromgroßhandelsmarkt immer noch als problematisch, wobei sich auch nach Auswertung erweiterter Daten aus der Industrie für die letzten Jahre keinerlei Beweis für den Missbrauch von Marktmacht finden ließ. Das BKartA wird jedoch weiterhin die Wettbewerbssituation auf dem Markt genau beobachten.

3 Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

In diesem Kapitel entwickeln wir einen allgemeinen Analyseansatz für die Beurteilung der technischen und ökonomischen Auswirkungen eines möglichen Market Splitting einer bestehenden Gebotszone.

Diese Diskussion wird getrieben durch die aktuelle europäische Debatte zu Engpass-Management, wonach „*several zones are possible in case of structural congestion within the control areas, which cannot be solved by methods of countertrade / redispatch or where the welfare gain is higher with smaller zones.*“³² Derzeitig wird auf europäischer Ebene diskutiert, ob die Gebotszone Deutschland-Österreich *strukturelle Engpässe* aufweist und *Wohlfahrtsgewinne* im Falle einer Aufteilung in mehrere Gebotszonen zu erwarten sind.

ERGEG (2010) definiert jedoch nicht umfassend, was verstanden wird unter

- strukturellem Engpass; und
- Wohlfahrtsgewinnen.

In seiner jüngsten Beratung zum Engpassmanagement merkt ACER an, dass “*(t)he CACM Network Code(s) shall ensure that, when defining the zones, the TSOs are guided by the principle of overall market efficiency (including all economic, technical and legal aspects of relevance) and the respective network structure and topology. The definition of zones shall further contribute towards correct price signals and support adequate treatment of internal congestion.*”³³ ACER führte somit das Kriterium der „Markteffizienz“ in die Diskussion ein.

Im Folgenden und auf Grundlage unserer Definition eines strukturellen Engpasses entwickeln wir einen allgemeinen sequentiellen Ansatz für die Beurteilung der technischen und ökonomischen Effekte der Teilung einer Gebotszone in mehrere Gebotszonen.

Das Kapitel ist wie folgt gegliedert:

- In Abschnitt 3.1 diskutieren wir Optionen für den Umgang mit einem strukturellen Engpass allgemeiner und stufen Market Splitting als eine von mehreren Optionen für Engpassmanagement ein.

³² ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, page 8, 2010; Further see: ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity – Initial Impact Assessment*, 2010.

³³ ACER, *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, Draft for Consultation, page 8, 11. April 2011.

- In Abschnitt 3.2 fassen wir Argumente für und wider Market Splitting zusammen, die wir bei der Befragung wesentlicher Marktteilnehmer gesammelt haben.
- In Abschnitt 3.3 beschreiben wir die Schritte unseres allgemeinen sequentiellen Ansatzes für die Beurteilung von Market Splitting.
- In Abschnitt 3.4 führen wir unsere Definition von „strukturellem Engpass“ ein.
- In Abschnitt 3.5 diskutieren wir die technischen Auswirkungen des Market Splitting auf grenzüberschreitende Kapazitäten.
- In Abschnitt 3.6 führen wir die ökonomische Bewertung des Market Splitting auf der Grundlage der ökonomischen Effizienz ein.

3.1 Option zur Bewirtschaftung von Engpässen

Bevor wir Market Splitting als eine Methode zum Engpassmanagement diskutieren, ist es notwendig zu betonen, dass Market Splitting nur eine von mehreren Methoden darstellt. Wie wir schon in Abschnitt 1.2 gezeigt haben, fallen darunter unterschiedliche Optionen

- Maßnahmen, die den Engpass beseitigen, inkludieren:
 - Erweiterung und Ausbau des Übertragungsnetzes;
 - Steuerung der Standortwahl von neuen Kraftwerken und Lasten:
 - *regional differenzierte Übertragungsnetztarife* – regionale Tarife können Standortsignale an Erzeuger und Verbraucher senden, wodurch Engpässe durch Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer beseitigt bzw. gemindert werden können;³⁴
 - *Auktionierung von Kraftwerksstandorten* – eine Versteigerung von Standorten kann Standortsignale an Erzeuger senden, wo sie ihre Kraftwerke errichten sollten.
- Maßnahmen, die einen kurzfristigen und operativen Effekt haben, sind:
 - Die marktbasierende Steuerung von Stromeinspeisung und -entnahme, z.B. durch Market Splitting (d.h. Aufspaltung größerer Gebotszonen in mehrere kleinere Gebotszonen) oder Nodal Pricing.
 - Redispatch von Kraftwerken.

³⁴ Regional differenzierte Übertragungsnetztarife belassen einen einheitlichen Strompreis in der Gebotszone. Der regionale Unterschied bezieht sich hierbei nur auf die Netztarife.

Einige der oben angeführten Optionen können miteinander kombiniert werden und einige können ohne Änderung der Größe der Gebotszone implementiert werden. Daraus folgt, dass diese das bestehende Engpassmanagementregime in Deutschland ergänzen können (**Abbildung 15**).

Abbildung 15. Optionen zur Bewirtschaftung von Engpässen (Beispiel von Kombinationsmöglichkeiten, nicht erschöpfend)

Bestehende Gebotszone			Änderung der Gebotszone	
Kosten-basiertes EPM	Kosten-basiertes EPM	Kosten-basiertes EPM	Market Splitting	Nodal Pricing
Netzausbau	Netzausbau		Netzausbau	Netzausbau
Regional differenzierte ÜNB Tarife	Regional differenzierte ÜNB Tarife		Regional differenzierte ÜNB Tarife	
	Auktionierung von Standorten	Auktionierung von Standorten	Auktionierung von Standorten	Auktionierung von Standorten
	Auktionierung von Kapazitäten	Auktionierung von Kapazitäten	Auktionierung von Kapazitäten	Auktionierung von Kapazitäten

Source: Frontier Economics/Consentec

Somit gilt, dass bevor eine bestehende Gebotszone aufgespalten wird, eine Analyse erforderlich ist, inwieweit das angestrebte Ziel von Markt Splitting, z.B. Standortsignale für Kraftwerke und Verbraucher schaffen, auch mit anderen Instrumenten innerhalb der bestehenden Gebotszone erzielt werden kann.³⁵

3.2 Market Splitting – Hauptargumente

Im Verlauf der Studie haben wir Marktteilnehmer befragt, um die Hauptargumente zu identifizieren, die in der aktuellen Debatte für und wider eine potenzielle Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone in zwei oder mehr Gebotszonen angeführt werden.

Die Ergebnisse aus den Befragungen verwendeten wir in zweifacher Weise

³⁵ Wir sind der Ansicht, dass dies für die Anwendung des sequentiellen Analyseansatzes von zentraler Bedeutung ist und werden diesen Aspekt in Abschnitt 4 zur Anwendung der Gebotszone Deutschland-Österreich noch detaillierter betrachten.

- als Leitfaden für die Strukturierung des Kriterienkataloges zur Bewertung eines potenziellen Market Splitting; und
- zur Überprüfung der Vollständigkeit eines Kriterienkataloges, den wir unabhängig von den Befragungen entwickelt haben.

Die Hauptargumente *für* und *wider* ein Market Splitting lassen sich wie folgt gruppieren (**Tabelle 2**). Ein häufig genanntes Argument für Market Splitting und seine extreme Form, Nodal Pricing, ist, dass der Markt mit diesem Ansatz die richtigen Standortsignale sendet, um Engpässe mittels Kraftwerksinvestitionen oder Verlagerung der Stromnachfrage zu entschärfen oder zu beseitigen. Die Auswirkung auf die Marktkonzentration und die Marktliquidität war das am häufigsten genannte Argument gegen das Market Splitting und kleinere Gebotszonen.

Wir stellen die Argumente an dieser Stelle in einer unkommentierten Weise dar. Im folgenden Abschnitt diskutieren wir, welche Argumente prinzipiell als begründet zu erachten und wie diese in den allgemeinen Bewertungsansatz zu integrieren sind.

Tabelle 2. Market Splitting – Argumente für und wider

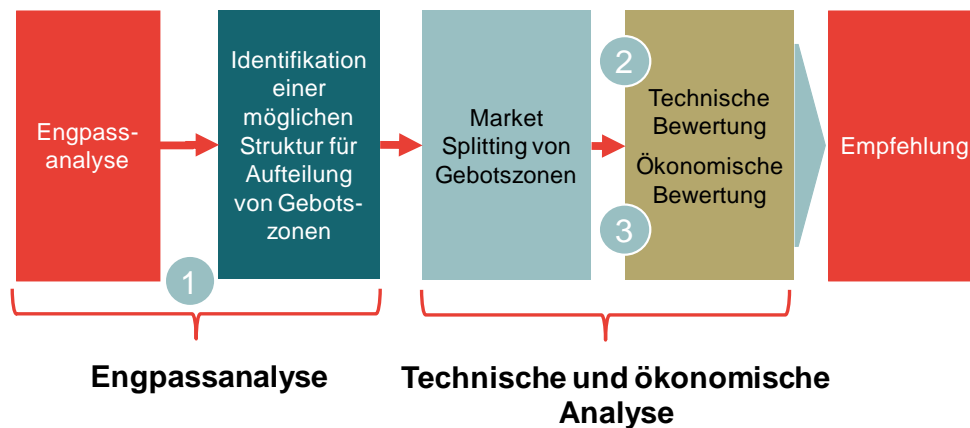
	Für	Wider
Effizienz	Standortssignale für Kraftwerksinvestitionen Bessere Kontrolle von Lastflüssen Reduzierung von „Sicherheitsaufschlägen“ für grenzüberschreitende Kapazitäten Marktorientiertes Engpassmanagement	Höhere Preisschwankung reduziert Planungssicherheit Geringere Anreize für Netzinvestitionen Einfluss auf Lastfluss im Fall der Priorität von Erneuerbaren bei Netzzugang nicht klar
Wettbewerb und Marktkonzentration	Macht die Marktmacht im Redispatch-Markt transparent Regulierung und/oder Marktbeobachtung können Missbrauch der Marktmacht im Day-Ahead-Markt verhindern	Anstieg der Marktkonzentration Marktkonzentration im Day-Ahead-Markt hat auch eine negative Rückwirkung auf den Forwardmarkt Höhere Komplexität beeinträchtigt Wettbewerb im Vertriebsmarkt
Marktliquidität	Finanzhändler können spezifisches Know-How aus anderen Systemen mit Market Splitting nutzen Preisunterschiede in verschiedenen Gebotszonen können mit <i>Contract-for-Differences</i> oder mit <i>Financial Transmission Rights</i> abgesichert werden	Absicherung des durch Market Splitting entstehenden Preisrisikos durch vertikale Integration von Erzeugung und Vertrieb und somit reduzierter Handel auf dem Großhandelsmarkt Absicherung durch physische Erzeugungsanlagen Marktteilnehmer verlassen den Markt, weil Einfluss der Änderung des Marktdesigns unklar

Quelle: Befragung von Interessenvertretern

3.3 Definition des Rahmens

In diesem Abschnitt definieren wir die einzelnen Analyseschritte für den institutionellen Vergleich der Aufteilung einer Gebotszone in mehrere Zonen (Market Splitting). Der analytische Rahmen basiert auf den drei folgenden Schritten (**Abbildung 17**):

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Abbildung 16. Sequenzieller Rahmen der Analyse

Quelle: Frontier Economics / Consentec

- **Schritt 1 – Engpassanalyse:** Analyse der aktuellen und künftigen Netzsituation und Identifikation von Engpässen. Die Analyse beschäftigt sich mit zwei zentralen Fragestellungen:

- Sind die Engpässe innerhalb einzelner Gebotszonen so stark, dass ein potenzielles Splitting gerechtfertigt wäre?
- Welche Grenzen würden sich für ein potenzielles Market Splitting anbieten?

Nur wenn die erste Frage mit „ja“ beantwortet werden kann, sollte ein Market Splitting weiter untersucht werden. Falls es aktuell und künftig keine Engpässe gibt, sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich.

- **Schritt 2 – Technische Analyse:** Selbst wenn ein signifikanter Netzengpass identifiziert wird, ist es notwendig, zu analysieren, ob ein Market Splitting sinnvoll ist, bzw. ob dieses aus technischer Sicht die beste Lösung darstellt.
- **Schritt 3 – Ökonomische Analyse:** Nachdem Schritt 1 und 2 durchlaufen wurden, analysieren wir in einem dritten Schritt die Änderung des Marktdesigns aus ökonomischer Sicht. Dieser Schritt besteht aus einer ökonomischen Kosten-Nutzen-Analyse der Optionen für ein neues Marktdesign, welches Market Splitting beinhaltet.

3.4 Schritt 1 – Engpassanalyse

Wie zuvor bereits ausgeführt, besteht der Zweck einer Engpassanalyse hier in der Auswertung des Auftretens von Engpassituationen und darin zu bewerten, ob und wo die Schwere von Engpässen Anlass gibt, eine Auftrennung von

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Gebotszonen in Betracht zu ziehen. Dies basiert auf dem Prinzip, dass Orte gravierender Engpässe die Grundlage für die Bildung von Gebotszonen sein sollten (notwendige Bedingung) und dass letztendlich eine Modifizierung von Größe, Anzahl oder Form von Gebotszonen durch wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber dem Status quo gerechtfertigt werden muss (hinreichende Bedingung).

Bei der Auswertung der Schwere von Engpässen schlagen wir vor, zwischen zwei unterschiedlichen zeitlichen Perspektiven zu unterscheiden:

- **Strukturell versus intermittierend** – Es ist klar, dass bei nur sporadisch auftretenden Engpässen grundlegende Gegenmaßnahmen wie eine Änderung der Gebotszonen nicht gerechtfertigt sind. Daher muss im ersten Schritt einer Engpassanalyse bewertet werden, ob der Engpass derzeit von struktureller Natur ist, d. h. ob er mit großer Häufigkeit und in einem signifikanten Ausmaß an der gleichen Stelle auftritt. Ein angemessener Zeitrahmen für eine Auswertung wäre z.B. ein Jahr, da man hierdurch jahreszeitenunabhängig ist.
- **Dauerhaft versus temporär** – Zusätzlich besteht die Notwendigkeit einer Bewertung dahingehend, wie sich die augenblickliche Engpasssituation im Zeitverlauf entwickeln wird. Selbst wenn ein Engpass im jüngsten Jahr, für das entsprechende Daten vorliegen, an einer bestimmten Stelle strukturell und nicht nur zeitweise auftrat, ist es möglich, dass aufgrund anstehender Netzerweiterungsmaßnahmen oder durch eine günstige Entwicklung der geographischen Verteilung von Erzeugung und Last von einer baldigen Abschwächung der Situation ausgegangen werden kann. Angesichts der erforderlichen Vorlaufzeit für die Modifizierung der Gebotszonenstruktur und der Kosten eines Übergangs könnte das Nichtbeachten einer solchen mittelfristigen Entwicklung leicht zu einer nicht sachgerechten wirtschaftlichen Bewertung in späteren Untersuchungsschritten führen.³⁶

Es ist schwierig, konkrete und objektive Schwellenwerte zu definieren, um zwischen strukturellen und intermittierenden sowie dauerhaften und temporären Engpässen zu unterscheiden. Dies liegt daran, dass solche Schwellenwerte eigentlich die Schwere der Engpässe in ökonomischer Hinsicht berücksichtigen müssten, wohingegen eine umfassende Auswertung der wirtschaftlichen Konsequenzen einer Gebotszonenbildung erst nach der Identifizierung von potentiell relevanten Engpassstellen durchgeführt werden kann. Unabhängig von konkreten Werten schlagen wir vor, folgende Prinzipien zu Grunde zu legen:

³⁶ Es ist interessant festzustellen, dass Art. 1.7 der Engpassmanagement-Leitlinien einen ähnlichen Ansatz verfolgt, denn er lässt zu, dass eigentlich nicht sachgerechte Gebiete für Engpassmanagement temporär toleriert werden können, “until a long-term solution is found”.

Strukturelle versus intermittierende Engpässe

Zur Unterscheidung zwischen strukturellen und intermittierenden Engpässen erscheint die Betrachtung technischer Indikatoren, wie z. B. Häufigkeit und Ausmaß der Engpässe, zweckmäßig. Eine noch relevantere Beurteilung kann erreicht werden, indem zusätzlich Kenngrößen des wirtschaftlichen Wertes bestimmt werden, die es ermöglichen, die technischen Indikatoren zu kombinieren und zu gewichten. Dies könnte mittels Simulation durch den Vergleich von Netzausbaukosten (zur Verringerung der Engpässe) und der durch einen derartigen Ausbau erreichten Minderung variabler Erzeugungskosten erzielt werden. Angesichts der Komplexität dieses Ansatzes könnte sich jedoch eine einfachere Auswertung von Engpasshäufigkeit und/oder -höhe in der Praxis als ausreichend erweisen, je nach Größe der entsprechenden Indikatoren. (Wenn z. B. Engpässe auf einer bestimmten Leitung nur sehr selten auftreten, ist es unrealistisch anzunehmen, dass eine wirtschaftliche Simulation diesen Engpass nicht als intermittierend einordnen würde.).

Temporäre versus dauerhafte Engpässe

Die Frage der Abgrenzung zwischen temporären und dauerhaften Engpässen betrifft zwei Aspekte:

- Erstens ist zu betrachten, wie sich die Aufteilung von Gebotszonen entwickeln wird. Ein Splitting ist nur sinnvoll, wenn die Motivation hierfür, also die Engpässe, für eine signifikante Zeit nach Einführung des Splittings bestehen bleiben. Wenn eine vorzeitige Verminderung von – auch aktuell als strukturell eingestuften – Engpässen zu erwarten ist, sollte diese keine Grundlage für eine neue Gebotszonenstruktur bilden.

Nimmt man z. B. an, dass die Gebotszonenstruktur alle fünf Jahre mit einer Vorlaufzeit von drei Jahren verändert werden könnte,³⁷ sollte die Zeitspanne der Engpassbewertung vom aktuellen Zeitpunkt an etwa fünf Jahre umfassen, damit Entwicklungen bis etwa zur Hälfte der Geltungsdauer der neuen Struktur berücksichtigt werden.

- Zweitens ist es notwendig, die generelle Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen mit in Betracht zu ziehen. Innerhalb der eben diskutierten Zeitspanne, die man auf Basis der Überlegungen des vorhergehenden Gliederungspunktes abgeleitet hat, sollten alle als ausreichend sicher geltenden Entwicklungen berücksichtigt werden. Dies impliziert zwingend eine subjektive Einschätzung.

³⁷ Diese Annahme erscheint grundsätzlich plausibel, s. Abschnitt 3.6.9.

Dies gilt besonders für zukünftige Netzverstärkungen, zumal zwischen der Auftrennung von Gebotszonen und Anreizen für Netzausbau eine gewisse Wechselwirkung besteht.³⁸ Bei zu vorsichtigen Annahmen im Hinblick auf die Umsetzung von Netzausbauprojekten könnte man zu der Schlussfolgerung kommen, dass eine Auftrennung von Gebotszonen angemessen ist. Eine entsprechende Entscheidung könnte Anreize zur Realisierung von Netzprojekten mindern, wodurch sich die Annahme in eine selbsterfüllende Prophezeiung verwandeln würde. Gleichmaßen sind zu optimistische Annahmen im Hinblick auf die Entwicklung des Netzes risikoreich. Auch wenn der Druck auf den Netzausbau aufrechterhalten wird, wenn von einer Auftrennung von Gebotszonen Abstand genommen wird, könnten diese Anreize immer noch zu schwach sein, um tatsächliche Netzinvestitionen auszulösen. Eine Analyse externer Faktoren wie z. B. der politischen Unterstützung von Netzprojekten kann sich als hilfreich erweisen, um ausgewogene Annahmen zu finden.

Auf Basis obiger Kriterien sollten Engpassstellen nur dann ein potenzieller Grund für die Auftrennung von Gebotszonen sein, wenn es sich um strukturelle und dauerhafte, d. h. in den nächsten Jahren strukturell fortbestehende Engpässe handelt. Während die obigen Überlegungen einen Leitfaden für die Anwendung der Kriterien auf konkrete Fälle bilden, wird die Festlegung von Schwellenwerten für “strukturell” und “dauerhaft” unvermeidbar fallspezifisch erfolgen müssen.

3.5 Schritt 2 – Technische Auswirkung bei der Auftrennung von Gebotszonen

Vor der Überprüfung, ob ein neuer Gebotszonenzuschnitt wirtschaftlich vorteilhafter ist als der Status Quo, empfehlen wir zunächst eine Untersuchung der technischen Auswirkungen der betrachteten Änderung. Hier sind zwei Aspekte maßgebend:

- **Einfluss auf die Höhe grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten** – Würde z. B. eine Auftrennung von Gebotszonen die Erhöhung kommerziell verfügbarer Übertragungskapazitäten an bestehenden Grenzen erlauben, könnte dies zusätzliche Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Verknüpfung benachbarter Gebotszonen bewirken.
- **Einfluss auf die Nutzung von Übertragungskapazitäten** – Weiterhin ist zu prüfen, ob den Marktteilnehmern bessere Möglichkeiten für eine effiziente Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten geboten werden. Dies hängt von den Regularien zur Handhabung nicht

³⁸ Für eine umfassende Erörterung dieses Aspekts siehe Abschnitt 3.6.6.

marktbasierter Erzeugung in denjenigen Fällen ab, in denen ein solcher Erzeugungsanteil (z. B. aus erneuerbaren Energien) nennenswert ist. Es sei angemerkt, dass die Nutzung von Übertragungskapazitäten sich infolge eines Splittings ändern könnte, selbst wenn ihre Höhe konstant bleibt.

Der Einfluss auf Höhe und Nutzung von Übertragungskapazitäten stellt den treibenden Faktor für wirtschaftliche Auswirkungen dar, so dass die netztechnische Analyse zur Untermauerung der späteren ökonomischen Analyse beiträgt.

Die technische Auswirkung einer Auftrennung von Gebotszonen hängt stark von fallspezifischen Einflüssen ab wie z. B. den Ursachen von Engpässen und der geografischen wie netztopologischen Konstellation. Für eine weitere Erörterung dieses Aspekts verweisen wir daher auf Kapitel 4.2, in dem die allgemeine Analysestruktur auf die Gebotszone Deutschland-Österreich angewendet wird.

3.6 Schritt 3 – Ökonomische Analyse

Im Folgenden diskutieren wir die Struktur der Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung der Aufteilung einer Gebotszone in zwei oder mehrere Gebotszonen, um einen strukturellen Engpass *innerhalb der Gebotszonen* zu beheben. An dieser Stelle sind zwei wichtige Punkte zu betonen:

- **Marktintegration am besten durch starkes Übertragungsnetz gefördert**
– Ein starkes Übertragungsnetz ist die wesentliche Voraussetzung für die europäische *Marktintegration*. Die Erhöhung der Übertragungskapazitäten integriert den europäischen Markt durch die Förderung des Handelspotenzials und des Wettbewerbs. Der Ausbau der Übertragungsleitungen integriert die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den europäischen Markt. Verstärkte Übertragungsnetze mindern dabei Engpässe, d.h. der Dispatch von Kraftwerken muss nicht beschränkt werden. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, die Wechselwirkung zwischen Market Splitting und Anreizen für einen Netzausbau zu analysieren.
- **Market Splitting nicht die einzige Option** – Market Splitting sollte nicht als einzige Option betrachtet werden, dem Problem eines strukturellen und nachhaltigen Engpasses zu begegnen. Es sind diverse andere Optionen verfügbar, um Standortssignale in einer Gebotszone mit einem geringeren Einfluss auf das existierende Marktdesign zu senden. Beispielsweise können

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

lokal differenzierte Übertragungsnetztarife als Standortsignale verwendet werden (siehe Abschnitt 3.1).³⁹

3.6.1 Kosten-Nutzen-Analyse

Im Folgenden bewerten wir den Nutzen und die Kosten des Market Splitting auf Basis des Kriteriums „ökonomischer Effizienz“. Dabei unterscheiden wir zwischen (**Abbildung 17**):

- *Statischer Effizienz* – Dies bedeutet, dass das Stromsystem gegeben an existierenden Netzen und weiterer Infrastruktur kostenminimal betrieben wird, z.B. bestehende Kraftwerke sollten derart eingesetzt werden, dass die Nachfrage kostenminimal bedient wird;
- *Dynamischer Effizienz* – Dies bedeutet, dass die Effizienz im Zeitablauf maximiert wird; dynamische Effizienz umfasst allgemein die Sicherstellung effizienter langfristiger Investitionsentscheidungen für Kraftwerke, Lasten und Übertragungsnetze.

Abbildung 17. Struktur der Kosten-Nutzen-Analyse

		Nutzen	Kosten
Statische Effizienz	• Lastfluss		
	• Kraftwerkseinsatz		
Dynamische Effizienz	• Standortsignale		
	• Anreize für Netzinvestitionen		
Kriterien im weiteren Sinne	• Marktkonzentration		
	• Marktliquidität		
Transaktionskosten	• Börse/OTC Markt		
	• ÜNBs/VNBs		
	• Industrie		
	• Gewerbe/Haushalte		
	• Reputationseffekte		
Verteilungseffekte	Erzeuger / Verbraucher		
	Gebotszonen / Nachbarländer		

Quelle: Frontier Economics / Consentec

Die Nutzen des Market Splitting werden

³⁹ Für einen Überblick über verschiedene Instrumente für Standortsignale, einschließlich Transmission Pricing, siehe: CESI, *Implementation of short and long term locational signals in the internal electricity market*, Report for Eurelectric, 2003. Ein internationaler Überblick über Transmission Pricing Methoden wird gegeben in: Frontier Economics, *International transmission pricing review*, Report for NZ Electricity Commission, 2009.

- von einem kurzfristig effizienteren Kraftwerkseinsatz und
- von langfristigen Standortsignalen für Investitionsentscheidungen für Kraftwerke, Nachfrage und Übertragungsnetze erwartet.

Die Kosten des Market Splitting bestehen hauptsächlich aus Transaktionskosten und indirekten Kosten. Transaktionskosten bestehen aus zwei Kategorien:

- *Primäre Maßnahmen* – Kosten, die mit der Änderung des Marktdesigns einhergehen; und
- *Sekundäre Maßnahmen* – Kosten, die sich durch die Änderung des Marktdesigns ergeben, z.B. weil bestehende Verträge umgeschrieben werden müssen, damit sie dem neuen Marktdesign entsprechen (z.B. wenn neue Erfüllungsorte für Stromlieferungen definiert werden müssen).

Indirekte Kosten treten auch an anderer Stelle auf. Market Splitting hat einen Effekt auf die Marktkonzentration und führt möglicherweise zu Preisen, die nicht die Wettbewerbsniveaus widerspiegeln.

Market Splitting bewirkt zusätzlich Verteilungseffekte auf die Marktteilnehmer. Generell schafft Market Splitting eine Hochpreis- und eine Tiefpreis-Marktzone, was zu Verteilungseffekten zwischen Produzenten und/oder Verbrauchern in den zwei Zonen führt. Dies kann zu politischem Druck und einem Anstieg der Transaktionskosten führen.

Im Folgenden diskutieren wir diese Aspekte im Detail.

3.6.2 Statische Effizienz – Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz

Generell können zwei Typen des Engpassmanagements unterschieden werden:

- *Kuratives Engpassmanagement* (z.B. *Redispatch/Countertrading*) – In diesem Fall wird der Engpass durch die Änderung des Kraftwerksdispatch beseitigt **nachdem** der Spotmarkt gecleart wurde. Es sollte erwähnt werden, dass das kurative Engpassmanagement theoretisch auch zwischen Gebotszonen möglich ist, jedoch ist der Koordinationsaufwand für Übertragungsnetzbetreiber in diesem Fall in den relevanten Gebotszonen hoch.
- *Präventives Engpassmanagement* (z.B. *Market Splitting*) – In diesem Fall wird der Engpass **im** Spotmarkt durch die Änderung des Kraftwerksdispatch in mindestens zwei unterschiedlichen Gebotszonen aufgelöst.

Für die nachfolgende Diskussion ist es hilfreich, Situationen **mit** und **ohne** (lokale) Marktmacht zu unterscheiden.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Effizienz des Dispatch im Prinzip – ohne lokale Marktmacht

Die extreme Form des präventiven Engpassmanagements ist das Nodal Pricing, bei dem jeder Knotenpunkt als eine Gebotszone definiert ist. Unter den starken Annahmen vollständigen Wettbewerbs z.B. alle Marktteilnehmer sind Preisnehmer (keine Marktmacht) vollständiger Information etc., werden beim Nodal Pricing die technischen Aspekte des Betriebes des Übertragungssystems beim Dispatch der Kraftwerke vollständig berücksichtigt. Dies führt in der Theorie zu einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter der Nebenbedingung der Netzenspässe zwischen allen miteinander verbundenen Knotenpunkten. Der resultierende Preis an jedem Knotenpunkt reflektiert die Erzeugungskosten, die Engpasskosten und die Netzverluste und entspricht den Grenzkosten zur Lieferung einer zusätzlichen Einheit (MWh) an jedem Knotenpunkt. Das Ergebnis des Nodal Pricing wird häufig als theoretischer Benchmark für statische Effizienz genutzt.⁴⁰

Der Hauptunterschied zwischen Engpassmanagementsystemen auf Grundlage von Market Splitting und Redispatch/Countertrade ist, dass

- das Market Splitting Engpässe im Spotmarkt auflöst, wohingegen der Redispatch/Countertrade den Engpass auflöst, nachdem der Spotmarkt gecleart wurde; und dass
- die beiden Systeme somit zu verschiedenen Strompreisen im Spotmarkt und dadurch zu unterschiedlichen ökonomischen Auswirkungen auf Stromerzeuger und Verbraucher führen.

Wird der Redispatch optimal ausgeführt, was auch einen grenzübergreifenden Redispatch umfassen kann, so führt er zum gleichen Kraftwerkseinsatz und somit zur gleichen gesamten Ressourcennutzung wie Nodal Pricing in der Welt der vollständigen Konkurrenz. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass die korrigierende Maßnahme durch Redispatch nicht den Spot Großhandelsstrompreis beeinflusst, der innerhalb der Gebotszone einheitlich bleibt.⁴¹

⁴⁰ Jedoch muss man die starken Annahmen des vollständigen Wettbewerbs für diesen „optimalen“ Benchmark bedenken. Zum Beispiel hat die Schwächung der Annahme des preisannahmenden Verhaltens von Erzeugern im Nodal Pricing, welches relativ sinnvoll erscheint – zumindest zu bestimmten Zeiten – einen negativen Effekt auf die „Optimalität“ des Nodal Pricing.

⁴¹ Jedoch werden unterschiedliche Strompreise im Spotmarkt Auswirkungen auf die Wohlstandsverteilung haben, z.B. zwischen Erzeugern und Verbrauchern und unter den Gebotszonen, abhängig davon, wie die Kosten für den Redispatch aufgeteilt sind. Darüberhinaus könnte es Schlussfolgerungen für langfristige Investitionssignale geben, da Spot Preise in den zwei Systemen unterschiedlich sind.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Genauigkeit des effizienten Kraftwerkseinsatz – ohne Marktmacht

Market Splitting hat - verglichen mit dem theoretischen Optimum des Nodal Pricing - einen Nachteil: der Kraftwerkseinsatz ist in der Regel nicht optimal. Beim Market Splitting wäre der Kraftwerkseinsatz nur dann optimal, wenn jedes Kraftwerk in den relevanten Gebotszonen den gleichen Engpass behebenden Effekt hätte. In diesem Fall würde der Standort des Kraftwerks, d.h. die Frage, ob das Kraftwerk in der Nähe oder weiter entfernt vom Engpass liegt, keinen Einfluss auf die Behebung des Engpasses haben. Somit würden die Merit Orders in den betroffenen Gebotszonen zu einem optimalen Kraftwerkseinsatz unter der Nebenbedingung der Engpässe führen. Jedoch ist es eine physikalische Realität, dass der Standort eines Kraftwerkes einen Einfluss auf die Beseitigung eines Engpasses hat. Kraftwerke in der Nähe der überlasteten Leitung neigen dazu, einen stärkeren Einfluss auf die Beseitigung des Engpasses zu haben. Diese Information ist nicht in der Merit Order enthalten, wenn das Market Splitting für das Engpassmanagement genutzt wird.

In Frontier Economics/Consentec (2008) haben wir die Effektivität der verschiedenen Engpassmanagementsysteme bewertet. Effektivität haben wir definiert durch das Verhältnis der Veränderung des Lastflusses durch eine Änderung des marktbasierten Dispatch, z.B. Veränderung im Dispatch eines Kraftwerkes um 1.000 MW verändert den Lastfluss um 150 MW (15% Effektivität). Wir haben gezeigt, dass die Effektivität des Engpassmanagements durch eine Abweichung von einem nodalen Ansatz, der als kosten-/marktbasierter Redispatch oder als Nodal Pricing ausgestaltet sein kann, hin zu einem zonalen Ansatz sinkt. Dies bedeutet, dass die Dispatchkosten bei Market Splitting tendenziell höher sind als theoretisch notwendig und darüber hinaus weiterhin Redispatch innerhalb einer Gebotszone zur Beseitigung eines physischen Engpasses notwendig sein wird.

Bei Market Splitting ist der Kraftwerkseinsatz somit voraussichtlich weniger optimal,

- je größer die neuen Gebotszonen sind;
- je mehr Leitungen überlastet sind; und
- je mehr Engpässe innerhalb des Netzes “herumwandern”.

Auswirkung von Marktmacht

Fehlen die Voraussetzungen für vollständige Konkurrenz, kann dies unterschiedliche Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz haben.

Kuratives Engpassmanagement und Marktmacht

Ist die Annahme, dass alle Marktteilnehmer Preisnehmer sind, verletzt, könnte das Problem von Marktmacht und strategischem Bieten durch Erzeuger

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

auftreten. Ein Erzeuger könnte somit vom Abweichen von wettbewerblichen Geboten in unterschiedlicher Weise profitieren.

Dies kann für ein Marktszenario veranschaulicht werden, welches eine Gebotszone abdeckt, in der Gebote von Erzeugern sowohl für den Spotmarkt als auch für den Redispatch-Markt genutzt werden. In diesem Fall könnte es sogar für einen kleinen Erzeuger die optimale Strategie sein, nicht zu seinen Grenzkosten anzubieten. Nehmen wir eine Zone mit einem physischen Lieferdefizit an. Ein kleiner Erzeuger, dessen Erzeugungsgrenzkosten sowohl unter dem Spot Preis als auch dem (höheren) Redispatch-Preis liegen, muss eine Entscheidung treffen. Wenn er zu seinen Grenzkosten bietet, erhält er im Spotmarkt den Zuschlag und den niedrigeren der zwei Preise, nämlich den Spot Preis, innerhalb der Defizitzone. Wenn er andererseits beide Preise, Spot- und Redispatch-Markt, korrekt vorausberechnet (z.B. durch Antizipation der Grenzkosten der nächsten zu dispatchenden Einheit im Spotmarkt) und ein Gebot zwischen den beiden abgibt, wird er entsprechend dem höheren Redispatch-Preis vergütet. Folglich hat ein Erzeuger, der in einen Spotmarkt und einen nachfolgenden Redispatch-Markt bietet, einen Anreiz, strategisch über seinen Grenzkosten zu bieten, und zwar ungeachtet seiner Fähigkeit, die Marktmacht in einem breiteren Markt einzusetzen. Individuelle Gebote von Marktteilnehmern werden auf ihren individuellen Erwartungen des Marktpreises gegründet sein, und zwar im Spot- und Redispatch-Markt.⁴²

Eine Möglichkeit, diesem Problem der Marktmacht zu begegnen, wie es z.B. aktuell in Deutschland angewandt wird, ist die Entkoppelung des Spotmarktes vom Redispatch-Markt und die Regulierung des Redispatch-Marktes. In diesem Fall beruht der Redispatch nicht auf Marktgeboten, sondern auf den Kosten der Erzeuger. Diese Kosten werden periodisch vom Regulierer überprüft. Jedoch bleibt die Verhinderung der strategischen Abgabe von Geboten durch Regulierung nicht ohne Kosten. Aufgrund der periodischen Überprüfung der Kosten kann das kostenorientierte Engpassmanagement keine kurzfristigen Input Preisschwankungen von Primärenergie oder CO₂-Emissionen berücksichtigen. Dies folgt aus der

- der Informationsasymmetrie zwischen dem Regulierer und dem Produzenten; sowie
- der Zeitspanne zwischen den periodischen Bestimmungen von “kostenorientierten” Preisen, die tendenziell einige Monate bestehen bleiben.

Dadurch ist der kostenminimale Kraftwerkseinsatz nicht immer garantiert. Des Weiteren beruhen mit steigenden Engpässen innerhalb einer Gebotszone mehr

⁴² Für eine detailliertere Diskussion und die Auswirkungen auf den Wohlstand siehe: Ea Energy Analyses, Hagman Energy and COWI, *Congestion Management in the Nordic Market evaluation of different market models*, Study for the Nordic Council of Ministers, 2008.

und mehr Kraftwerkseinsatz Entscheidungen nicht auf dem Markt, sondern auf den regulierten Interventionen der Übertragungsnetzbetreiber.⁴³

Präventives Engpassmanagement und Marktmacht

Der Vorteil, dass das Market Splitting kurzfristige Input-Preisschwankungen in die Kraftwerkseinsatz-Entscheidungen aufnehmen kann, hängt vom Wettbewerbsdruck auf dem Spotmarkt ab. Die Verkleinerung der Größe der Gebotszone kann einen nachteiligen Effekt auf die Marktkonzentration haben (innerhalb der Gebotszone), was die Rentabilität des strategischen Bietens im Spotmarkt erhöht. Beispielsweise können Unternehmen zur Erhöhung der Spot Preise Erzeugungskapazitäten physisch zurückhalten und die Merit Order verändern. Somit wird eine Erzeugungseinheit mit höheren Grenzkosten preissetzend, wodurch die gesamten Systemkosten steigen. Dies reduziert den Nutzen des Market Splitting.

Folglich besteht die Notwendigkeit, im Falle eines Markt Splitting Vorkehrungen gegen Marktmacht zu treffen, selbst wenn die Gebotszonen relativ groß sind. Es wird jedoch argumentiert, dass aufgrund der Transparenz des Spotmarktes dominantes Verhalten von Unternehmen leichter aufzuspüren ist. Das Risiko regulatorischer Eingriffe und/oder Untersuchungen von Wettbewerbsbehörden schwächen dabei die Anreize zum Missbrauch von Marktmacht. Jedoch gibt es noch ein weiteres Problem: Eine höhere Marktkonzentration auf dem Spotmarkt kann das Vertrauen anderer Marktteilnehmer in den resultierenden Spotmarkt mindern und die Marktteilnehmer könnten den Spot Market verlassen, was die Marktliquidität reduziert.

⁴³ Siehe: Roman Inderst und Achim Wambach, *Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, page 333 ff, 2007; and: Frontier Economics/Consentec, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.

Statische Effizienz – Zusammenfassung

Market Splitting bewältigt Netzengpässe im Rahmen des Spotmarktes. Dadurch können kurzfristige Input Preisvariationen beim Kraftwerkseinsatz berücksichtigt werden (zumindest für jene korrigierenden Maßnahmen, welche effizient sind, *siehe unten*). Darin besteht der wesentliche Vorteil des Market Splitting im Vergleich zu einem kostenorientierten Redispatch.

Jedoch sind zwei Punkte zu berücksichtigen, welche diesem Effekt entgegenwirken könnten:

- **Marktmacht**, welche in Geboten über dem Wettbewerbsniveau resultieren kann, mit negativen Auswirkungen auf Preise und Wettbewerb im Großhandelsmarkt.
- **Suboptimaler Redispatch**, da die technische Effektivität der Veränderung des Einsatzes einzelner Kraftwerke nicht in den entsprechenden Merit Orders der Gebotszonen berücksichtigt wird. Dies kann zu einem weniger effizienten Kraftwerkseinsatz bei Market Splitting/Redispatch führen.

3.6.3 Dynamische Effizienz – Kraftwerksinvestitionen⁴⁴

Unterschiede in Strompreisen in Gebotszonen legen Informationen über die Erzeugungsknappheit (und Übertragungs-) Kapazitäten offen. Dadurch können Preise ihre wesentliche Funktion einer Marktwirtschaft erfüllen:

- Offenlegung von Informationen über Knappheit; und
- Steuerung des Verhaltens der Marktteilnehmer.⁴⁵

Der einheitliche Strompreis innerhalb einer Gebotszone sendet keine Standortsignale an die Marktteilnehmerin dieser Gebotszone. Durch die Aufteilung einer Gebotszone entlang struktureller Netzengpässe in mehrere Gebotszonen entstehen unterschiedliche Strompreise in den aufgeteilten Zonen. Auf diese Weise senden die höheren Strompreise in einer Gebotszone hinter dem Engpass (d.h. mit einem Erzeugungsdefizit) Standortsignale an die Erzeuger, in dieser Zone in Kraftwerkskapazitäten zu investieren. Neue

⁴⁴ Es ist notwendig zu erwähnen, dass es eine starke Verknüpfung zwischen Investitionen in Erzeugung und in Übertragungsnetzwerke gibt. Aus Sicht des Stromsystems ist es eine Frage der Koordination von Erzeugungs- und Übertragungsinvestitionen, wo Kosten für den Transport des Stroms mit den Kosten des Transports von Primärbrennstoffen zu den Kraftwerken verglichen werden müssen.

⁴⁵ Es gibt gute Gründe dafür, dass der Schwerpunkt eher auf entsprechenden Investitionsanreizen und Innovation liegen sollte und nicht auf kurzfristiger operativer Effizienz beim Vergleich verschiedener Methoden des Engpassmanagements oder Marktdesigns.

Erzeugungskapazitäten nahe der Last reduzieren somit die Lastflüsse aus anderen Zonen und den Engpass.

Inwieweit Investoren jedoch auf Strompreissignale reagieren können – durch Standortverlagerung der Kraftwerke – hängt jedoch vom Vorliegen zusätzlicher Faktoren in einer bestimmten Gebotszone abhängen, z.B.:

- *Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten* – eine Standortsteuerung wird in der Praxis nur dann auftreten, wenn Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen unmittelbar bevorstehen. Market Splitting an sich wird in der Regel keine Entscheidung auslösen, überhaupt zu investieren.
- *Verfügbarkeit von Kühlwasser* – z.B. Küsten- oder Flussgebiete.
- *Netzzugang* – im Fall von neuen Investitionen (*greenfield*) beeinflusst die Entfernung zum nächsten Netzzugangspunkt die Standortentscheidung;
- *Lokaler Genehmigungsprozess* – Unterstützung und Akzeptanz lokaler Behörden und der Bevölkerung beeinflussen die Investitionskosten und die Planungsrestriktionen in Gebotszonen.
- *Greenfield vs. Brownfield* – Die Nutzung eines existierenden Kraftwerkstandortes bringt Synergien mit sich und reduziert den Aufwand des Genehmigungsverfahrens.
- *Steuern* – Z.B. Steuerbefreiungen für bestimmte Brennstoffarten.
- *Primärenergietransportkosten* – Z.B. Nähe zu Hafenanlagen.

Im Folgenden diskutieren wir zwei Fragestellungen in Bezug auf Standortssignale:

- *Erzeugungstechnologie* – Wie reagieren verschiedene Technologien auf Preissignale?
- *Merkmale des Strompreises* – Wie wird das Market Splitting die Strompreise verändern?

Erzeugungstechnologie

Erzeugungstechnologien können unterteilt werden in Technologien, welche ihren Standort frei wählen können und in solche, die auf bestimmte Standorte beschränkt sind:

- **Technologien mit freier Standortwahl** – Generell ist die Standortwahl für gas- und kohlebefeuerte Kraftwerke frei aufgrund der Möglichkeit, den Primärbrennstoff zu transportieren und zu lagern. Aus ökonomischer Sicht ist der Standort eines Gaskraftwerks am flexibelsten, sobald ein Gasnetz existiert, während Kohle zusätzlich von günstigem Kohletransport und

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Kühlwasser abhängt. Demzufolge können Investoren den Standort des Kraftwerkes in ihr ökonomisches Optimierungsproblem aufnehmen.⁴⁶

- **Standortgebundene Technologien** – Die Erzeugung aus Erneuerbaren (besonders aus Wind- und Wasserkraft) und aus Braunkohle ist auf bestimmte Standorte beschränkt. Theoretisch könnten auch Windkraft und Braunkohle als Technologien mit freier Standortwahl eingeordnet werden, wenn die Kosten unberücksichtigt bleiben. Der Transport von Braunkohle ist theoretisch möglich, jedoch mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden. Ähnliches gilt auch für ein Windkraftwerk. Auch diese könnte theoretisch in einer Region mit geringem Windaufkommen errichtet werden. Die durchschnittlichen Gesamtkosten würden sich jedoch aufgrund der geringeren Ausnutzungsfaktoren mehr als verdoppeln.

Strompreise beeinflussen Investitionsentscheidungen für die beiden Technologietypen in gleicher Weise. Neue Erzeugungskapazitäten werden in der Regel in der hochpreisigen Gebotszone errichtet werden. Jedoch hat ein Investor in ein Gaskraftwerk einen zusätzlichen Freiheitsgrad bei seiner Investitionsentscheidung: die Wahl des Standortes. Der Investor in einem Braunkohlekraftwerk kann nur auf Strompreise antworten, wenn sein Standort in einer hochpreisigen Zone liegt.⁴⁷

Merkmale des Strompreises – Volatilität von Strompreisen in kleineren Gebotszonen

Obwohl Investoren in hochpreisigen Gebotszonen höhere Einnahmen erwarten, müssen sie auch mit zusätzlichen Risiken aufgrund höherer Preisvolatilität rechnen, die mit höheren Preisen einhergehen kann. Im Allgemeinen korreliert die Preisvolatilität mit der Größe der Gebotszone. Je größer die Gebotszone, desto geringer ist der Einfluss einzelner Kraftwerke auf die Merit Order. Daher neigt Market Splitting dazu die Volatilität des Marktpreises in der hochpreisigen Gebotszone zu erhöhen, weil der Einfluss eines Kraftwerkes in der Merit-Order-Kurve maßgeblich werden kann. Hohe Preisvolatilität (zumindest wenn Preise stark saisonal und jährlich schwanken) erhöht tendenziell das Risiko der Investoren und als Folge ggf. deren Kapitalkosten. Jedoch ergibt sich die höhere Preisvolatilität in Kombination mit einem höheren Preisniveau, welches die Erlöse *per se* in der Investitionsbewertung erhöht. Es ist schwierig zu bewerten, welcher Effekt – höhere Kapitalkosten vs. höhere Erlöse *per se* – in der Gesamtbewertung überwiegen.

⁴⁶ Das gleiche gilt für Atomkraftwerke, jedoch sind für Deutschland neugebaute Atomkraftwerke irrelevant.

⁴⁷ In dem unwahrscheinlichen Fall sehr hoher Strompreise in der hochpreisigen Gebotszone, könnten Braunkohlekraftwerke ihren Standort von niedrigpreisigen in hochpreisige Gebotszonen verlagern. Aber wir vernachlässigen diesen Fall.

Zusätzlich kann eine höhere Volatilität sogar in der niedrigpreisigen Gebotszone neue Gewinnmöglichkeiten schaffen. Im Fall eines volatilen Erzeugungsmixes, aufgrund eines hohen Anteils an Windkraft, kann die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen aufgrund geringer Windkraftverfügbarkeit und hoher Nachfrage flexible Technologien z.B. Gasturbinen oder Speicher, attraktiver machen, selbst wenn diese nur in wenigen Stunden des Jahres betrieben werden. Dadurch deckt die Preisvolatilität um ein niedriges Preisniveau herum weitere Informationen über die Knappheit bestimmter Erzeugungstechnologien, z.B. flexible Erzeugung auf.

Merkmale des Strompreises – Zuverlässigkeit von Strompreisen in kleineren Gebotszonen

Jedes Preissignal, soll es eine Auswirkung auf die Investitionsentscheidung haben, muss langfristig zuverlässig sein. In diesem Zusammenhang stellt die periodische Verschiebung der Grenzen zwischen Gebotszonen ein Problem für die Planungssicherheit von Investoren dar. Ein Kraftwerk, welches sich in einer hochpreisigen Gebotszone in der Nähe der Grenze zu einer niedrigpreisigen Gebotszone befindet, hat ein substantielles Risiko, wenn das Kraftwerk plötzlich der niedrigpreisigen Zone zugeteilt wird. Dies bedeutet, dass Investoren zwei Prognosen machen müssen:

- *Preisprognose* – dies ist die Kernkompetenz des Erzeugers;
- *Netzprognose* – zusätzlich muss der Erzeuger im Detail die zukünftigen Stromflüsse in das Netzwerk, den Einfluss des eignen Kraftwerks auf die Stromflüsse und den Ort zukünftiger (sich verschiebender) Engpässe im Übertragungsnetz, die die Grenzen der Gebotszonen festlegen, prognostizieren. Dies stellt jedoch nicht die Kernkompetenz eines Erzeugers, insbesondere in einem entflochtenen Stromsystem, dar. Dabei muss noch das Umfeld für die Entwicklung der Netzsituation berücksichtigt werden, die maßgeblich von diskreten Investitionsentscheidungen der Übertragungsnetzbetreiber, der Regulierung, politischen Stimmungen, Planungsvorgängen, etc. abhängen.

Gleichzeitig sind langfristige Preisprognosen in kleineren Gebotszonen tendenziell komplexer und schwieriger.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

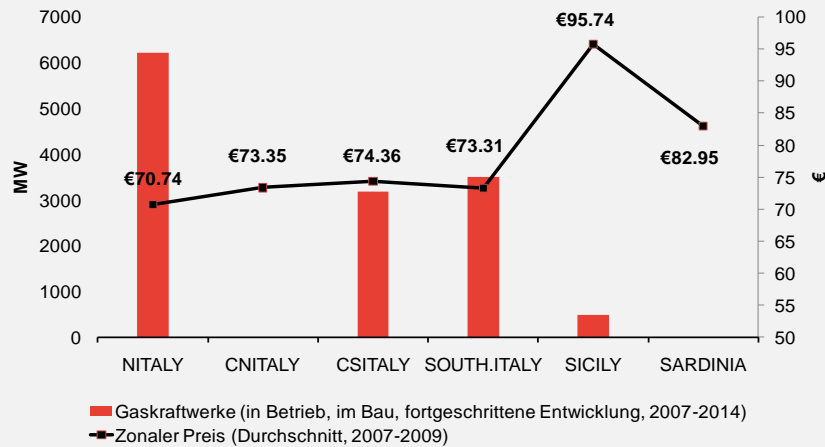
Fallstudie – Zonale Preise in Italien – der Einfluss von Preisunterschieden

Seit Beginn der Liberalisierung besteht der italienische Strommarkt aus sechs verschiedenen Gebotszonen. Im Vergleich zu Deutschland ist Italien ein hochpreisiges Land, was auf einen Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten hinweist. Die Preisunterschiede zwischen einzelnen Gebotszonen in Italien waren in den Jahren 2007-2009 erheblich. Insbesondere Sizilien (€83/MWh) und Sardinien (€96/MWh) waren mit höheren Durchschnittspreisen als in anderen Zonen konfrontiert (rund €70/MWh).

Wir analysieren in der Folge den Einfluss von Preisunterschieden auf Standortentscheidungen für Gaskraftwerke. Wir konzentrieren uns auf diese Kraftwerke, da dies eine Technologie mit relativ freier Standortwahl ist und die Mehrheit neu gebauter und geplanter konventioneller Kraftwerke für den Zeitraum 2007-2014 gasbefeuert sind. Im Ergebnis: Der Einfluss von Preisunterschieden in den sechs Zonen auf Standortentscheidungen ist dabei nicht eindeutig.

Obwohl der durchschnittliche Strompreis für den Zeitraum 2007-2009 für die norditalienische (NItaly) Preiszone der niedrigste war, befinden sich die meisten der neugebauten oder geplanten Gaskraftwerke zwischen 2007 und 2014 in dieser Zone. Norditalien wird gefolgt von Central South (CSITALY) und Süditalien (SOUTHITALY). Obwohl die Preise durchschnittlich annähernd 3€ höher waren, entsprachen die neugebauten/geplanten Gaskraftwerke nur der Hälfte der Summe in NItaly. Der Grund für die niedrigen Investitionen in Sizilien und Sardinien können darin liegen, dass beide Regionen Inseln sind und die Strompreise dort zu stark gesunken wären, falls ein neues Kraftwerk errichtet worden wäre.

Abbildung 18. Italien Preiszonen – Gaskraftwerke (in Betrieb, im Bau, fortgeschrittene Entwicklung; 2007-2014)

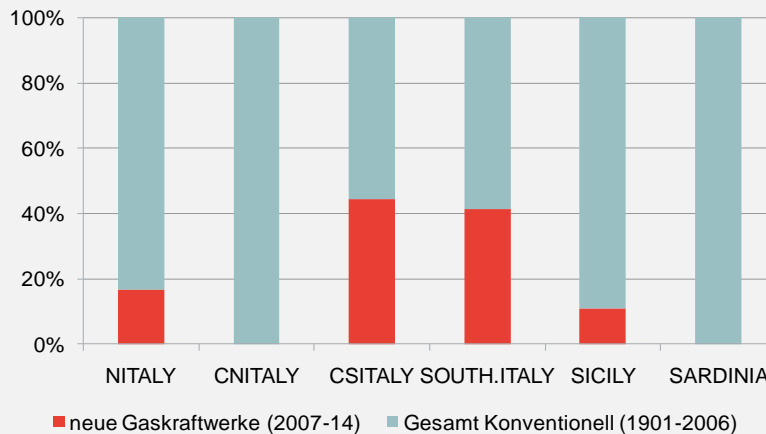


Quelle: Platts, Frontier Economics

Basierend auf dem Verhältnis zwischen neugebauten/geplanten Gaskraftwerken und bestehenden konventionellen Kraftwerken in den verschiedenen Zonen wandelt sich das Bild jedoch leicht. Dies deutet darauf hin, dass höhere Strompreise in der CSITALY und SOUTHITALY Preiszone Investitionsentscheidungen positiv beeinflusst haben. Der Anteil neugebauter/geplanter Gaskraftwerke an den gesamten konventionellen (exkl. Erneuerbare) Erzeugungskapazitäten war höher als in NITALY, was ein Indikator dafür sein könnte, dass Investitionen in diese beiden Preiszonen attraktiver wurden.

Es müssen jedoch Einschränkungen dieser einfachen Analyse betont werden. Kraftwerksinvestoren basieren ihre Entscheidung eher auf Preisprognosen als auf aktuellen Preisen (wie sie in obiger Abbildung angeführt sind). Der Kraftwerkszubau wird jedoch die künftigen Preise in den entsprechenden Gebotszonen verändern.

Abbildung 19. Anteile von neugebauten/geplanten Gaskraftwerken an den gesamten konventionellen Kraftwerken



Quelle: Platts, Frontier Economics

Eine wichtige Schlussfolgerung kann jedoch aus dem italienischen Beispiel abgeleitet werden: Es ist nicht eindeutig ersichtlich, dass der Unterschied des Preisniveaus zwischen Gebotszonen einen erheblichen Einfluss auf die Standortentscheidungen von Kraftwerken hatte. Andere Faktoren dürften ebenso maßgeblichen Einfluss auf die Standortentscheidungen gehabt haben.

Fallstudie – Nodal Prices in PJM – der Einfluss langfristiger Zuverlässigkeit

Nachfolgend diskutieren wir Nodale Preise im PJM. Nachdem Nodal Pricing eine extreme Form der Aufteilung von Gebotszonen ist, wobei jeder Knotenpunkt eine Gebotszone repräsentiert, sind die aus PJM gewonnenen Erfahrungen auch von Interesse für die Diskussion des Market Splitting.

PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) startete am 1. April 1998 und deckt heute eine Region mit 51 Mio. Einwohnern ab mit 170 GW Erzeugungskapazitäten und 500 Marktteilnehmern. PJM Interconnection L.L.C. ist der *Independent System Operator* mit 3.000 Knotenpunkten und zentralem Dispatch. PJM besteht aus verschiedenen Märkten:

- Day-Ahead-Strommarkt;
- Real-Time Markt;
- Financial-Transmission-Right Markt (letzte Änderung 2003);
- Kapazitätsmarkt (seit 2007).

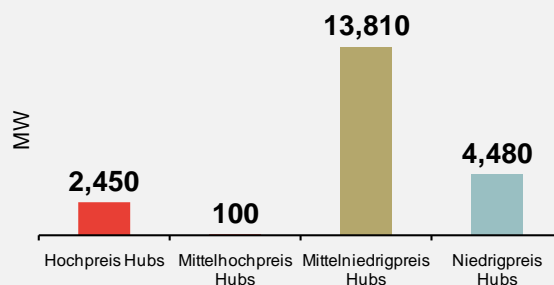
Im Day-Ahead-Markt werden für jeden Knotenpunkt *Locational Marginal Prices* berechnet, die aus einer Energie-, einer Engpass- und einer Verlustkomponente

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

bestehen. Die *Locational Marginal Prices* liefern detaillierte Informationen über die Angebot/Nachfrage-Situation und über den Engpass an jedem Knotenpunkt. Investoren sollten ihre Kraftwerke tendenziell an hochpreisigen Knotenpunkten ansiedeln.

Für den Zeitraum 2000-2006 war die Korrelation zwischen hochpreisigen Zonen und Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten nicht eindeutig. Es lässt sich kein empirischer Nachweis einer positiven Korrelation zwischen Investitionen in Kraftwerke und den *Day-ahead Locational Marginal Prices* feststellen. Im Gegenteil, Investitionen in neue Kraftwerke fanden nicht in der hochpreisigen, sondern in den niedrigpreisigen Handelspunkte (*Hubs*) zwischen 2000-2006 statt.

Abbildung 20. Investitionen in neue Erzeugung PJM (2000-2006)



Quelle: Synapse Energy Economics (2006)

Die Gründe für diese Beobachtung können vielfältig sein:

- ▣ der Beobachtungszeitraum ist zu kurz;
- ▣ andere Standortfaktoren sind wichtiger; und/oder
- ▣ das Preissignal der *Day-ahead Locational Marginal Prices* war zu volatil oder zu schwach und zu wenig langfristig zuverlässig.

Das mögliche Problem des zu geringen Preissignals der *Day-ahead Locational Marginal Prices* für regionale Standortentscheidungen wurde durch die Ergänzung mit einem regional differenzierten Kapazitätsmarktes im Jahr 2007 angegangen. Der Kapazitätsmarkt soll dabei stabilere, d.h. weniger volatile, und langfristig zuverlässige standortbezogene Preissignale an die Investoren senden.

Von dem PJM Beispiel können zwei wesentliche Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- **Preisvolatilität** – eine hohe Preisvolatilität aufgrund kleiner Gebotszonen neigt dazu, den Vorteil von der standortspezifischen Signalen abzuschwächen;
- **Zuverlässigkeit des Signals** – aufgrund der langfristigen Eigenschaft einer

Investition in Kraftwerke sollten die entsprechenden Standortsignale auch langfristig sein.

Standortsignale von Strompreisen für Kraftwerksinvestitionen – Zusammenfassung

Gebotszonen mit Strompreisunterschieden senden Standortsignale an Investoren in Erzeugungskapazitäten. Inwieweit Investoren darauf bei der Wahl des Kraftwerksstandorts reagieren können und werden, hängt von mehreren Faktoren ab:

- dem Niveau der Preisunterschiede zwischen Gebotszonen und dem absoluten Niveau der Preise in der Hochpreiszone;
- der Volatilität der Preissignale;
- der langfristigen Zuverlässigkeit des Standortsignals, z.B. kleine und / oder sich ändernde Gebotszonen können in Widerspruch zur langfristigen Zuverlässigkeit stehen; und
- andere Standortfaktoren.

Die Standortsignale des Market Splitting müssen gegen alternative Anreizsysteme innerhalb einer Gebotszone geprüft werden, z.B. Entry/Exit Netztarife, welche besser geeignet sein können, mit spezifischen Standortbedürfnissen umzugehen.

3.6.4 Dynamische Effizienz – Standortsignale von Strompreisen und Erneuerbaren⁴⁸

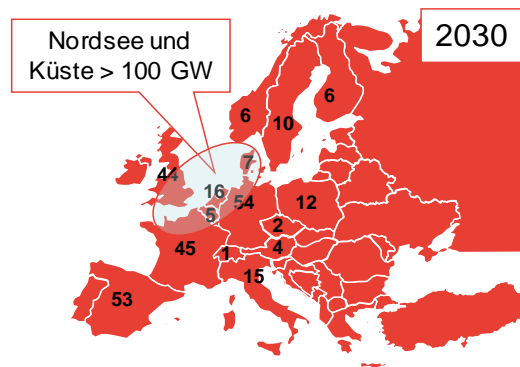
Zu einem Großteil stammen die Erlöse von der Erneuerbaren aus Einspeisestarifen oder anderen Förderprogrammen, z.B. Zertifikaten wie in UK, Belgien, Schweden. Dies führt zu einer Entkopplung der Erlöse von Strommarktpreisen. Somit dominieren andere Standortfaktoren anstatt des Strommarktpreises die Investitionsentscheidungen von Investoren in Erneuerbare Energien.

Die EU hat sich selbst ambitionierte Klimaziele gesetzt, welche den massiven Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in den nationalen Aktionsplänen vorsieht. Es ist geplant, dass im Jahr 2034 34% der Stromnachfrage durch Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird, verglichen mit derzeit 15%. Das Potenzial der Wasserkrafterzeugung ist nahezu

⁴⁸ Für eine detaillierte Diskussion über Windkraft und standortbezogene Marktsignale siehe: Céline Hiroux and Marcelo Saguan, *Large scale wind power in European electricity markets: time for revisiting support schemes and market designs*, LARSEN Working Paper No 23, 2009.

erschöpft, weshalb der Großteil der Erzeugung Erneuerbarer aus subventionierten Quellen kommen wird, dabei insbesondere Windkraft gefolgt von Biomasse und Photovoltaik. Ein Großteil der Winderzeugung wird an den Küstengebieten im Norden Europas errichtet werden (**Abbildung 21**).

Abbildung 21. Prognose Windkapazitäten 2030



Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von Trade Wind

Der Anstieg volatiler Winderzeugung am gesamten Erzeugungsmix stellt Herausforderungen an das gesamte europäische Stromsystem:

- *Regionales Auseinanderfallen zwischen Erzeugung und Last* – die Windverfügbarkeit und die Kosten beschränken Windkraftstandorte auf bestimmte Regionen, insbesondere nahe der Küste. Die Nachfrage bzw. Last bleibt innerhalb des Landes;
- *Zeitliches Auseinanderfallen zwischen Erzeugung und Last* – Die Winderzeugung wird vom Wetter und nicht von der Nachfrage und/oder Preissignalen bestimmt.

Die Entkopplung der Erlöse für Erneuerbare von den Großhandelsmarktpreisen senkt den Standortlenkungseffekt des Market Splitting in Bezug auf Erneuerbare Energien. Überschneiden sich die Küstenregion mit einer niedrigpreisigen Gebotszone, was auf weniger Bedarf an neuen Erzeugungskapazitäten hinweist, ändert dies nicht die Investitionsentscheidung der Investoren in Erneuerbare. Zur Behebung von bestehenden bzw. künftigen Engpässen sind neue Übertragungsleitungen notwendig, um den Strom von Küstenregionen zu Lastzentren im Landesinneren zu transportieren (Redispatch existierender Kraftwerke kann die Netzsicherheit nur in beschränktem Maß unterstützen).

Strompreise und Erneuerbare – Zusammenfassung

Das Market Splitting hat keinen Einfluss auf die Standortentscheidung von Windkraftwerken, weil aufgrund der aktuellen Ausgestaltung der Erneuerbaren Förderprogramme die Investoren dem Strommarktpreis in ihren Standortentscheidungen kein oder nur wenig Gewicht beimessen. Standortssignale für konventionelle Kraftwerke könnten den Effekt der volatilen Winderzeugung lindern. Jedoch werden neue Übertragungsleitungen benötigt, um den Strom von der Erneuerbaren-Erzeugung zu den Lastzentren zu transportieren.

3.6.5 Dynamische Effizienz – Standortssignale von Strompreisen für die Nachfrage

Der Effekt der Standortssignale von Strompreisen auf Standortentscheidungen von Verbrauchern ist ähnlich denen für Kraftwerksentscheidungen. Niedrigere Großhandelspreise in Gebotszonen, d.h. Gebotszonen mit einem Erzeugungsüberschuss, senden ein Signal an Verbraucher sich in dieser Zone anzusiedeln. Die neue Last in der Nähe der Erzeugungskapazität ändert die Lastflüsse in andere Zonen und reduziert somit den Engpass.

Inwieweit Verbraucher auf Preissignale reagieren werden, hängt zusätzlich von weiteren Faktoren in der Gebotszone ab, z.B.: Verfügbarkeiten von Standorten, Infrastruktur der Region sowie dem Zugang zu Ressourcen, geschultem Personal und Transportwegen. Lokale und regionale Regierungen spielen eine weitere Rolle bei der Ansiedelung neuer Industrien z.B. durch Gewährung von Befreiungen von lokalen Steuern, Bereitstellung von kostenlosem Bauland etc.

Im Folgenden werden wir zwei Fragestellungen diskutieren, welche die Wirkung von Standortssignalen betreffen:

- *Verbrauchertyp* – Wie werden die verschiedenen Verbraucher auf Preissignale reagieren?
- *Eigenschaften des Strompreises* – Wie wird das Market Splitting die Strompreise verändern?

Kudentyp

Zur Diskussion des Einflusses von den Strompreisen auf Standortentscheidungen von Verbrauchern ist es notwendig, zwischen Kundentypen zu unterscheiden. Wir unterscheiden in der Folge:

- *Kleinverbraucher* – Haushalte, gewerbliche und kleine/mittelgroße industrielle Kunden; und
- *Großverbraucher* – große Industriekunden.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Für Haushalte stellt die Stromrechnung nur einen kleinen Anteil der Gesamtausgaben dar. Außerdem gilt, dass gewerbliche und kleine/mittelgroße industriellen Verbraucher, für die der Strompreis wichtige Kosten darstellen, in der Regel im Wettbewerb mit regionalen Unternehmen stehen, die den gleichen Strompreisen ausgesetzt sind. Deshalb erwarten wir nicht, dass Kleinverbraucher ihren Standort aufgrund geringerer Strompreise in einer Gebotszone ändern werden, da andere Standortfaktoren den Strompreis dominieren.

Der Wettbewerbsdruck für Großverbraucher kann anders sein. Sie stehen vermehrt im interregionalen und/oder globalen Wettbewerb. Somit ist für große energieintensive Industrien die Stromrechnung eine wesentliche und beträchtliche Kostenkomponente, welche im Vergleich zu nationalen und internationalen Wettbewerbern konkurrenzfähig sein muss. Für diese Kunden spielen Standortsignale von Strompreisen eine entscheidende Rolle in der Beurteilung von verschiedenen Standortfaktoren. Nachfolgend konzentrieren wir unsere Diskussion deshalb nur auf große energieintensive Kunden.

Merkmale der Standortsignale von Strompreisen

Die Risiken, welchen Großkunden ausgesetzt sind, sind ähnlich derer für Erzeuger:

- Volatilität des Marktsignals; sowie
- langfristige Zuverlässigkeit des Marktsignals.

Großkunden sind in kleineren Gebotszonen mit volatileren Strompreisen konfrontiert. Eine Strategie zur Reduktion der Auswirkung von volatilen Preisen ist der Abschluss langfristiger Verträge, wodurch die Abhängigkeit von kurzfristigen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt gemildert werden kann.⁴⁹ Gleichzeitig müssen die langfristigen Verträge eine an einen Referenzpreis indexierte Preisformel enthalten. Dieser Referenzpreis könnte ein Durchschnittswert – um die Wirkung der Volatilität aufzuheben – eines Preises mit einem spezifischen Erfüllungsort in einer Gebotszone sein. Dadurch sind Großverbraucher immer noch regionalen Strompreissignalen ausgesetzt, selbst wenn sie Strom durch mittel- und langfristige Verträge einkaufen. Inwieweit dies ihre Standortentscheidungen beeinflusst (und somit Engpässe beseitigt) hängt ab von

- der Bedeutung von Strompreisen für das Geschäft; sowie
- anderen Faktoren, wie zum Beispiel Standortverfügbarkeit, etc.

⁴⁹ Dies hat einen negativen Effekt auf die Anzahl der Marktteilnehmer im Großhandelsmarkt und auf Marktliquidität.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Die Verschiebung von Grenzen zwischen Gebotszonen kann den Wert des langfristigen Vertrages in Gefahr bringen, wenn sich der Referenzpreis in eine hochpreisige Gebotszone verschiebt.

Dadurch erhöht das Market Splitting die Komplexität der Strombeschaffung für Kunden, was den Nutzen der Standortsignale verringert.

Standortsignale von Strompreisen für die Nachfrage – Zusammenfassung

Gebotszonen mit Strompreisunterschieden senden in der Regel nur wirksame Standortsignale an große energieintensive Industrien. Ähnlich dem Fall der Erzeuger hängt der Einfluss auf die Standortentscheidungen von Verbrauchern von mehreren Faktoren ab. Von großer Bedeutung ist die langfristige Zuverlässigkeit des Standortsignals. Kleine und / oder sich periodisch ändernde Gebotszonen können im Widerspruch zur langfristigen Preiszuverlässigkeit stehen. Dies wirkt den Vorteilen von standortbezogenen Strompreissignalen entgegen.

3.6.6 Dynamische Effizienz – Anreize für Netzinvestitionen vom Market Splitting

Market Splitting beeinflusst zwei Typen von Investoren in Übertragungsnetzen:

- regulierte Übertragungsnetzbetreiber; und
- kommerzielle Investoren (merchant investors).

Regulierter Übertragungsnetzbetreiber

Tritt ein Engpass in einer Gebotszone auf, beseitigt der Übertragungsnetzbetreiber den Engpass auf der betroffenen Leitung durch einen Redispatch von Kraftwerken, was den Lastfluss auf der betroffenen Leitung reduziert. Redispatch verursacht Kosten, wobei die Redispatch-Kosten durch Netztarife abgedeckt werden könnten. Es gibt unterschiedliche Ansätze, wie der Regulierer diese Kosten behandeln kann. Diese führen zu verschiedenen Anreizen zur Reduktion der Engpassmanagementkosten, z.B. durch Investitionen in das Netz oder durch andere Mechanismen:

- *Engpassmanagementkosten als Cost-pass-through Element* – in diesem Fall ist der Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt, alle Engpassmanagementkosten an die Netzkunden unabhängig von ihrer Höhe weiterzureichen.
- *Anreizregulierung auf Engpassmanagementkosten* – in diesem Fall setzt der Regulierer Anreize zur Reduktion der Engpassmanagementkosten für den Übertragungsnetzbetreiber. Dies kann durch die Implementierung

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

eines Zielwertes für Kostenreduktionen erfolgen. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber das Ziel übertrifft, kann er den gesamten oder einen Teil des Kostenunterschiedes als zusätzlichen Gewinn behalten. Dadurch hat der Übertragungsnetzbetreiber einen Anreiz, zumindest die Engpassmanagementkosten zu reduzieren und, abhängig vom Regulierungsmechanismus, die optimalen Kosten zu erreichen.

Beim Market Splitting bilden sich durch Aufteilung einer Gebotszone entlang des strukturellen Engpasses in mehrere Gebotszonen verschiedene Strompreise in den neu entstandenen Gebotszonen. Der Unterschied in den Preisen spiegelt die Engpassrente wider. Im Fall einer Versteigerung der knappen Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen verwandeln sich die Engpassmanagementkosten in Engpassmanagementenerlöse, welche dem regulierten Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können.⁵⁰

Die Umwandlung der Engpassmanagementkosten in Engpassmanagementenerlöse kann einen nachteiligen Effekt auf die Übertragungsinvestitionen haben. Solange nämlich ein Engpass Erlöse für den Übertragungsnetzbetreiber generiert, verringern sich dadurch seine Anreize zur Reduktion von Engpässen im Vergleich zum Fall mit einer Gebotszone. Im Modell mit einer Gebotszone verursachen Engpässe Kosten, welche der Übertragungsnetzbetreiber abhängig von der Regulierung ganz oder nur teilweise an die Netzkunden weiterreichen kann. Übertragungsnetzbetreiber sind weniger besorgt um höhere Engpassmanagementenerlöse, selbst wenn sie diese an ihre Netzkunden weitergeben müssen, als über hohe Engpassmanagementkosten, insbesondere wenn die Kostendurchreichung an die Netzkunden durch einen Anreizmechanismus beschränkt ist. Dies kann den nachteiligen Effekt haben – wenn nicht anderweitig adressiert – dass bei Market Splitting Anreize, den Netzengpass grundlegend durch Netzinvestitionen zu beheben, geringer ausfallen.

Des Weiteren kann Market Splitting zusätzliche dämpfende Effekte auf Investitionen haben⁵¹:

- *Lokaler Widerstand* – Market Splitting macht die potenziellen Gewinner und Verlierer einer Investition zur Beseitigung eines Engpasses transparent. Dies erhöht tendenziell den Widerstand der Verlierer

⁵⁰ In einer Zone mit implizierten Kapazitätsversteigerungen, wie in der Nordpool-Region, werden Engpasseinnahmen vom Marktbetreiber eingesammelt, aber an die Übertragungsnetzbetreiber ausbezahlt.

⁵¹ Es wird auch argumentiert, dass diese dämpfenden Effekte auf Übertragungsnetzinvestitionen die Eignung des Market Splitting als vorübergehendes Instrument, bis die notwendigen Übertragungsinvestitionen abgeschlossen sind, für das Engpassmanagement reduzieren. Es ist dabei möglich, dass diese Investitionen unter Market Splitting nicht vorgenommen werden, wodurch Market Splitting zu einer anhaltenden und nicht nur vorübergehenden Maßnahme wird.

gegenüber Netzinvestitionen, was den existierenden öffentlichen Widerstand noch einmal verstärkt.

- *Einfluss auf Behörden* – Market Splitting kann den Druck auf Behörden reduzieren, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, weil die Behörden argumentieren könnten, dass die Marktkräfte zur Optimierung der Engpässe schon wirksam sind.

Merchant Investoren

Gebotszonen mit Strompreisunterschieden schaffen Gewinnmöglichkeiten für Investoren in Übertragungsleitungen durch die Offenlegung von Engpassrenten. Jedoch hängt die Abschöpfung der Engpassrente durch die Investoren von mindestens drei Bedingungen ab:⁵²

- *Hobe Engpassrente* – Engpässe zwischen Gebotszonen müssen bedeutend genug sein, um von Skaleneffekten bei Investitionskosten profitieren zu können und sie müssen über die Lebensdauer der Anlage bestehen bleiben;
- *Steuerbare Lastflüsse* – die Lastflüsse auf den Leitungen müssen steuerbar sein, um die zukünftigen Erlöse für den Investor berechnen zu können. Loop Flows aufgrund vermaschter Netze reduzieren die Möglichkeit von Merchant Investitionen; und
- *Gewinne decken höher erwartete Risiken ab* – die Erträge der neuen Leitung müssen aus Sicht des Investors eventuell höher sein als im Vergleich zu einer regulierten Netzinvestition, weil die Einnahmen für einen Merchant Investor unsicherer sind als für den regulierten Netzbetreiber.⁵³ Daraus folgt, dass die Gewinnschwellen für Merchant Investoren höher sein werden.

Merchant Investitionen in die Übertragungsnetze stellen eine Randerscheinung im europäischen Strommarkt dar. Nationale Regulierer können Befreiungen von der Regulierung gewähren, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Die Europäische Kommission gewährt jedoch nur sehr eingeschränkt Befreiungen von der Regulierung. In jedem Fall kann man bezweifeln, dass im kontinentaleuropäischen vermaschten Übertragungsnetz die Investitionen von Merchant Investoren eine weitreichende Option für den Netzausbau sind bzw. sich realistischer Weise nur für sehr ausgewählte Leitungen eignen.

⁵² Für eine detaillierte Diskussion zu Merchant Investments vergleiche: Gert Brunekreeft, *Market-Based Investment in Electricity Transmission Networks: Controllable Flow*, CMI Working Paper, 2003.

⁵³ Die Risiken eines kaufmännischen Projektes sind die gleichen wie jene für ein reguliertes Projekt. Im regulierten Modell wird das Risiko von den Netznutzern in der weiteren Zone getragen, im Merchant Modell werden sie von den kommerziellen Investoren getragen.

Anreize für Netzinvestitionen von Market Splitting – Zusammenfassung

Es gibt zwei Typen von Investoren für Übertragungsnetze:

- reguliertes Unternehmen; und
- Merchant Investoren.

Market Splitting wird unterschiedliche Auswirkungen auf die Investitionsanreize für diese beiden Investorentypen haben:

- Reguliertes Unternehmen – eine mögliche **Reduktion** der Anreize, weil
 - sich Engpassmanagementkosten in Engpassmanagementlöse umwandeln (dem könnte durch zusätzliche Regulierungsmaßnahmen entgegengewirkt werden);
 - lokaler Widerstand zunehmen kann und der Druck auf Behörden zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren reduziert wird;
- Merchant Investoren – **Erhöhung** der Anreize, weil Unterschiede in Strompreisen Engpässe transparent machen und somit Gewinnmöglichkeit offenlegt. Jedoch ist das Merchant Modell nur für ausgewählte Verbindungen geeignet und nicht für Investitionen in vermaschte Netze bzw. innerhalb von Gebotszonen.

Solange das europäische vermaschte Übertragungsnetz die Abschöpfung der Engpassrenten für Merchant Investoren beschränkt, übersteigt die Reduktion der Anreize für den Netzausbau die potenzielle Erhöhung der Anreize für den Netzausbau durch Merchant Investoren. Anders ausgedrückt, Market Splitting kann den indirekten Effekt haben, netzengpassentlastende Investitionen zu reduzieren.

3.6.7 Wettbewerb und Marktkonzentration

Marktmacht wird in der Regel als die Fähigkeit definiert, Preise profitabel über das Wettbewerbsniveau anzuheben. Die Möglichkeit, Marktmacht profitabel auszuüben, hängt erheblich von der Anzahl der Wettbewerber im relevanten Markt ab und von der Fähigkeit, die Marktnachfrage zu wettbewerblichen Preisen zu bedienen bevor ihre Erzeugungskapazitäten erschöpft sind. In einem Markt mit vollständiger Konkurrenz wird ein Unternehmen sein Produkt – Strom – nicht über den eigenen Grenzkosten anbieten, wenn es den Systemgrenzpreis von einer Strombörse gezahlt bekommt. Wenn das Unternehmen in seinen Preisgeboten einen Aufschlag auf seine Grenzkosten macht, wird es in der Regel von anderen Anbietern vom Markt verdrängt. In oligopolistischen und monopolistischen Märkten steigt die Profitabilität zur

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Beeinflussung von Preisen und/oder Mengen, was potentiell zu Wohlfahrtsverlusten führt.

Market Splitting entlang struktureller Engpässe verkleinert den räumlichen Markt in mehrere kleinere Einheiten. Dies führt tendenziell zu einer höheren Marktkonzentration in den neuen Gebotszonen, was die Möglichkeit zu profitablen Ausübung von Marktmacht erhöht.

Die Marktmacht kann zwei Märkte beeinflussen:

- den Großhandelsmarkt; und
- den Endkundenmarkt.

Großhandelsmarkt

Im Großhandelsmarkt sind die Strategien zur Ausübung von Marktmacht:⁵⁴

- *Physische Kapazitätszurückhaltung*– dies bedeutet eine absichtliche Reduktion der Erzeugungskapazitäten, welche am Markt angeboten werden, obwohl die Erzeugungskapazitäten geringere Grenzkosten ausweisen als dem Marktpreis entspräche;
- *Ökonomische Zurückhaltung* – dies bedeutet, dass die Gebotspreise für die Erzeugungseinheiten höher als deren Grenzkosten sind.

Das Verhältnis zwischen der Größe der Gebotszone und der Möglichkeit Marktmacht auszuüben kann mit Hilfe der Strategien zur physischen und ökonomischen Zurückhaltung veranschaulicht werden.

Die Rentabilität der physischen Zurückhaltung hängt ab von:

- dem Einfluss der zurückgehaltenen Kapazität auf den Spot Strompreis; und
- dem verbleibenden eingesetzten Erzeugungsportfolio des Unternehmens dem Marktmacht zukommt.

Der Grenzgewinn vom Verkauf der verbleibenden – aber nun kleineren – Menge zu höheren Preisen muss größer sein als der Grenzverlust durch Zurückhaltung des Kraftwerks. Der Einfluss einer einzelnen bestimmten Erzeugungseinheit auf den Strompreis wird in kleineren Gebotszonen größer sein. Wenn der Betreiber dieser bestimmten Erzeugungseinheit ein umfangreiches Erzeugungsportfolio in der Gebotszone besitzt, dann kann die physische Zurückhaltung dieser Erzeugungseinheit eine gewinnbringende Strategie sein.

⁵⁴ In der Sektoruntersuchung versucht das Bundeskartellamt das Potenzial für dieses Verhalten einzuschätzen (siehe Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB*, Januar 2011).

Das Potenzial für die ökonomische Zurückhaltung kann mit Hilfe des Konzepts des pivotalen Anbieters untersucht werden. Ein Erzeuger ist notwendig („pivotal“) zur Bedienung der Nachfrage, wenn seine Erzeugungskapazität größer als das überschüssige Angebot im Großhandelsmarkt ist (der Unterschied zwischen dem Gesamtangebot aller anderer Akteure und der Nachfrage). Je kleiner die Gebotszone, desto wahrscheinlicher ist es, dass ein Erzeuger pivotal wird und von den über den Wettbewerbsniveaus liegenden Gebotspreisen profitieren kann. Darüber hinaus muss betont werden, dass in Zeiträumen, in denen die Gesamtnachfrage nahe der Gesamtkapazität liegt, ein Anbieter selbst mit einem relativ geringen Marktanteil „pivotal“ werden kann.⁵⁵

Die Ausübung von Marktmacht würde einerseits den Großhandelsstrompreis erhöhen. Andererseits würde sie die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes im Fall einer physischen Zurückhaltung reduzieren, weil in diesem Fall teurere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage ans Netz gehen müssen.⁵⁶

Das bisher dargestellte Argument setzt voraus, dass der gesamte Strom über den Spotmarkt verkauft wird. Twomey et al (2005)⁵⁷ weisen auf die bedeutende Beziehung zwischen verschiedenen Großhandelsmärkten, Spot-, Day-Ahead- und Forwardmarkt hin. Im Allgemeinen wird angenommen, dass wettbewerbliche Spot Märkte die Forward Märkte disziplinieren werden und umgekehrt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass nicht wettbewerbskonformes Verhalten in irgendeinem Markt eine Rückwirkung auf die anderen Märkte haben wird.

⁵⁵ Ob ein ausschlaggebender Akteur auch Anreize hat, zurückzuhalten, hängt von weiteren Faktoren wie zum Beispiel dem Risiko des Einschreitens der Behörden, etc. ab.

⁵⁶ Es wird argumentiert, dass der Marktmacht durch eine Erhöhung der Markttransparenz begegnet werden kann. Veröffentlichte Marktdaten zu verfügbaren Erzeugungskapazitäten, Gebote von Erzeugern und Netzsituation sollten dem Missbrauch der Marktmacht vorbeugen. Es gibt einige Vorbehalte gegen dieses Argument. Echtzeit Daten neigen dazu, das Problem des Missbrauchs der Marktmacht durch dominante – besser pivotale – Erzeuger zu erhöhen und nicht zu mindern, weil diese ihre Gebote besser an die der anderen Marktakteure anpassen können. Demzufolge sollte die Markttransparenz nicht in Echtzeit erfolgen, sondern ex post. Dies bedeutet, dass die gesammelten Daten von Regulierern und von Wettbewerbsbehörden ex post analysiert werden, um den Missbrauch der Marktmacht aufzudecken. Jedoch besteht dabei die Gefahr, dass die ex post-Kontrolle sich langsam in eine strenge Regulierung wandelt, die ggf. auch zu Eingriffen in Echtzeit führt. Daraus folgen gute Argumente, dass sich die Wettbewerbspolitik auf strukturelle Lösungen konzentrieren sollte, z.B. sinkende Marktanteile durch Ausweitung des geografischen/Produktmarktes, um das Problem des Missbrauchs der Marktmacht zu bewältigen. Ein spezieller Fall könnte die wasserdominierte Nordpool-Zone sein, wo die Grenzkosten der Wasserkraftwerke nicht überschaubar sind und unter den Marktakteuren abweichen können. Deshalb ist es für einen einzelnen Marktakteur komplex, sein strategisches Gebot abzugeben, wenn er die subjektiven Auffassungen aller anderen Marktakteure über die Grenzkosten – Wert – der Wasserkraft nicht kennt.

⁵⁷ Paul Twomey, Richard Green, Karsten Neuhoff und David Newbery, *A Review of the Monitoring of Market Power*, CMI Working Paper 71, 2005.

Tworney et al (2005) zeigen, dass selbst im Fall von wettbewerblichen Spot Märkten Verkäufer ihre Marktmacht im Forwardmarkt ausnutzen könnten. Der disziplinierende Effekt von Spot auf Forward Märkte bezieht sich nur auf die Komponente der Forward Preise, die von den Spot Preiserwartungen abhängen. Er bezieht sich jedoch nicht auf den Teil der Forward Preise, der von der Risikoneigung der Käufer abhängt. Verkäufer in Gebotszonen mit geringem Wettbewerb im Forwardmarkt könnten in der Lage sein, Marktmachtrenten aufgrund der Zahlungsbereitschaft der Käufer für Preissicherheit abzuschöpfen⁵⁸. Zusätzlich haben die Verkäufer in diesem Fall noch einen Anreiz Volatilität im Spotmarkt zu schaffen, wenn die Risikoprämie im Forward Preise von der Volatilität der Spot Preise abhängt. Erneut erhöht sich die Möglichkeit zur Beeinflussung der Spot Preise mit einer Verkleinerung der Gebotszone.

Das letzte Problem – erhöhte Risikoprämie des Forward Preises durch Erhöhung der Spot Preis Volatilität – kann jedoch durch die institutionelle Organisation des Großhandelsmarktes gemindert werden. Der Großhandelsmarkt kann mehrere Gebotszonen abdecken, und der relevante Referenz Spotpreis für den Forwardmarkt könnte als ein einheitlicher Systemspotpreis definiert werden (wie in der NordPool-Region). Der Systemspotpreis beruht dabei auf den kumulierten Gebots- und Nachfragekurven aller Gebotszonen unter der Annahme, dass kein Engpass zwischen den Gebotszonen besteht. Die Einbeziehung aller kumulierten Gebote mehrerer Gebotszonen reduziert den Einfluss eines Erzeugers auf den Systemspotpreis.⁵⁹

Jedoch mindert die Einführung eines Systemspotpreises nur die Marktmacht auf dem System-Niveau, aber nicht auf lokalem – Gebotszonen – Niveau. Marktmacht in Spot Märkten in jeder Gebotszone kann auftreten, wenn Engpassbeschränkungen zwischen Gebotszonen bindend werden. Erzeuger mit einem großen Marktanteil und / oder pivotale Anbieter können immer noch von strategischem Verhalten im Spotmarkt profitieren. Steen (2005)⁶⁰ schätzt die lokale Marktmacht in einer Gebotszone (Süd-Norwegen) im NordPool-Markt für den Zeitraum 2001-2002. Die Ergebnisse zeigen einen signifikanten, jedoch nur kleinen Aufschlag auf den Wettbewerbspreis, wenn Engpassbeschränkungen bindend sind. Die Studie zeigt, dass innerhalb des Tages bzw. der Stunden, in

⁵⁸ “ If market monitors do not directly mitigate market power in forward markets, sellers in regions with limited competition may be able to extract market power rents from buyers’ willingness to pay for price certainty. In other words, they will obtain in the forward market rents that they cannot obtain in the spot market. Thus, to the extent that load serving entities cannot afford to wait around for the spot market to ensure long-term supply stability, short-term mitigation will not necessarily put adequate competitive pressure on sellers with market power with regard to the forward market.” (Tworney et al, 2005: 7)

⁵⁹ Dies ist der institutionelle Aufbau des NordPool-Marktes (siehe Abschnitt 3.6.9).

⁶⁰ Frode Steen, *Do Bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market*, 2005.

denen die Engpässe bindend sind, die Marktteilnehmer begrenzt Marktmacht ausüben.

Bask et al (2007)⁶¹ zeigen allgemeiner den Effekt einer Erweiterung der Marktgröße auf die Marktmacht basierend auf der NordPool-Region. Sie zeigen eine geringe, aber statistisch signifikante Ausübung von Marktmacht bezogen auf den Systemspotpreis während des Zeitraumes 1996-2004. Gleichzeitig zeigen ihre Ergebnisse auch, dass das Ausmaß der Marktmacht auf den Systemspotpreis durch die Ausweitung des Marktes, d.h. die Inkludierung von Finnland und Schweden in Nordpool, reduziert wurde. Marktteilnehmer haben angemerkt, dass das Market Splitting innerhalb von Schweden zu hoher Marktkonzentration in zwei der vier Gebotszonen führen wird. Dies könnte das Risiko des Missbrauchs von Marktmacht erhöhen. Selbst für jene Marktteilnehmer, die potentiell von höheren Preisen profitieren, könnte die Entwicklung als Rückschritt der Marktliberalisierung aufgefasst werden, da die neue Situation eine strengere Marktaufsicht für alle Marktteilnehmer provozieren könnte.

Endkundenmarkt

Die Wirtschaftlichkeit des Endkundengeschäfts wird kritisch von Skaleneffekten getrieben. Es gibt eine Vielzahl von Kosten, die mit dem Markteintritt verbunden sind, die zunächst ansteigen bis eine gewisse Größe erreicht wird. Diese umfassen Investitionen in IT-Systeme, Call Center und Kosten, die mit dem Aufbau einer Marke und mit Kundenakquisition verbunden sind. Da die Bereitschaft der Kunden zum Anbieterwechsel tendenziell gering ist, brauchen neue Teilnehmer ein hohes Marktpotenzial um eine kritische Masse an Kunden zur Deckung der Kosten zu akquirieren.

Die Aufteilung einer Gebotszone in mehrere Zonen verändert die potenzielle Marktgröße für Vertriebsunternehmen. Dies kann Vertriebsunternehmen beeinflussen, die bereits aktiv am Markt sind oder die den Markteintritt planen.

- **Aktive Vertriebsunternehmen** – Unternehmen, die bereits auf dem Markt sind, werden ihre Geschäftsstrategie ändern müssen. Sie müssen entscheiden, ob der für die Kundenakquisition relevante Markt aus einer, mehreren oder allen neuen Gebotszonen besteht. Besteht der relevante Markt aus mehreren Gebotszonen, muss das Unternehmen die Strombeschaffungsstrategien (und insbesondere die Absicherung gegen die Risiken von Preisdifferenzen zwischen Gebotszonen) unter Berücksichtigung des Preisunterschiedes zwischen den Gebotszonen ändern. Dadurch wird die Beschaffung komplexer und muss neue Absicherungsinstrumente einbeziehen. Zusätzlich steigen die

⁶¹ Mikael Bask, Jens Lundgren, Niklas Rudholm, *Market Power in the Expanding Nordic Power Market*, 2007.

Verwaltungskosten, wenn das Vertriebsunternehmen alle Gebotszonen beliefert. Infolgedessen werden höhere Kosten die Gewinnspannen reduzieren. Im ungünstigsten Fall wird das Geschäftsmodell unrentabel werden, was das marginale Vertriebsunternehmen, d.h. jenes Unternehmen das gerade noch kostendeckend arbeitet, zum Marktaustritt zwingt. Andererseits, könnte eine Beschränkung nur auf eine Gebotszone als relevanten Markt es dem Unternehmen unmöglich machen, genug Kunden zur Deckung der Kosten zu akquirieren. Erneut könnte dies das Unternehmen dazu zwingen, den Vertriebsmarkt zu verlassen.

- **Neues Vertriebsunternehmen** – Ein Unternehmen, das den Markteintritt plant, wird seinen Geschäftsplan unter Berücksichtigung des Effektes auf Beschaffungskosten, Marketingkosten, Marktgröße, etc. neu bewerten müssen. Höhere Kosten oder ein geringeres Marktpotenzial können den Geschäftsplan negativ werden lassen, was einen neuen Markteintritt verhindert.

Somit werden durch Market Splitting tendenziell die Markteintrittsbarrieren im Vertriebsmarkt erhöht. Als Folge davon könnten etablierte Vertriebsunternehmen die Endkundenpreise über das Niveau ohne Market Splitting anheben. Ökonomisch ausgedrückt bedeutet dies, dass der Vertriebsmarkt weniger anfechtbar wird, weil die geringere Gefahr von Markteintritt das Verhalten der Incumbents weniger diszipliniert. Es gibt erste Hinweise, dass dies derzeit in Schweden als Folge des Market Splitting geschieht.

Wettbewerb und Marktkonzentration – Zusammenfassung

Kleinere Gebotszonen haben tendenziell einen ungünstigen Einfluss auf die Marktstruktur und den Wettbewerb in den Großhandels- und Einzelhandelsmärkten, weil die Wahrscheinlichkeit einer profitablen Ausübung von Marktmacht durch etablierte Marktteure steigt.

Auf Großhandelsniveau kann die Marktmacht die Preise erhöhen und den effizienten Kraftwerkseinsatz verzerren. Zusätzlich könnte die Qualität der durch die Preise an die Marktteilnehmer im Spot und Forwardmarkt offengelegten Informationen sinken. Dadurch reduziert die Marktmacht das Vertrauen in den Großhandelsmarkt, was Marktteuer von einer Teilnahme abhält.

Auf Einzelhandelsniveau steigen die Eintrittsbarrieren für unabhängige Vertriebsunternehmen bei der Bildung kleinerer Gebotszonen, was einige Unternehmen aus dem Vertriebsmarkt drängen kann und / oder einige Unternehmen davon abhält, in den Markt einzutreten. Höhere Eintrittsbarrieren führen tendenziell zu höheren Preisen für die Endkunden. Zusätzlich reduzieren weniger Markteintritte in und mehr Austritte aus dem Einzelhandelsmarkt die Anzahl der Marktteilnehmer auf dem Großhandelsmarkt.

Es gibt eine starke Verbindung zwischen Marktkonzentration und Marktliquidität.

3.6.8 Marktliquidität

Ein liquider Großhandelsmarkt ist für das Funktionieren des Strommarktes wichtig. Die Marktliquidität:

- fördert den Markteintritt in Erzeugung und Vertriebs dadurch, dass er neuen Einsteigern erlaubt, Strom zu kaufen oder zu verkaufen zum Balancieren des Kundenportfolios;
- reduziert die Fähigkeit der Marktteilnehmer zur Marktmanipulation;
- erhöht das Vertrauen der Marktteilnehmer in Großhandelspreise;
- ermöglicht für die Marktteilnehmer ein umfangreiches Produktportfolio und eine ausreichende Zahl an Geschäftspartnern zur Risikoabsicherung.

Marktliquidität kann definiert werden als die Fähigkeit, schnell ein physisches oder finanzielles Produkt zu kaufen oder zu verkaufen (*The market has immediacy*) ohne eine signifikante Veränderung des Preises zu verursachen und ohne hohe Transaktionskosten (*The market has resilience*). Es gibt mindestens drei Dimensionen der Marktliquidität:

- gehandelte Volumen;

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

- Anzahl der Marktteilnehmer; und
- „Tiefe“ des Marktes.

Die Aufteilung der Gebotszone in mehrere Gebotszonen beeinflusst alle drei Dimensionen. Beispielsweise könnte eine Verkleinerung der Gebotszone, Marktteilnehmer vom Handeln abhalten. Dadurch sinken das gehandelte Volumen und möglicherweise die Tiefe des Marktes. Als Folge davon, kann das Vertrauen in den zugrundeliegenden Preis für finanzielle Produkte sinken.

Im Folgenden diskutieren wir zwei Fragestellungen in Bezug auf Market Splitting und die mögliche Auswirkungen auf die Marktliquidität:

- Organisation des Großhandelsmarktes; und
- finanzielles Risiko, das durch das Market Splitting eingeführt wurde.

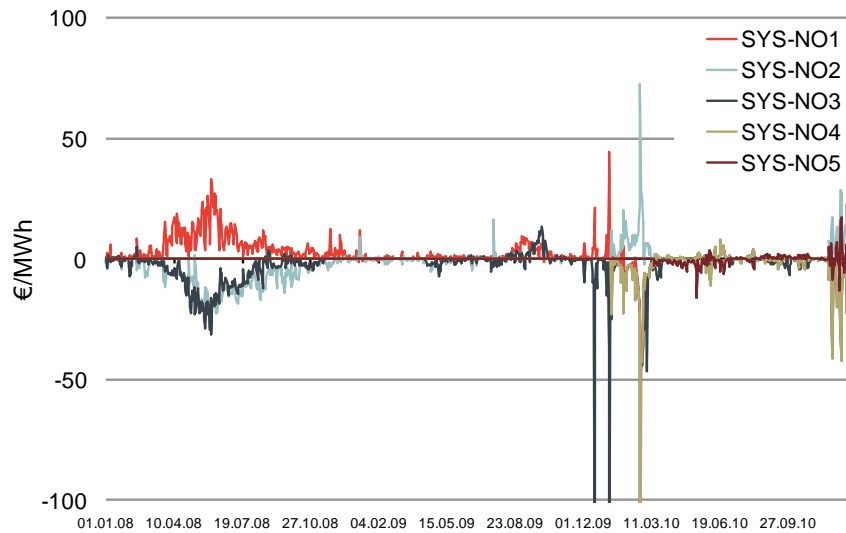
Organisation des Großhandelsmarktes

Es gibt zwei Optionen den Stromgroßhandelsmarkt zu organisieren, wenn eine Gebotszone in mehrere Gebotszonen aufgeteilt wird:

- **Option 1** – Der Großhandelsmarkt deckt alle Gebotszonen ab. Es gibt einen *virtuellen* Systemspotpreis für alle Gebotszonen, der als Referenzpreis für Forward Verträge dient;
- **Option 2** – Großhandelsmarkt für jede Gebotszone.

Option 1 entspricht der Marktorganisation von NordPool. Gegenwärtig deckt NordPool zehn Gebotszonen in vier Ländern ab. NordPool nutzt Market Splitting zum Engpassmanagement zwischen den Gebotszonen. Dies führt zu unterschiedlichen zonalen – Gebotszone – Preisen, wenn Engpässe bindend werden. Zur Zusammenfassung der Marktteilnehmer im Forwardmarkt berechnet NordPool gleichzeitig einen Systemspotpreis, der als relevanter Abrechnungspreis für alle Forward Verträge dient. Der Systemspotpreis wird auf Basis der kumulierten Angebots- und Nachfragekurven aller zehn Gebotszonen unter der Annahme keiner Engpässe zwischen den Gebotszonen berechnet. Deshalb kann und wird der Systemspotpreis von den Zonenpreisen verschieden sein. Beispielsweise war die Differenz zwischen dem Systemspotpreis und den Zonenpreisen zwischen 2008 und 2010 nicht-Null (**Abbildung 22**).

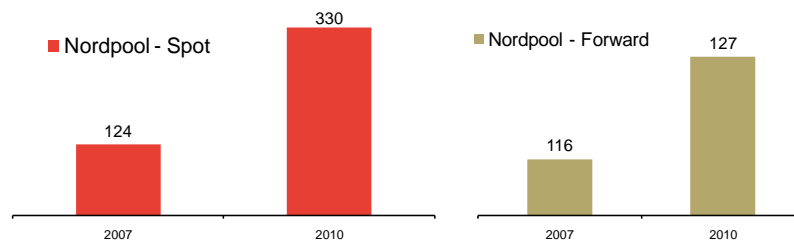
Abbildung 22. Unterschied zwischen NordPool Systempreis (SYS) und Zonenpreisen in Norwegen (NO1-5)



Quelle: NordPool

Ein Vorteil des Systemspotpreises ist, dass sich zumindest im Forwardmarkt die Größe des Marktes, der jetzt aus mehreren Gebotszonen anstatt einer Gebotszone besteht, nicht ändert. Der Einfluss auf die Marktmacht im Spotmarkt aufgrund des System-Spotpreises ist nicht eindeutig. Einerseits kann argumentiert werden, dass die Ausübung von Marktmacht eines Marktteilnehmers in einer Gebotszone nur einen geringen Einfluss auf den Systemspotpreis hat. Andererseits beeinflusst die Ausübung von Marktmacht durch einen und/oder mehrere Marktteilnehmer in verschiedenen Gebotszonen den Systemspotpreis, da die kumulierten Angebotskurven über alle zehn Gebotszonen verzerrt werden. Dadurch kann Marktmacht in einer oder mehreren Gebotszonen das Vertrauen in den Referenzpreis – Systemspotpreis – für den Forwardmarkt verzerren.

Die Anzahl der Teilnehmer im Spot und Forwardmarkt bei NordPool (**Abbildung 23**) und das gehandelte Volumen deuten darauf hin, dass *Option 1* eine praktikable Organisation des Stromgroßhandelsmarktes im Fall eines Market Splitting darstellt.

Abbildung 23. Anzahl der Marktteilnehmer im NordPool Spot- und Forward-Markt

Quelle: NordPool

Jedoch müssen bei der Einführung dieser neuen Organisation mehrere Aspekte spezifiziert werden, z.B.:⁶²

- Wer ist der Eigentümer der grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen den Gebotszonen? Gibt es einen Unterschied zwischen jährlichen, monatlichen und täglichen Kapazitätsrechten?
- Wer betreibt das Market Coupling?

In *Option 2* werden Spot- und Forwardmärkte in mehrere Gebotszonen aufgeteilt, was zu einer Verringerung der gesamten Marktgröße führt. Daher würden wir einen gegenteiligen Effekt auf die Marktliquidität in den einzelnen Gebotszonen erwarten, verursacht durch:

- **Reduktion der Marktteilnehmer** – Strombörsen weisen Skaleneffekte auf, Marktteilnehmer werden von anderen Marktteilnehmern angezogen und umgekehrt.
- **Reduktion der Tiefe des Marktes** – Die Reduktion der Marktteilnehmer wird sich auf die Tiefe des Marktes auswirken, was zu einer Verringerung der Liquidität im Forwardmarkt führt.
- **Marktmacht** – Je kleiner die Gebotszone, desto höher ist das Potenzial für die Ausübung der Marktmacht im Spotmarkt. Dies könnte zu einem verzerrten Marktpreis führen, was wiederum das Vertrauen in die Preissignale von der Strombörse verringert.

Aus Sicht der Marktliquidität ist *Option 1* der *Option 2* tendenziell vorzuziehen.

⁶² Dies sind typische Transaktionskosten, welche in Abschnitt 3.6.9. behandelt werden. Aber wir denken, dass es auch wichtig ist einige Kosten an dieser Stelle des Berichts hervorzuheben.

Finanzielles Risiko

Die Aufteilung einer Gebotszone in mehrere Zonen und die Organisation des Großhandelsmarktes gemäß *Option 1* führt ein neues Handelsrisiko (finanzielles Risiko) in den Markt ein. Das Risiko besteht in der Differenz zwischen dem Preis, den ein Teilnehmer im Spot-Markt zahlt oder erhält – dem Preis in jeder Gebotszone – und dem Preis, zu dem die finanziellen Verträge abgewickelt werden – dem Systemspotpreis. Diese Unterschiede können erheblich sein, wie der NordPool Markt zeigt (siehe **Abbildung 22**). In einem Markt mit einer Gebotszone besteht dieses Risiko nicht, da der Spotpreis und der Preis für die Abwicklung der finanziellen Verträge der gleiche ist.

Die Differenz zwischen dem Preis, den ein Teilnehmer im Spotmarkt zahlt oder erhält, und dem Preis, zu dem seine finanziellen Verträge abgewickelt werden, tritt auf, wenn:

- ein Marktteilnehmer mit einem Marktteilnehmern aus anderen Gebotszonen einen finanziellen Vertrag eingegangen ist; und
- Engpässe bindend werden und den Lastfluss auf den Interkonnektoren zwischen den relevanten Gebotszonen beschränken, was zu unterschiedlichen Spotpreisen in den Gebotszonen und dem Systemspotpreis führt.

Es gibt mehrere Wege mit diesem finanziellen Risiko umzugehen.

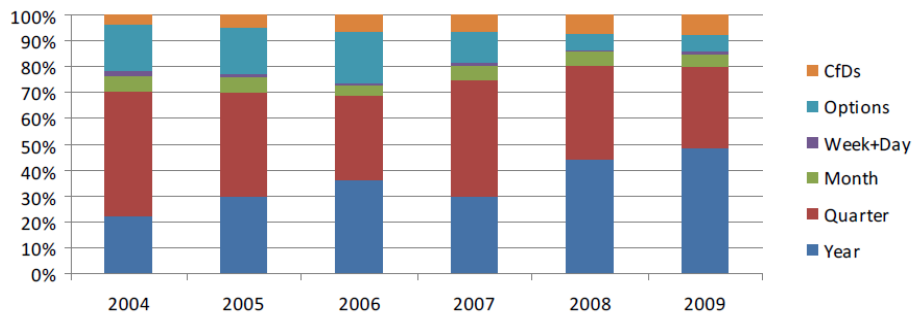
In der NordPool-Region werden *Contracts for differences (CfD)* zur Absicherung des finanziellen Risikos verwendet. Ein CfD ist ein Forward Vertrag, der sich auf den Unterschied zwischen dem Zonenpreis und dem Nord Pool Spotsystempreis bezieht. Der Marktpreis eines CfDs während der Handelsperiode spiegelt die Marktprognose dieses Preisunterschiedes während des Lieferzeitraums wider. CfDs werden zu positiven Preisen gehandelt, wenn der Markt erwartet, dass ein spezifischer Zonenpreis höher ist als der Systemspotpreis. CfDs werden zu negativen Preisen gehandelt, wenn der Markt einen Zonenpreis unterhalb des Systemspotpreises erwartet. Ein CfD liefert theoretisch die Möglichkeit für eine vollkommene Absicherung der Risiken regionaler Preisdifferenzen, selbst wenn die Märkte in eine oder mehr Gebotszonen aufgeteilt sind.⁶³

Die Erfahrung mit CfDs in der NordPool-Zone ist jedoch nicht eindeutig. Der Anteil von CfDs im Forwardmarkt hat sich seit 2004 verdoppelt (**Abbildung 24**). Das Management des Risikos unterschiedlicher Zonenpreise ist ein immer wichtigerer Teil der Risikomanagementstrategien, insbesondere für Vertriebsunternehmen in Dänemark, Finnland und Schweden, aber auch für Kunden in diesen Ländern geworden. Jedoch ist die Liquidität der CfD-Verträge

⁶³ NordPool, *Trade at Nord Pool ASA's financial market*, 2010.

noch immer begrenzt. Marktteilnehmer merken an, dass die „Versicherungsprämie“ für CfD-Verträge im Verhältnis zum erwarteten Zonenpreisisiko zu hoch ist. Alle CfD-Verträge leiden unter dem Mangel an ausreichenden Verkäufern und die Teilnahme von Finanzhändlern ist gering. Ein Grund ist dafür ist, dass die CfD-Verträge von den Marktteilnehmer als anfälliger gegenüber der Ausübung von Marktmacht gesehen werden.

Abbildung 24. Anteil der Produkte im Forwardmarkt (Prozentsatz gehandelter MWh)



Quelle: NordReg

Dies führt dazu, dass das zonale Preisisiko in vielen Fällen nicht abgesichert wird und stattdessen von den Marktteilnehmern getragen wird. Des Weiteren wird das zonale Preisisiko häufig von Kunden durch variable Preisverträge getragen.⁶⁴

Eine weitere Möglichkeit zur Absicherung des finanziellen Risikos stellen *Financial Transmission Rights (FTR)* dar, welche aktuell im PJM Nodal Pricing Markt genutzt werden. FTRs sind finanzielle Produkte, die ihren Besitzern einen Zahlungsfluss garantieren, der aus den unterschiedlichen in Nodal – Gebotszonen – Preisen abgeleitet wird, die auftreten, wenn die Engpässe im Übertragungsnetz bindend werden. Die Einführung eines FTR-Systems ist komplex und besteht aus verschiedenen Schritten:⁶⁵

- *Definition von FTRs* – FTRs können Punkt-zu-Punkt Instrumente sein, entsprechend eines Stromeinspeisepunktes und eines Stromentnahmepunktes. FTRs können Obligationen oder Optionen sein. Eine FTR Obligation bietet eine positive und negative Auszahlung gleich dem Produkt aus der FTR MW Menge und dem Engpassinduzierten

⁶⁴ Für eine detaillierte Untersuchung des NordPool-Finanzmarkts siehe: NordReg, *The Nordic financial electricity market*, Nordic Energy Regulators, Report 8, 2010.

⁶⁵ Für eine detaillierte Diskussion siehe: Frontier Economics, *Generator Nodal Pricing – a review of theory and practical application*, Ein Bericht für die australische Energiemarktkommission, 2009.

Preisunterschieden zwischen den Entnahme- und Einspeisepunkten. FTR Optionen bieten nur positive Auszahlungen.

- *Erlösadäquanz* – Dies bedeutet, dass die Nettoeinnahmen, welche durch die Abwicklung aller nodalen Preise eingehoben werden, mindestens gleich den Zahlungen an die Besitzer von FTRs im gleichen Zeitraum sind.
- *Zuordnung von FTRs* – ein wesentlicher Punkt stellt die– anfängliche – Zuordnung von FTRs an die Marktteilnehmer dar. Dies kann durch Auktion oder eine administrative Zuordnung erfolgen. Beispielsweise wurden FTRs anfangs an bestehende Marktteilnehmer zugeordnet, die einen regulierten Übertragungsnetztarif in PJM zahlten. Aufgrund des Wettbewerbsvorteils für bestehende Unternehmen wurden die Regeln im Juni 2011 jedoch geändert, sodass PJM alle Anfragen nach FTRs gleich behandelte.

Der PJM Fall ist ein gutes Beispiel dafür, dass die Formulierung und die Zuordnung der FTRs ein komplexer Prozess mit fortlaufenden Reformen ist.

Marktliquidität – Zusammenfassung

Die Aufteilung einer Gebotszone kann von zwei Maßnahmen begleitet werden, um die Marktliquidität auf hohen Niveaus zu halten:

- *Organisation des Großhandelsmarktes* – ein Großhandelsmarkt, der alle Gebotszonen abdeckt. Ein Großhandelsmarkt mit einem virtuellen Systempreis für alle Gebotszonen als Referenzpreis für Forward Verträge; sowie
- *Finanzielles Risiko* – Hedging Instrumente, die auf *Contract for Differences* und / oder *Financial Transmission Rights* beruhen.

Dennoch bleiben Probleme bestehen, welche die Marktliquidität gefährden können:

- Es ist unklar, wie Marktteilnehmer auf eine Änderung des Großhandelsmarktdesigns reagieren werden. Eine mögliche Reaktion könnte sein, dass einige Teilnehmer sich einfach nur „zurücklehnen und warten, was passiert“, wodurch die Liquidität fällt.
- Eine andere Reaktion könnte sein, dass einige Marktteilnehmer, z.B. unabhängige Vertriebsunternehmen, den Markt verlassen, weil die Absicherung gegen finanzielles Risiko zu komplex wird und nicht mehr durch die erwarteten Margen im Vertriebsmarkt gerechtfertigt ist.
- Das neue finanzielle Risiko könnte unmittelbar in den Spot- und / oder Forwardpreis einberechnet werden und diesen somit tendenziell erhöhen.
- Darüber hinaus könnten sich Marktteilnehmer durch vertikale Integration von Erzeugung und Vertrieb absichern, was die Liquidität weiter reduzieren könnte.

3.6.9 Transaktionskosten des Market Splitting⁶⁶

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Transaktionskosten, welche bei der Aufteilung einer Gebotszone in mehrere Zonen entstehen. Zuvor diskutieren wir noch die Vorlaufzeit für die Implementierung eines Market Splitting.

⁶⁶ Für eine detaillierte Darstellung der Transaktionskosten und Anlaufzeit für die Durchführung des Market Splitting beziehen wir uns auf: Frontier Economics/Consentec, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.

Vorlaufzeit

Das wesentliche Grundprinzip bei der Durchführung des Market Splitting sollte sein, dass die Wirkung auf die bestehenden Marktinstitutionen und Verträge im Großhandels- und Einzelhandelsmärkten so gering wie möglich ist. Dies gilt deshalb, da ein Wechsel des Marktdesigns und die Schaffung neuer Gebotszonen wahrscheinlich eine Neuspezifizierung des Erfüllungsortes in vielen bestehenden Verträgen notwendig macht. Ein pragmatischer Ansatz dabei wäre, das Marktdesign ab einem Zeitpunkt zu ändern, für welchen Stromverträge nicht liquide gehandelt werden. Ein guter Indikator für die Mindestvorlaufzeit stellt somit die Tiefe des Forwardmarktes dar. Beispielsweise bedingen liquide 3 Jahres Forward Produkte eine Vorlaufzeit von zumindest 3 Jahren. Die Abgleichung der Vorlaufzeit mit der Tiefe des Marktes reduziert die Unsicherheiten aller Marktteilnehmer auf ein Minimum. Zusätzlich erlaubt es den Marktteilnehmern sich progressiv an das neue Marktdesign anzupassen und ihre existierenden Stromverträge zu erfüllen. Im Vertriebsmarkt erlaubt es Vertriebsunternehmen die Anpassung der Verträge mit den Kunden, was den Risikoeffekt von jährlichen Festpreisverträgen dämpft.

Erfahrungen, z.B. mit Änderungen des Marktdesigns in UK von Pool zu NETA und von NETA zu BETTA zeigen, dass die Transaktionskosten erheblich sein können. Jedoch könnte ein erheblicher Teil dieser Kosten zu vermeiden sein, wenn ausreichend Vorlaufzeit für die Einführung des neuen Systems gegeben wird.

Primäre Maßnahmen

Unter primären Maßnahmen verstehen wir Maßnahmen, welche direkt mit dem Wechsel des Marktdesigns verbunden sind:

- ▣ Änderung des rechtlichen Rahmens;
- ▣ Entscheidung über das neue Marktdesign (z.B. Market Splitting);
- ▣ Definition neuer Gebotszonen sowie der Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen;
- ▣ Zuordnung der neuen Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen (day-ahead, month-ahead, year-ahead);
- ▣ Aufbau einer zentralen Abrechnungsstelle; sowie
- ▣ IT-Kosten für Marktteilnehmer (z.B. Strombörse, Händler, etc.).

Die Höhe der Transaktionskosten für die primären Maßnahmen hängt vom Ausmaß der Veränderung im Marktdesign ab.

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

Sekundäre Maßnahmen

Sekundäre Maßnahmen definieren wir als Maßnahmen, welche die Folge des institutionellen Wandels sind:

- Neudefinition von Regelzonen und Bilanzgruppen;
- Neubewertung von Verträgen/Positionen; sowie
- Kosten für die Neuverhandlung von Stromverträgen, wenn sich der Referenzpreis ändert oder von Vertragsparteien nicht mehr akzeptiert wird.

Die Kosten für die Neuverhandlung von Stromverträgen kann eine erhebliche Last für kleinere Marktteilnehmer darstellen. Darüber hinaus sind diese Kosten nicht nur auf Marktteilnehmer in den betroffenen Gebotszonen beschränkt, wenn Marktteilnehmer außerhalb den Marktpreis der vormalig einheitlichen Gebotszone für ihren relevanten Referenzpreis nutzten.

Neben den monetären Transaktionskosten gibt es noch qualitative Transaktionskosten. Diese können als Effekte auf die Reputation eines Marktes zusammengefasst werden, z.B.:

- Marktteilnehmer könnten ihr Vertrauen in den Markt verlieren, wenn es für sie nicht nachvollziehbar ist, warum ein funktionierendes Marktdesign geändert wurde.
- Marktteilnehmer in Ländern mit gering entwickelten Märkten könnten das Vertrauen in den Referenzpreis des Marktes verlieren, welcher sein Marktdesign ändert. Dies könnte die langsam sich entwickelnden Großhandelsmärkte in diesen Ländern behindern, mit einer negativen Auswirkung auf europäische Strommärkte als Ganzes.

3.6.10 Verteilungseffekte

Die Aufteilung der Gebotszonen entlang struktureller Engpässe in mehrere Gebotszonen wird Gewinner und Verlierer hervorbringen. Dies gilt sogar dann, wenn der gesamte Wohlfahrtsgewinn durch das neue System relativ gering ist. Der Widerstand einer wesentlichen Interessengruppe kann die Kosten einer Änderung des Marktdesigns erhöhen bzw. die Änderung des Marktdesigns sogar verhindern. Die ökonomische Theorie bietet eine Lösung an, wie das Problem des durch Verteilungseffekte ausgelösten Widerstands bewältigt werden kann. Sind die Wohlfahrtsgewinne groß genug, können die Gewinner die Verlierer kompensieren, was theoretisch zu einem Zustand führt, in dem alle Parteien besser gestellt werden als vorher bzw. zumindest keine schlechter gestellt wird.

Die Aufteilung in Gebotszonen bedingt tendenziell eine Begünstigung von zwei Gruppen von Marktteilnehmern:

Market Splitting – grundsätzlicher Analyseansatz

- Erzeuger in der hochpreisigen Gebotszone (Zone mit hoher Last – geringen Erzeugungskapazitäten); und
- Kunden in der niedrigpreisigen Gebotszone (Zone mit geringer Last – hohen Erzeugungskapazitäten).

Verschieben sich Gebotszonen dann können Gewinner und Verlierer im Zeitablauf wechseln. Zum Beispiel könnte ein Erzeuger nahe der Grenze zwischen zwei Gebotszonen seine Rolle – von einem Erzeuger in einer hochpreisigen zu einem Erzeuger in einer niedrigpreisigen Gebotszone – wechseln, wenn sich die Grenze im Zeitablauf verschiebt.

Die Komplexität des Verteilungseffekts kann durch zusätzliche politische Maßnahmen bzw. Programme noch erhöht werden. Beispielsweise können in allen Gebotszonen eingehobene Steuern zur Förderung von Windkraft unerwartete Verteilungseffekte bewirken, wenn eine Gebotszone unverhältnismäßig vom preisdämpfenden Effekt der Winderzeugung profitiert.

4 Anwendung auf Deutschland-Österreich

In diesem Abschnitt wenden wir den allgemeinen sequentiellen Analyseansatz, den wir im vorherigen Abschnitt entwickelt haben, auf ein hypothetisches Market Splitting der bestehenden Gebotszone Deutschland-Österreich an. Es muss hierbei betont werden, dass es sich nur um eine hypothetische Anwendung handelt, da auf Basis unserer Analyse der Netzsituation in Deutschland ein Market Splitting derzeit nicht notwendig erscheint, da keine strukturellen und dauerhaften Engpässe vorliegen.

4.1 Schritt 1 – Engpassanalyse

Wie bereits in Abschnitt 3.4 hergeleitet, macht eine Untersuchung der möglichen Auftrennung von Gebotszonen nur dann Sinn, wenn die derzeitige und zukünftige Netzsituation durch Engpassstellen gekennzeichnet wird, die sowohl strukturell (und nicht nur intermittierend) als auch dauerhaft (und nicht nur temporär) sind.

Strukturell versus intermittierend

Es würde den Rahmen dieses Gutachtens sprengen, eine umfangreiche Analyse von Optionen des Netzausbaus mit technischen und wirtschaftlichen Simulationen vorzunehmen, um entsprechende Wirkungen hinsichtlich Kosten und Nutzen (durch Minderung kurzfristiger Erzeugungskosten) auszuwerten. Die in Abschnitt 2.2.1 durchgeführte Auswertung historischer Daten zeigt jedoch, dass zumindest aus der Rückschau heraus nur eine einzige deutsche Übertragungsleitung, und zwar die Leitung Remptendorf-Redwitz (vgl. **Abbildung 3**), als struktureller Engpass in Frage kommt. Mit Engpasshäufigkeiten von unter 2 % handelt es sich bei den übrigen engpassbehafteten Leitungen zweifellos nur um intermittierende Engpässe. Es ist allerdings möglich, dass grundlegende Änderungen der Marktsituation eintreten werden, z. B. durch ein frühes Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland. Solange dies sowie mögliche Auswirkungen auf Netzengpässe nicht sicher sind, ist eine Vorhersage, ob oder welche weiteren Aufteilungen von Gebotszonen zukünftig angemessen sind, sehr schwierig.

Dauerhaft versus temporär

Wie bereits in Abschnitt 2.2.4 behandelt, könnte die Netzsituation in Deutschland in den nächsten Jahren als Folge des erwarteten stetigen Zuwachses an installierter Windenergie im Norden des Landes beeinflusst werden.

Es hängt stark von der Umsetzung von Netzausbauprojekten ab, ob Remptendorf-Redwitz einen dauerhaften Engpass darstellen wird und ob neue Fälle von strukturellen Engpässen im Zeitraum bis 2016 auftreten werden.

Die generelle Notwendigkeit zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes wurde in zahlreichen Studien bestätigt, und die ÜNB planen bereits seit Jahren eine erhebliche Verstärkung ihrer Netze. Die Umsetzung der meisten Projekte ist jedoch im zeitlichen Verzug.

Mittlerweile wird im Hinblick auf Remptendorf-Redwitz die Dringlichkeit der Situation von allen Interessenvertretern wahrgenommen. Das Genehmigungsverfahren für den Bau der neuen, ungefähr parallel verlaufenden Leitung zum Zwecke der Engpassminderung ist bereits weit fortgeschritten, und trotz der eingetretenen Verzögerung erscheint es als sehr wahrscheinlich, dass die Leitung Remptendorf-Redwitz innerhalb der nächsten fünf Jahre entlastet wird.

Darüber hinaus stellt das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) offiziell die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von mehr als 20 Ausbauprojekten fest und vereinfacht die entsprechenden Genehmigungsverfahren. Die Inbetriebnahme vieler dieser Projekte ist innerhalb der nächsten fünf Jahre vorgesehen. Hinsichtlich der Glaubhaftigkeit dieser zeitlichen Planung ist einerseits ein gewisser Verzug der ursprünglichen Pläne zu beobachten. Andererseits wird die Bedeutung des Netzausbaus von den relevanten Interessenvertretern mehr und mehr anerkannt, u.a. von der Bundesregierung wie auch der Europäischen Kommission. Vor diesem Hintergrund wurde im Juli 2011 das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)⁶⁷ verabschiedet. Hierin sind Maßnahmen zur weiteren Rationalisierung der Genehmigungsverfahren enthalten, z.B. indem der BNetzA die Verantwortung für relevante Schritte in Genehmigungsverfahren übertragen wurde, die zuvor in einer mehr dezentralisierten Form geregelt waren. Allgemein wird erwartet, dass sich durch das NABEG Effizienz und Transparenz des Übertragungsnetzausbaus verbessern werden.

Selbst unter Berücksichtigung der bisherigen Verzögerungen beim Netzausbau erwarten wir folglich für die nächsten fünf Jahre keine wesentlich verschärfte Engpasssituation in Deutschland. Eine solche Verschärfung träte nur dann ein, wenn mehrere gesetzlich ausdrücklich unterstützte Netzausbauprojekte nicht rechtzeitig umgesetzt würden. Die Betrachtung einer solchen Verschärfung als berechtigtes Argument für eine potenzielle Umstrukturierung von Gebotszonen wäre somit gleichbedeutend damit, der Effektivität bestehender gesetzlicher Bestimmungen und konkreter Ausbaupläne zu misstrauen. Außerdem besteht ein hohes Risiko, dass der Anreiz, Ausbauprojekte zu realisieren, für alle Beteiligten unterminiert würde, wenn eine Neuordnung von Gebotszonen aufgrund von erwarteten Verzögerungen dieser Projekte in Aussicht gestellt würde.

⁶⁷

vgl. Fußnote 21

Fazit bzgl. der Engpasssituation in der deutsch-österreichischen Gebotszone

Aus den obigen Betrachtungen schließen wir, dass es momentan und zumindest auf Basis der beobachteten Netzsituation sowie in Kenntnis der geplanten Netzausbauprojekte keinen Engpass in Deutschland gibt, der als strukturell und dauerhaft eingestuft werden kann. Somit ist die notwendige Voraussetzung, um eine Auftrennung von bestehenden Gebotszonen in Erwägung zu ziehen, derzeit nicht gegeben. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Einschätzung sich möglicherweise ändern könnte, falls es, z. B. bei einem erzwungenen frühen Kernkraftausstieg, zu drastischen Systemveränderungen kommt. Bislang stehen jedoch nicht ausreichend Informationen zur Verfügung, um ein fundiertes Urteil darüber zu fällen, ob dies eine Neubewertung darüber erfordert, ob von strukturellen sowie dauerhaften Engpässen auszugehen ist.

Nichtsdestotrotz setzen wir die Analyse im Sinne einer “als ob” Anwendung für den Fall DE-AT fort.

Konsequenzen aus dem Kernenergieausstieg in Deutschland

Als Folge aus dem atomaren Unfall im März 2011 in Japan wurden acht deutsche Kernkraftwerke außer Betrieb genommen. Zwei dieser Kraftwerke waren aufgrund technischer Probleme bereits seit einigen Jahren nicht in Betrieb. Der Einfluss der Erzeugung der verbleibenden sechs Kraftwerke ist dagegen in der statistischen Datenbasis für die oben angeführte Engpassanalyse enthalten. Daher wird im Folgenden diskutiert, ob und in welcher Weise die Ergebnisse unserer Analyse durch die neuesten Entwicklungen in der deutschen Kernenergieerzeugung beeinflusst werden könnte.

Mit einer betrieblichen Erfahrung von bisher lediglich vier Monaten können keine endgültigen Schlussfolgerungen gezogen werden. Nichtsdestotrotz sind zwei Hauptentwicklungen zu beobachten:

- Nur eins der sechs Kraftwerke, die bis zur erzwungenen Abschaltung im normalen Betrieb arbeiteten, befindet sich in Norddeutschland, die restlichen fünf sind an Netzanschlusspunkte in den südlichen Landesteilen angebunden. Folglich hat sich das Transportaufkommen innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes von Norden nach Süden erhöht. Die deutschen ÜNB berichten zwischenzeitlich, dass aufgrund dieses Anstieges der transportierten Leistung die Betriebsführung komplizierter geworden und die Anzahl notwendiger Redispatch-Maßnahmen signifikant angestiegen ist. Besonders bzgl. der bereits stark belasteten Leitungen, wie z. B. der oben erwähnten Leitung Remptendorf-Redwitz, ist es zu relevanteren Engpässen gekommen. Die im Hinblick auf die Systemsicherheit festgestellten kritischsten Aspekte beziehen sich jedoch nicht auf die Leitungsauslastung, sondern auf Probleme mit der Spannungsstabilität aufgrund fehlender Kraftwerke und somit fehlender Blindleistung in einigen Netzgebieten. Im Hinblick auf die Frage struktureller und dauerhafter Engpässe für die von uns betrachteten Gebotszonen würden wir daher nicht ausschließen, dass die neuesten Änderungen in der Erzeugungsstruktur einen Anstieg der strukturellen Engpässe bewirkt haben könnte. Unserer Meinung nach kann nichtsdestotrotz keiner dieser Fälle als dauerhaft eingestuft werden, da für die nächsten Jahre signifikante Netzausbaumaßnahmen in Deutschland zu erwarten sind. Diese Projekte sind im Bewilligungsprozess und/oder Bau bereits vorangeschritten. Die diesen Projekten zugrunde liegende Planung basierte bereits auf Annahmen des Kernenergieausstieg-Szenarios, das in Deutschland von 2000 bis 2010 geltendem Recht entsprach, die folglich mit der jetzt erreichten Situation vergleichbar sind. Für dieses Szenario wurde ein von strukturellen Engpässen freies Übertragungsnetz geplant. Daher betrachten wir die momentan beobachtete gestiegene Belastung des deutschen Übertragungsnetzes als temporäres Phänomen begründet in der plötzlichen Abschaltung der Kernkraftwerke mit einer Nennleistung von

Anwendung auf Deutschland-Österreich

insgesamt etwa 5.000 MW. Angesichts der Tatsache, dass kurzfristig angemessene Netzausbaumaßnahmen zur Problemlösung geplant sind und dass die Regierung Maßnahmen zur beschleunigten Realisierung neuer Leitungsprojekte, wie z. B. durch das neue NABEG, ergriffen hat, sind keine dauerhaften Engpässe zu erwarten. Somit ändern die jüngsten Entwicklungen die Beurteilung gemäß unserer Engpassanalyse grundsätzlich nicht.

- Als Folge der Stilllegung dieser Grundlastkraftwerke hat sich die Import- und Exportbilanz Deutschlands signifikant verändert. Bis zum März dieses Jahres war Deutschland größtenteils ein Stromexporteur, hat sich jedoch heute zum Importland gewandelt. Insbesondere sind Importe aus Frankreich, Polen, Tschechien und aus dem Nordel-System angestiegen und Exporte in andere Länder, wie z. B. die Niederlande, gesunken. Im Hinblick auf den Lastfluss im europäischen Übertragungsnetz führt diese Entwicklung zu einer Minderung der Loop Flows über die Übertragungsnetze von z. B. Polen, den Niederlanden und Belgien.

4.2 Schritt 2 – Technische Auswirkungen einer Auftrennung von Gebotszonen

In der Analyse technischer Auswirkungen bei der Auftrennung von Gebotszonen werden zwei Fragestellungen diskutiert:

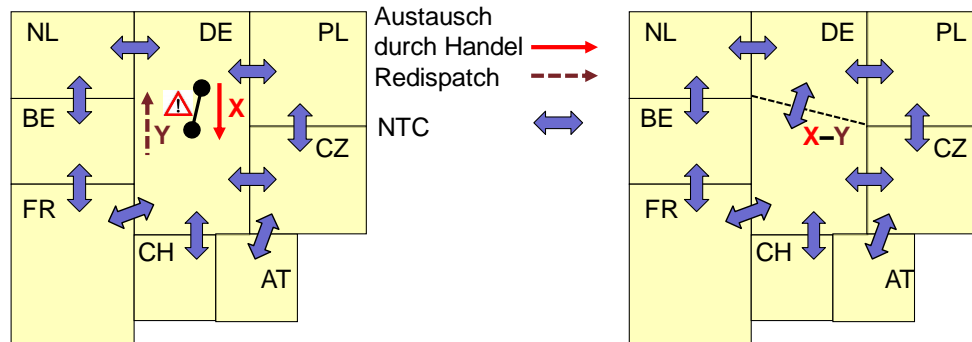
- Auswirkung auf die Höhe der Übertragungskapazitäten;
- Einfluss erneuerbarer Energien auf die Verwendung von Übertragungskapazitäten.

4.2.1 Auswirkung auf die Übertragungskapazitäten

Bei den folgenden Betrachtungen gehen wir von folgendem Fall aus: Gegeben seien strukturelle und dauerhafte Engpässe in einer Gebotszone, z. B. in Deutschland, aufgrund eines extremen Austausch X vom Norden in den Süden der Gebotszone (**Abbildung 25** links, Pfeil “X”). Um den Fluss auf der engpassbehafteten Leitung innerhalb zulässiger Grenzen zu halten, wird durch die ÜNB ein Redispatch Y in die entgegengesetzte Richtung durchgeführt (**Abbildung 25** links, Pfeil “Y”). Somit beläuft sich der Netto-Austausch zwischen dem nördlichen und südlichen Bereich der Gebotszone auf $X-Y$. Dieser Betrag stellt das technische Limit für diese Austauschrichtung dar. (In Zeiten, während derer auf dieser Leitung kein Engpass auftritt, kann der Netto-Austausch niedriger sein, aber je häufiger die Leitung engpassbehaftet ist, desto sicherer beläuft sich der Netto-Austausch auf $X-Y$.)

Anwendung auf Deutschland-Österreich

Abbildung 25. Auftrennung einer Gebotszone mit internen Engpässen: Auswirkung auf die Höhe der Übertragungskapazitäten (schematische Darstellung)



Quelle: Consentec

Wenn der Fluss in der Engpassleitung nicht durch Redispatch, sondern durch Market Splitting bzw. Coupling begrenzt werden soll, so müsste die Gebotszone aufgetrennt werden. Die technische Austauschbegrenzung würde dadurch in eine kommerzielle Begrenzung umgewandelt, d. h. in eine NTC. Unter der Annahme, dass vor der Auftrennung die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten nicht zur Begrenzung der Belastung der Engpassleitung missbraucht wurden, entspräche die neue NTC gerade der technischen Begrenzung X–Y, während alle vorherigen NTCs unverändert blieben (**Abbildung 25** rechts).

Einige praktische Unwägbarkeiten können in diesem Fall jedoch zusätzliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Übertragungskapazitäten haben:

- NTCs sind bekanntlich nicht eindeutig bestimmbar. Sie können vielmehr bis zu einem gewissen Maß zwischen Grenzen „verschoben“ werden, d. h. mehrere regionale Sätze von NTCs können das gleiche Maß an Netzsicherheit ergeben. Eine Auftrennung der Gebotszonen, durch die eine neue kommerzielle Grenze entsteht, könnte als Gelegenheit gesehen werden, die geographische Verteilung von NTCs neu auszuhandeln.

Wie in Abschnitt 2.2.3 aufgezeigt, könnte sich – unter einigen vereinfachenden Annahmen – z. B. die NTC von NL nach BE um 1.000 MW erhöhen auf Kosten einer Verringerung des maximal erlaubten Austauschs zwischen Nord- und Süddeutschland um 4.000 MW.⁶⁸

⁶⁸ Eine dieser Annahmen besteht darin, dass in keinem anderen Teil des Netzes als in den deutsch-belgischen Kuppelleitungen aufgrund von NTC-Verschiebungen Engpässe auftreten. Sollte dies nicht der Fall sein, so ist der Anstieg der NTC zwischen NL und BE geringer.

- Bei Festlegung der NTC für eine gegebene Grenze müssen von den ÜNB für die Höhe des Leistungsaustauschs an den übrigen Grenzen in der Region Annahmen getroffen werden. Dies erfolgt in der Regel anhand praktischer Erfahrungen. Je grundlegender eine Änderung der Gebotszonenstruktur wäre, desto weniger könnten die ÜNB bei der Festlegung der NTC-Werte auf solche Erfahrungen zurückgreifen. Je kleiner und zahlreicher die Gebotszonen zudem sind, desto stärker steht die Anwendbarkeit des NTC-Ansatzes an sich in Frage.

Der lastflussbasierte Ansatz bietet dagegen inhärente Flexibilität und beruht zu einem geringeren Maße auf Annahmen und Heuristik. Folglich würde bei einer Auftrennung der Gebotszone Druck hinsichtlich der Einführung von FBA aufkommen, wenn diese nicht sogar die Voraussetzung für eine effektive Auftrennung wäre (abhängig davon, wie grundlegend die Änderung der Zonenstruktur wäre). Der Übergang auf FBA würde das regionale Muster der Übertragungskapazitäten sehr wahrscheinlich verändern.

Während bei den oben genannten Unwägbarkeiten die geographische Verteilung der Kapazitätshöhen bei veränderter Struktur der Gebotszonen potenziell beeinflusst wird, so ist darauf hinzuweisen, dass diese Unwägbarkeiten nicht direkt von der angenommenen Auftrennung der Gebotszonen herrühren. Die Implementierung von FBA ist z. B. für die nächsten Jahre in jedem Fall vorgesehen. FBA ermöglicht prinzipiell eine ökonomisch effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur, ungeachtet einer möglichen Neuordnung von Gebotszonen.

Es kann somit gefolgert werden, dass bei Auftrennung einer Gebotszone aufgrund interner Engpässe (begleitet von häufigem Redispatch oder Countertrading), wenn auch eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der praktischen Entwicklung der Kapazitätshöhen besteht, jedenfalls keine eindeutige Tendenz zu erkennen ist, dass die Höhe verfügbarer Übertragungskapazität an irgendeiner bestimmten Grenze steigen wird.

4.2.2 Einfluss von Erneuerbaren Energien auf die Nutzung von Übertragungskapazitäten

Bedeutung Erneuerbarer Energien

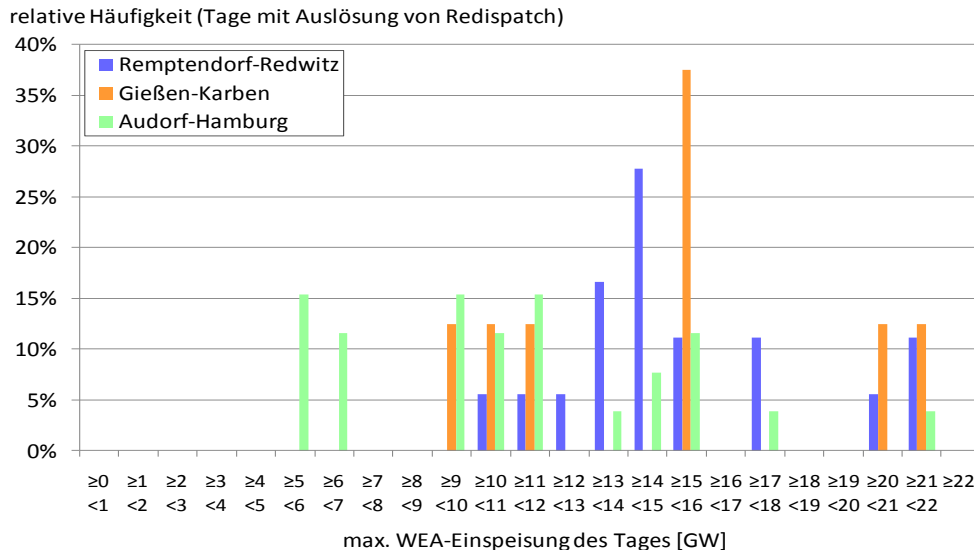
Während die Auftrennung einer Gebotszone, wie oben bereits diskutiert, wenn überhaupt nur begrenzten Einfluss auf die Menge verfügbarer Übertragungskapazität hat, ist es denkbar, dass sich die kommerzielle Nutzung von Übertragungskapazitäten doch ändert. Dies ist besonders dann relevant, wenn sich Erzeugung und/oder Last ungleich auf die neu gebildeten Gebotszonen verteilen.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

In der deutsch-österreichischen Gebotszone ist dies eindeutig der Fall, da sich die Windenergie auf den Norden und Osten Deutschlands konzentriert. Bei starkem Windaufkommen führt dies zu einer Überschusserzeugung mit gegen Null laufenden Grenzkosten. Tatsächlich steht das Auftreten von Engpässen auf innerdeutschen Übertragungsleitungen in engem Zusammenhang mit der Höhe gesamtdeutscher Windeinspeisung. Wie in **Abbildung 26** dargestellt, kommt es in zwei der drei am häufigsten von Engpässen betroffenen internen Leitungen (Remptendorf-Redwitz und Gießen-Karben)⁶⁹ nie zu Engpässen an Tagen, an denen die gesamtdeutsche Windeinspeisung (Tagesmaximum) weniger als 9 GW beträgt, und zwei Drittel der Fälle, in denen die Leitung Remptendorf-Redwitz einen Engpass darstellt, betreffen Tage mit einer maximalen Windeinspeisung von mindestens 14 GW. Die Leitung Audorf-Hamburg nahe der dänischen Grenze ist dagegen anscheinend stärker von anderen, lokalen Einflüssen betroffen, da es dort auch bei geringer gesamtdeutscher Windeinspeisung zu Engpässen kommt. Da die derzeitige Situation in Deutschland keinen Anlass darstellt, eine Auftrennung der Gebotszone in Betracht zu ziehen (vgl. Abschnitt 4.1) und da die vorrangige Entwicklung im Erzeugungsbereich in seiner Transformation hin zu höheren Anteilen an Erneuerbaren besteht, ist es offensichtlich, dass eine künftige Situation, die Anlass für eine Auftrennung der Gebotszone gäbe, umso mehr mit übermäßiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Zusammenhang stünde.

⁶⁹ Gemäß den von der BNetzA im Rahmen der Engpassevaluierung für Zeitraum April 2008 bis September 2010 erhobenen Daten

Abbildung 26. Häufigkeit von Engpässen (tagesgenau) für drei deutsche Übertragungsleitungen im Verhältnis zur maximalen Windeinspeisung in Deutschland



Quelle: Consentec

In einem solchen Fall, d.h. wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien Hauptursache von Engpässen ist, hängt die kommerzielle Auswirkung einer Auftrennung einer Gebotszone von der Handhabung dieser Einspeisung – vor und nach der Auftrennung – ab. Im Folgenden werden zwei diesbezügliche Optionen diskutiert.

Fall 1: Vorrangige Übertragung erneuerbarer Energien

Fördersysteme für die Erzeugung erneuerbarer Energien sind in Europa gängige Praxis angesichts der Diskrepanz zwischen dem erwünschten Anteil an der Erzeugung aus erneuerbaren Energien einerseits und ihren relativ hohen Durchschnittskosten andererseits. Die ÜNB in Deutschland sind verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien zu einem festen Einspeisetarif abzunehmen, diesen untereinander aufzuteilen und ihn an der Strombörse (EEX-Spotmarkt)⁷⁰ zu verkaufen. Die Aufteilung besteht in einem physikalischen Austausch der momentanen Einspeisung, so dass die ÜNB letztendlich die Einspeisung zu gleichen Anteilen entsprechend ihrer regionalen Last aufnehmen, ungeachtet der tatsächlichen geographischen Verteilung. Somit wird die physische Bürde der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energie bundesweit verteilt. Dies spiegelt sich in der Tatsache wider, dass die Einspeisetarife durch eine vom

⁷⁰ Dies bezieht sich auf den überwiegenden Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Spezifische Regularien und Optionen ermöglichen eine Abweichung von diesem Schema, sind aber bisher von nur geringer Bedeutung.

Endverbraucher gezahlte landesweite Abgabe auf den Strompreis finanziert werden.

Da Deutschland (zusammen mit Österreich) eine einzige Gebotszone darstellt, besteht der kommerzielle Effekt des oben beschriebenen Vorgehens darin, dass die Gesamteinspeisung aus Erneuerbaren am Spotmarkt praktisch ohne Preislimit verkauft wird.⁷¹ Der Spotpreis ist somit umso niedriger, je höher die Erzeugung aus Erneuerbaren ist, da die Einspeisung Erneuerbarer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken ersetzt (oder ihnen entsprechenden Export ermöglicht, abhängig vom Preisniveau in angrenzenden Gebotszonen).

Bei einer Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone innerhalb Deutschlands würde eine Fortführung des Konzepts nationaler Förderung von Erneuerbaren und gleichmäßiger Aufteilung der physischen Einspeisung es erfordern, dass der Übertragung von Strom aus Erneuerbaren an den sich neu bildenden Grenzen Vorrang gewährt wird. In der Folge wären auf dem Strommarkt die Anteile erneuerbarer Energien in allen Gebotszonen Deutschlands gleich, und die Übertragungskapazität an den inländischen Grenzen wäre teilweise schon durch die vorrangige Übertragung erneuerbarer Energie vorbelegt. Dies entspräche praktisch sehr weitgehend der jetzigen Situation. Insbesondere käme es zu keiner ungleichen Verteilung kostengünstiger Erzeugung aus erneuerbaren Ressourcen in den neuen Gebotszonen. Somit fehlt ein wesentlicher Treiber für eine nennenswerte Änderung bei der kommerziellen Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

Fall 2: Keine vorrangige Übertragung

Es könnte argumentiert werden, dass, wenn auch das Konzept vorrangiger Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energien über neu entstehende Grenzen eine Kontinuität existierender Fördersysteme für Erneuerbare ermöglicht, eine solche Priorisierung eine Art von unzulässiger Diskriminierung darstellt.

In diesem Fall müsste die gesamte Energie aus erneuerbaren Ressourcen in der Gebotszone angeboten werden, in der sie jeweils erzeugt wird, und der Market Coupling Algorithmus des Spotmarkts (anstatt einer Vorrangregelung) würde bestimmen, in welche Gebotszone sie geliefert wird. In der Folge könnte in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Gebotszone mit Erzeugungsüberschuss, abhängig von der Marktpreiskonstellation und einer möglichen regionalen Verschiebung von Übertragungskapazitäten, mehr in ausländische Gebotszonen exportieren und weniger in andere nationale Zonen, verglichen mit der Situation, in der eine nationale Verteilung von Einspeisung aus

⁷¹ In Zeiten extrem hoher Einspeisung erneuerbarer Energien können (negative) Preislimits eingeführt werden.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

erneuerbaren Energien gefordert und durch entsprechenden Übertragungsvorrang ermöglicht wird.

Andererseits könnte ein nationales Fördersystem für Erneuerbare, wie es momentan in Deutschland besteht, unter diesen Umständen nicht länger angewendet werden. Endverbraucher im Süden würden nicht länger von der Winderzeugung im Norden (in Form niedrigerer Strommarktpreise während Starkwindzeiten) profitieren. Folglich wäre es für sie unlogisch, Abgaben für erneuerbare Energien zu zahlen und damit den Strompreis im Ausland zu subventionieren.

Fazit zur Netzauswirkung bei der Auftrennung der Gebotszone Deutschland–Österreich

In Abschnitt 4.2.1 wurde aufgezeigt, dass die Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone an sich die Höhe verfügbarer Übertragungskapazität nicht wesentlich verändern würde.

In Fällen, in denen Engpässe eng mit einer vorrangigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien zusammenhängen – wie im Fall der innerdeutschen Engpassleitungen – würde die kommerzielle Auswirkung einer Auftrennung von Gebotszonen stark davon abhängen, wie dieser Vorrang nach der Auftrennung gehandhabt wird.

Um das gegenwärtige Konzept eines nationalen Förderregimes für erneuerbare Energien in eine Konstellation mit aufgetrennten Gebotszonen zu überführen, müsste der *de facto* bestehende Übertragungsvorrang innerhalb der verbundenen Gebotszone in einen expliziten vorrangigen Zugang zu Übertragungskapazitäten an den neu eingeführten Grenzen innerhalb Deutschlands überführt werden. In der Folge hätte die Auftrennung weder eine signifikante Wirkung auf technische Kapazitäten noch auf deren kommerzielle Nutzung. Die Marktsituation würde dem Status Quo sehr ähneln.

Wenn vorrangiger Zugang zu den Übertragungskapazitäten an den neuen Grenzen nicht gewährt werden könnte, könnten sich die kommerzielle Nutzung der Übertragungskapazitäten und somit auch das Marktergebnis ändern. Exporte von Strom aus erneuerbaren Energien aus Gebotszonen mit Erzeugungsüberschuss in ausländische Zonen könnten ansteigen, während der Anteil an (importierter plus vor Ort erzeugter) Energie aus Erneuerbaren in den anderen Gebotszonen (z. B. Süddeutschland) sinken würde. Das gegenwärtige nationale Fördersystem für erneuerbare Energien müsste jedoch angepasst werden, um zu einem solchen Fall kompatibel zu sein, da es sich implizit auf eine einzige deutsche Gebotszone stützt. Eine solche Anpassung müsste vor einer Auftrennung der Gebotszone in Kraft treten. Dies wiederum zeigt, dass eine Entscheidung für eine Auftrennung von Gebotszonen nicht unabhängig erfolgen kann sondern in Wechselwirkung mit anderen Prozessen und Zielen der Energiepolitik steht.

Anwendung auf Deutschland–Österreich

4.3 Schritt 3 – Ökonomische Analyse

Im Folgenden wenden wir einige Aspekte der in Abschnitt 3.6 definierten Kosten-Nutzen-Analyse auf die Gebotszone Deutschland-Österreich an.

Dabei ist anzumerken, dass es sich um eine „als-ob“ Kosten-Nutzen-Analyse handelt, d.h. wir behandeln die Gebotszone Deutschland-Österreich so, „als ob“ es einen strukturellen und anhaltenden Engpass gäbe.

Die Analyse ist wie folgt aufgebaut:

- In einem ersten Schritt definieren wir den **Status Quo** und das **Market Splitting** für Deutschland-Österreich.
- Danach analysieren wir die Auswirkungen des Market Splitting auf die Marktkonzentration und beschreiben die größten Herausforderungen und Risiken, die von der Marktkonzentration ausgehen.
- Basierend auf den identifizierten Herausforderungen und Risiken analysieren wir dann die Auswirkungen von Market Splitting auf die statische und dynamische Effizienz.
- Außerdem gehen wir auf potenzielle Transaktionskosten ein.

Im Zuge der Analyse beschreiben wir Alternativen zum Market Splitting, die ohne eine massive Änderung des Marktdesigns zur Behebung eines strukturellen Engpasses verwendet werden können und berücksichtigen dabei die neuen Instrumente des dritten Energiepakets der Europäischen Kommission, z.B. den „Ten Year Network Development Plan“.⁷²

Dies sehen wir als wichtig und notwendig an, um einen weiteren Blickwinkel in der aktuellen – vielleicht zu eng gefassten – Diskussion zum Market Splitting zu erhalten.

4.3.1 Definition – Status Quo und Market Splitting

Status Quo – Deutschland-Österreich

Deutschland-Österreich ist derzeit in einer Gebotszone zusammengefasst. Die für die folgende Diskussion wichtigen Hauptmerkmale dieser Gebotszone sind:

- **Engpassmanagement durch kostenorientierten Redispatch** – Redispatched Kraftwerke werden entsprechend ihrer Kosten kompensiert, wobei die Angemessenheit der Kosten periodisch überprüft wird.

⁷² In Abschnitt 2.2.3. nannten wir bereits eine Option, wie die Berechnung der Net Transfer Capacities durch die Einführung von mehr Dynamik verbessert werden kann.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

- **Keine Standortanreize** – Aufgrund des einheitlichen Preises innerhalb einer Gebotszone gibt es keine Standortanreize durch Strompreise für Erzeuger und Nachfrage. Darüber hinaus werden auch keine anderen Instrumente für Standortanreize (wie örtliche Übertragungstarife oder Auktionierung von Erzeugungsstandorten) in Deutschland genutzt.⁷³
- **Großhandelsmarkt** – Es gibt einen Großhandelsmarkt für Deutschland-Österreich. Die Strombörse EEX setzt den Referenzpreis für OTC Stromverträge und liefert Liquidität für den Spot- und Forwardmarkt. Es gibt keine Abweichung zwischen dem Preis, den ein Teilnehmer auf dem Spotmarkt bezahlt oder erhält und dem Preis zu dem finanzielle Verträge der EEX abgewickelt werden. Daher gibt es in der Gebotszone Deutschland-Österreich kein finanzielles Risiko (siehe Abschnitt 3.6.8) bezüglich des Erzeugungsortes und des Ortes der physischen Lieferung und folglich keine diesbezüglichen Hedgingprodukte.⁷⁴ Lieferort ist für alle Forwardverträge die gesamte Gebotszone Deutschland-Österreich.⁷⁵

Market Splitting – Deutschland-Österreich

Nach ERGEG (2010) sollte das Market Splitting entlang struktureller Engpässe stattfinden. In Abschnitt 2.2.1 haben wir die Übertragungsleitung *Remptendorf-Redwitz* identifiziert, die historisch von Engpässen betroffen war. Daher definieren wir für die weitere hypothetische Analyse *Remptendorf-Redwitz* als den strukturellen “als-ob-Engpass” und teilen die Gebotszone in zwei Zonen entlang *Remptendorf-Redwitz* (**Abbildung 27**) auf. Wir erhalten:⁷⁶

- *Gebotszone Nord* – Diese besteht aus der Regelzone von 50HzT und der Nordhälfte von TenneT Deutschland. Aufgrund der Verteilung von Erzeugung und Last in Deutschland gehen wir davon aus, dass dies die Niedrigpreiszone ist.
- *Gebotszone Süd* – Diese besteht aus der Regelzone von Amprion, EnBW und der Südhälfte von TenneT Deutschland. Aufgrund der Verteilung von Erzeugung und Last in Deutschland gehen wir davon aus, dass dies die Hochpreiszone ist.

⁷³ Dies trifft auch auf Österreich zu.

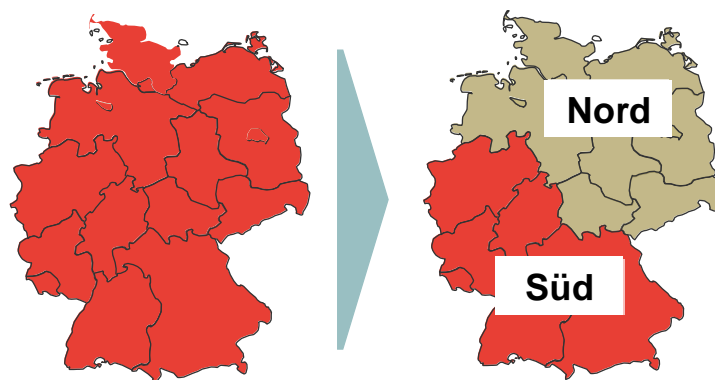
⁷⁴ Von Oktober 2003 bis Ende 2005 wurden eSpreads, CfD-ähnliche Verträge auf die Differenz zwischen Day-Ahead-Preisen für Base- und Peak-Produkte der Energy Exchange Austria (EXAA) und European Energy Exchange (EEX), an der EXAA aufgelegt. Aufgrund unzureichender Handelsaktivitäten mit eSpreads wurden diese jedoch wieder vom Markt genommen.

⁷⁵ Rechtlich gesehen ist dies die Regelzone von Amprion.

⁷⁶ In der folgenden Analyse schließen wir Österreich aus. Dies hat jedoch keine Auswirkung auf die Ergebnisse.

Im Folgenden passen wir zur didaktischen Vereinfachung die Grenze der Gebotszone Nord und Gebotszone Süd an die Grenzen der deutschen Bundesländer an – diese stimmen annähernd mit denen der Regelzonen überein. Bei der Berechnung des Konzentrationsmaßes weisen wir die Erzeugungskapazitäten entsprechend den Grenzen der Bundesländer zu. Es muss angemerkt werden, dass diese Vereinfachung keine Auswirkung auf das grundsätzliche Ergebnis unserer Analyse hat (bei der Zuteilung nach Bundesländern gibt es nur geringfügige Unterschiede gegenüber einer Zuteilung nach den genauen Grenzen der Regelzonen).

Abbildung 27. Market Splitting Deutschland (exkl. Österreich)⁷⁷



Quelle: Frontier Economics/Consentec

Ferner machen wir folgende Annahmen für die Situation mit Market Splitting:

- **Engpassmanagement durch kostenorientierten Redispatch** – Sowohl in der Gebotszone Nord als auch Süd wird in Zukunft zusätzlich zum Market Splitting Engpassmanagement erforderlich sein. Die angewandte Methode wird – wie auch heute – ein kostenorientierter Redispatch sein.
- **Standortanreize durch Strompreise** – Gemäß dem “als-ob” strukturellen Engpass nehmen wir an, dass Engpässe zwischen den zwei Gebotszonen zeitweise bindend sein werden, was häufig zu Unterschieden in Strompreisen führt. Dies würde zu Standortanreizen für die Marktteilnehmer führen.
- **Großhandelsmarkt** – Wir gehen davon aus, dass der Großhandelsmarkt wie in **Option 1** in Abschnitt 3.6.8 organisiert ist. Dies bedeutet, dass der Großhandelsmarkt sowohl die Gebotszone Nord als auch Süd abdeckt und der Marktbetreiber einen Systemspotpreis als Referenzpreis für die Forward Verträge definiert.

⁷⁷ Die Grenzen der Gebotszonen orientieren sich an den Grenzen der deutschen Bundesländer.

4.3.2. Market Splitting – Auswirkungen auf die Marktkonzentration

Übersicht

Durch Market Splitting wird die Größe der Gebotszone verkleinert. In einem ersten Schritt analysieren wir anhand von Konzentrationsmaßen, wie sich dies auf die Marktkonzentration auswirkt. Konzentrationsmaße sind ein nützlicher (jedoch nicht hinreichender) erster Indikator zur Analyse potenzieller Marktmacht und werden häufig von Wettbewerbsbehörden genutzt. Zur Untersuchung, ob ein einzelner Marktteilnehmer eine marktbeherrschende Position hat, errechnen die Wettbewerbsbehörden den Marktanteil des größten Unternehmens (CR1). Das Potenzial für eine gemeinsame Marktbeherrschung wird anhand der Marktanteile der größten zwei (CR2) bis fünf Unternehmen (CR5) überprüft.

Nach § 19 Abs. 3 des deutschen Wettbewerbsrechts wird von einer marktbeherrschenden Position gesprochen, wenn der Marktanteil (CR1) eines Unternehmens in einem Produkt- und geografischen Markt über 30% liegt. Von einer gemeinsamen Marktbeherrschung wird ausgegangen, wenn für 2-3 Unternehmen (CR2 und CR3) der gemeinsame Marktanteil 50% übersteigt bzw. für 4-5 Unternehmen (CR4 und CR5) größer als 66% ist.

Die EU „Merger Guidelines“ sehen auch Grenzbereiche für Marktbeherrschung vor. Bei Fusionsfällen ist ein Marktanteil über 50% *per se* ein Indikator für Marktbeherrschung. Jedoch kann Marktbeherrschung auch schon bei Marktanteilen unter 50% vorliegen.

Im Folgenden berechnen wir indikative Konzentrationsmaße für die Gebotszonen Nord und Süd⁷⁸ anhand der installierten Kapazitäten in diesen Gebotszonen basierend auf Platts Daten für Juli 2010 (dabei berücksichtigen wir das Moratorium für Kernkraftwerke, d.h. die Schließung von 8 Kernkraftwerken). Wir gehen zur Vereinfachung davon aus, dass kein Stromaustausch zwischen den Gebotszonen stattfindet und konzentrieren uns ausschließlich auf den geografischen Markt Deutschland⁷⁹. Bei der Definition des relevanten Marktes unterscheiden wir zwei Fälle:

- *Frontier Economics Fall* – der Erzeugungsmarkt beinhaltet Erneuerbare Energien;
- *Bundeskartellamt Fall* – Erneuerbare werden im Erzeugungsmarkt nicht berücksichtigt.

⁷⁸ Die Grenzen der Gebotszonen orientieren sich an den Grenzen der deutschen Bundesländer.

⁷⁹ Dies führt zu einer Überschätzung der Konzentrationsgrade, da wir den Wettbewerbsdruck von außerhalb der Gebotszone (welche bis zur Höhe der verfügbaren Interkonnektorenkapazitäten zwischen benachbarten Gebotszonen ansteigen kann) nicht berücksichtigen.

Die resultierenden Konzentrationsmaße werden dann verglichen mit:

- dem Status Quo; und
- den Schwellenwerten für Konzentrationsmaße im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB).

Sind die Konzentrationsmaße höher als beim Status Quo, wirkt sich das Market Splitting nachteilig auf den Wettbewerb aus.

Berechnung der Marktkonzentration – Frontier Economics Fall

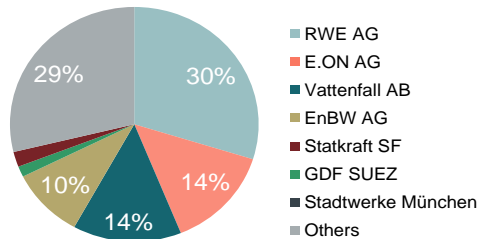
Tabelle 3. Marktkonzentrationsgrad 2010 – Frontier Economics Fall (mit Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs)

	GWB Schwellen- wert	Status Quo	Gebotszone Nord	Gebotszone Süd
CR1	30%	30%	37%	42%
CR3	50%	58%	57%	72%
CR5	66%	69%	64%	75%

Quelle: Frontier Economics

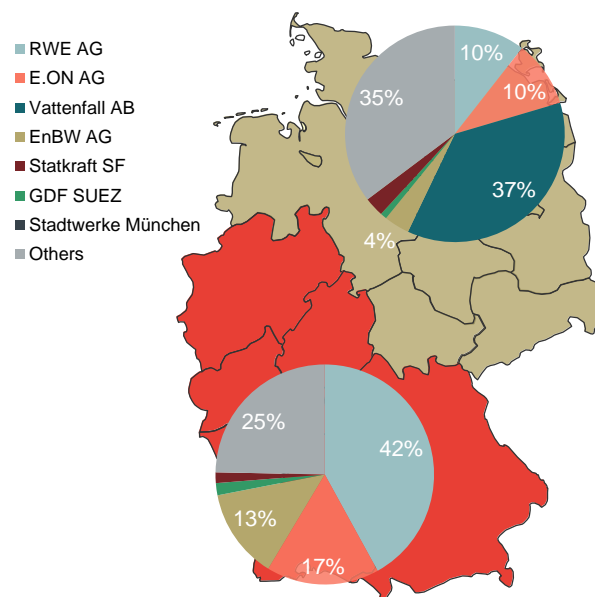
Basierend auf der weiteren Produktmarktdefinition (inklusive Erneuerbare) liegt der Status Quo der Marktkonzentration in Deutschland nahe oder unter dem im GWB definierten Schwellenwert (**Tabelle 3, Abbildung 28**). RWE hat den größten Marktanteil basierend auf der installierten Kapazität (30%), gefolgt von E.ON (14%) und Vattenfall (14%). CR3 und CR5 liegen über den GWB-Schwellenwerten.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

Abbildung 28. Status Quo Marktstruktur Deutschland (Frontier Economics Fall)

Quelle: Frontier Economics, Platts

Ein Market Splitting in zwei Gebotszonen erhöht die Konzentrationsmaße über die kritischen GWB-Werte besonders in der Gebotszone Süd (CR1: 42%; CR3: 72%; CR5: 75%, **Abbildung 29**). Darüber hinaus entstehen zwei regional starke Unternehmen mit RWE (42%) im Süden und Vattenfall (37%) im Norden.

Abbildung 29. Marktstruktur Gebotszonen Nord und Süd (Frontier Economics Fall)

Quelle: Frontier Economics

Die obigen indikativen Berechnungen zeigen, dass die Konzentrationsmaße in den Gebotszonen Nord und Süd im Vergleich zum Status Quo ansteigen

Anwendung auf Deutschland-Österreich

würden. Diese würden auch im Fall einer weiteren Marktdefinition (inklusive Erneuerbare) über die kritischen GWB-Schwellenwerte ansteigen.⁸⁰

Berechnung der Marktkonzentration– Bundeskartellamt Fall

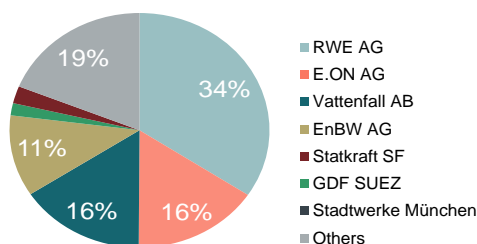
Im *Bundeskartellamt Fall*, bei dem Erneuerbare nicht in der Marktdefinition enthalten sind, sind die Ergebnisse noch deutlicher. Basierend auf einer Produktmarktdefinition exklusive Erneuerbare sind die Konzentrationsmaße für den Status Quo über den kritischen GWB-Schwellenwerten (**Tabelle 4, Abbildung 30**).

Tabelle 4. Marktkonzentration 2010 – Bundeskartellamt Fall (mit Kernenergieausstieg)

	GWB Schwellen- wert	Status Quo	Gebotszone Nord	Gebotszone Süd
CR1	30%	34%	45%	46%
CR3	50%	66%	69%	79%
CR5	66%	79%	77%	82%

Quelle: Frontier Economics

Abbildung 30. Marktstruktur Deutschland (Bundeskartellamt Fall)



Quelle: Frontier Economics

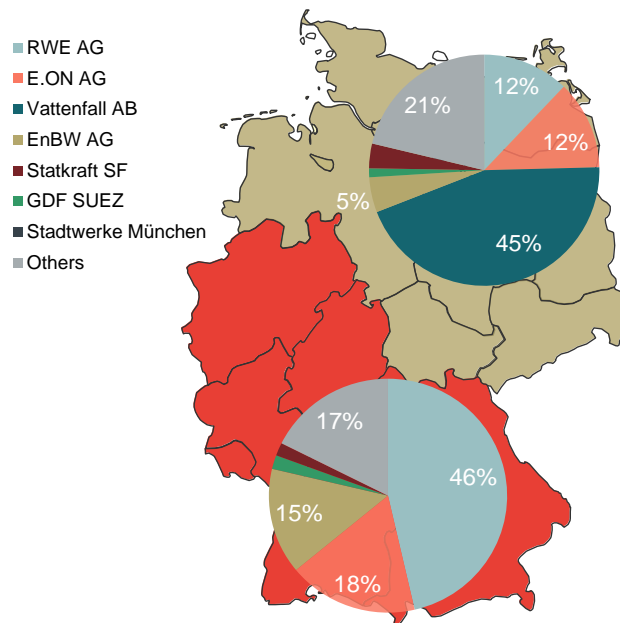
Eine Aufteilung Deutschlands in zwei Gebotszonen erhöht die Konzentrationsmaße noch weiter (**Abbildung 31**).

⁸⁰ Unter Berücksichtigung von Import-/Exportmöglichkeiten könnten die Konzentrationsmaße sinken. Die Tendenz bleibt jedoch gleich.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

In beiden Gebotszonen erhöht sich CR1 beachtlich im Vergleich zum Status Quo auf 45% bzw. 46% und erreicht damit fast den Schwellenwert der EU „Merger Guidelines“ von 50%. Es gibt zwei regional starke Unternehmen: RWE (46%) im Süden und Vattenfall (45%) im Norden.⁸¹

Abbildung 31. Marktstruktur Gebotszonen Nord und Süd (Bundeskartellamt Case)



Quelle: Frontier Economics

Market Splitting und Marktkonzentration – Ergebnis

Auf Basis unserer indikativen Berechnungen gehen wir davon aus, dass Market Splitting die Konzentrationsmaße im Vergleich zum Status Quo erhöht – besonders wenn Engpässe an der neu festgelegten Grenze bindend werden. Darüber hinaus würde sich basierend auf der Marktdefinition des *Bundeskartellamtes* in Gebotszone Nord und Süd jeweils ein sehr starker Marktteilnehmer (mit einem Marktanteil von über 40%) ergeben. In Abschnitt 2.4 haben wir bereits darauf hingewiesen, dass das Bundeskartellamt immer noch Bedenken zur Wettbewerbsfähigkeit im (gesamt-)deutschen Erzeugungsmarkt hat. Daher gehen wir davon aus, dass sich diese Bedenken im Fall eines Market Splittings noch verschärfen würden. Außerdem wirkt ein Market Splitting den strukturellen Maßnahmen entgegen, die die EU-Kommission und das

⁸¹ Die Berücksichtigung der Import-/Exportmöglichkeiten lässt Konzentrationsmaße eher sinken, die Tendenz bleibt jedoch die gleiche.

Bundeskartellamt in der Vergangenheit unternommen haben, um die Marktkonzentration im deutschen Strommarkt zu reduzieren.

Fazit – Marktkonzentration

Market Splitting erhöht die Marktkonzentration innerhalb der neu festgelegten kleineren Gebotszonen im Vergleich zum Status Quo. Dies bedeutet, dass sich ein Market Splitting **nachteilig auf den Wettbewerb** auswirken kann.

4.3.2 Market Splitting und Status Quo – Offenlegung von Marktbeherrschung?

Auf den ersten Blick verändert Market Splitting nicht das physische Netz und hätte daher keine Auswirkung auf die „physische“ Marktbeherrschung. Es würde lediglich eine „versteckte“ Marktbeherrschung im Redispatch-Markt offen legen und diese in den Day-Ahead-Markt verschieben. Dieses Argument könnte allerdings für den Fall Deutschland-Österreich nicht gültig sein. Aufgrund des kostenorientierten Engpassmanagements (Redispatch) im Status Quo wird die Marktbeherrschung im Redispatch-Markt kontrolliert bzw. reguliert. Darüber hinaus erwarten wir basierend auf den Ergebnissen aus Abschnitt 4.3.1., dass Market Splitting das Problem der Marktmacht, welches derzeit im „kleineren“ Redispatch-Markt reguliert ist, in den größeren „transparenten“ Day-Ahead-Markt verschiebt.

Fazit – Offenlegung von Marktbeherrschung

Market Splitting wird keine Marktbeherrschung im Redispatch-Markt aufdecken, da dieser (im Status Quo) praktisch reguliert wird. Im Gegenteil könnte **Market Splitting zu einem Problem mit Marktmacht im größeren Day-Ahead-Markt** führen.

4.3.3 Market Splitting – Statische Effizienz

Ein Nachteil des derzeitigen kostenorientierten Engpassmanagements ist, dass dieses keine kurzfristigen Inputpreisveränderungen von Erzeugern berücksichtigt (da Redispatch-Entscheidungen auf Basis von Standardannahmen bezüglich der Kraftwerkskosten getroffen werden). Daher ist ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz nicht immer sichergestellt.

Market Splitting entlang des strukturellen Engpasses kann kurzfristige Inputpreisveränderungen in der Kraftwerkseinsatzentscheidung berücksichtigen, falls die Erzeuger in ihren täglichen Geboten darauf reagieren. Daher könnten die gesamten Systemkosten in den Gebotszonen Nord und Süd geringer als im Status Quo sein.

Es bleiben jedoch zwei Vorbehalte:

Anwendung auf Deutschland-Österreich

- Aus technischer Sicht erfordert das kostenminimierende Engpassmanagement einen nodalen Ansatz, wobei der Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerke abhängig von ihrer Wirkung auf den Netzengpass redispatcht. Market Splitting berücksichtigt nicht den Kraftwerksstandort innerhalb der Gebotszone für die Bestimmung der Merit Order. Daher können im Vergleich zum Status Quo mehr redispatchte Erzeugungskapazitäten zur Behebung des Engpasses notwendig sein, was sich auf die Merit Order in den Gebotszonen Nord und Süd auswirkt. Dies kann einen kostenminimalen Kraftwerkseinsatz verhindern.
- Ob und in welchem Ausmaß die Erzeuger in ihren täglichen Geboten auf kurzfristige Inputpreisänderungen reagieren, ist vom Wettbewerb abhängig. Wie in Abschnitt 4.3.1. beschrieben, würden sich die Konzentrationsmaße in den Gebotszonen Nord und Süd im Vergleich zum Status Quo erhöhen. Daher wird der Wettbewerbsdruck, auf kurzfristige Preisänderungen in den Day-Ahead-Geboten zu reagieren, sinken. Eine höhere Marktkonzentration erhöht die Möglichkeit, dass im Day-Ahead-Großhandelsmarkt in den Gebotszonen Nord und Süd (falls die Beschränkungen der Übertragungskapazitäten bindend sind) Marktmacht ausgeübt wird. Als Folge dessen könnten die Systemkosten steigen und damit die Nutzen des Market Splitting im Vergleich zum Status Quo verringern.

Fazit – Statische Effizienz

Ein Market Splitting ermöglicht den Erzeugern und Übertragungsnetzbetreibern eine Berücksichtigung von kurzfristigen Inputpreisveränderungen für Gebote, die Engpässe korrigieren. Dies könnte zu Kosten- und Preisreduktionen zu Gunsten der Energiekunden führen. Jedoch funktioniert die rechtzeitige Preisanpassung nur für Kraftwerke, die durch Market Splitting und nicht durch das traditionelle System redispatched werden. Beim Market Splitting könnten sich jedoch **zwei Effekte** ergeben, die den **Kostenersparnissen aufgrund kurzfristiger Inputpreisanpassungen entgegenwirken**:

- Höhere Kosten, wenn der **“Redispatch”** durch Market Splitting nicht **optimal** ist (dies ist wahrscheinlich);
- Höhere Kosten durch größere **Marktkonzentration im Spotmarkt**.

4.3.4 Market Splitting – Standortanreize für Kraftwerke

Aus der aktuellen Debatte über den künftigen Stromerzeugungsmix in Deutschland lassen sich zwei Tendenzen ableiten:

- *Gaskraftwerke*⁸² – als umweltfreundlichste konventionelle thermische Technologie wird die Bedeutung von Gaskraftwerken in Zukunft steigen.
- *Erneuerbare Energien* – der Anteil der Erneuerbaren Energien – vor allem Windenergie – wird in Zukunft steigen.

Diese Tendenzen werfen zwei Fragen auf:

- Besteht die Notwendigkeit von Standortanreizen für optimale Standortentscheidungen für Erzeugungstechnologien?
- Inwieweit können Standortanreize Engpässe beseitigen und somit Investitionen in Übertragungsleitungen ersetzen?

Im Folgenden konzentrieren wir uns auf konventionelle Kraftwerke. In Abschnitt 4.3.6. gehen wir dann auf Erneuerbare Energien ein.

Standortanreize – sind diese notwendig?

In Frontier Economics/Consentec (2008)⁸³ analysierten wir den Nutzen von regional differenzierten Übertragungsnetztarifen, um Anreize für eine verbrauchsnahe Errichtung neuer Kraftwerke zu schaffen. Dies könnte dann vorteilhaft sein, wenn der Brennstofftransport zu Kraftwerken günstiger wäre als der Stromtransport. Dazu verglichen wir die Stromtransportkosten von Kraftwerken zu entfernten Lastzentren mit den Primärenergietransportkosten für verbrauchsnahe Kraftwerke, um die Notwendigkeit für Standortanreize für den deutschen Strommarkt zu analysieren. Die wichtigsten Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- *Gaskraftwerke* – die Stromtransportkosten zu Lastzentren sind höher als die Gastransportkosten zu Kraftwerken, die in der Nähe der Lastzentren angesiedelt sind.
- *Kohlekraftwerke entlang des Rheins* – die Stromtransportkosten zu Lastzentren sind höher als die Kohletransportkosten zu Kraftwerken, die in der Nähe der Lastzentren angesiedelt sind.
- *Kohlekraftwerke abseits des Rheins* – die Stromtransportkosten zu Lastzentren sind niedriger als die Kohletransportkosten zu Kraftwerken, die in der Nähe der Lastzentren angesiedelt sind.

⁸² Wie in Abschnitt 3.6.3 beschrieben klassifizieren wir diese als “Technologien mit freier Standortwahl”.

⁸³ Frontier Economics/Consentec, *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2008.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

Die Hauptergebnisse zeigen die Notwendigkeit und den Nutzen von Standortanreizen für Gaskraftwerke sowie Kohlekraftwerke entlang des Rheins.

Standortanreize durch Strompreise – Stärke von Preissignalen

Market Splitting würde zu Anreizen für Erzeuger/ Investoren führen, an einem bestimmten Standort, in der Regel in der hochpreisigen Gebotszone, zu investieren. Die Auswirkung auf die Investitionen der Erzeuger wird von der (erwarteten) Größe der Preisdifferenz zwischen der Gebotszone Nord und Süd abhängen. Angesichts der Erfahrung in Italien mit Gebotszonen und Investitionen in Gaskraftwerke, ist die Auswirkung der Preisunterschiede in den sechs Gebotszonen auf Standortentscheidungen nicht eindeutig (siehe Abschnitt 3.6.3)

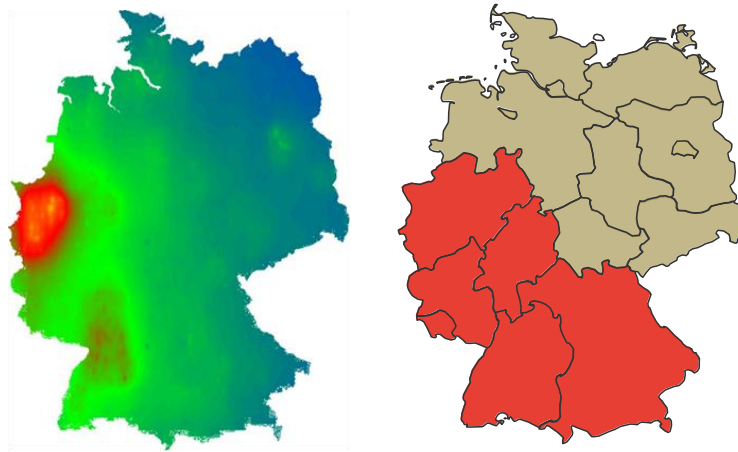
Daher sind die Standortsignale an Investoren durch Market Splitting nur effektiv, wenn es zwischen der Gebotszone Nord und der Gebotszone Süd in vielen Stunden im Jahr große Preisunterschiede gibt. Angesichts des Engpasses im deutschen Übertragungsnetz, d.h. mit derzeit nur einer Übertragungsleitung mit häufigem Engpass, ist es unklar, ob diese Bedingung derzeit oder in der nahen Zukunft erfüllt wird.

Standortanreize durch Strompreise – Genauigkeit des Preissignals

Market Splitting führt zu Standortanreizen *zwischen* Gebotszonen durch unterschiedliche Strompreise. Jedoch gibt es keine Standortanreize durch Strompreise *innerhalb* der Gebotszonen. Zur Optimierung der Behebung von Engpässen können jedoch die Standortanreize nur zwischen den Gebotszonen nicht ausreichend und genauere Standortsignale wünschenswert sein.

Ob dies in Deutschland der Fall ist, kann durch einen Vergleich der Lastdichte in Deutschland mit den Gebotszonen Nord und Süd veranschaulicht werden (**Abbildung 35**). Im Fall von lokalen Strompreisen je Zone und der Gebotszone Süd als Hochpreiszone, macht es für Investoren keinen Unterschied, wo genau in der Gebotszone Süd sie investieren. Jedoch ist dies sehr wohl für den Engpass entscheidend: Investitionen im Westen der Gebotszone Süd, wo die Lastzentren angesiedelt sind, haben wahrscheinlich eine größere Auswirkung auf den Engpass als Investitionen im Südosten dieser Zone.

Abbildung 32. Geschätzte Lastdichte in Deutschland (rot/gelb: hohe Lastdichte, blau: geringe Lastdichte) und Gebotszonen bei Market Splitting⁸⁴



Quelle: Frontier Economics/Consentec

Daher spricht einiges dafür, die Standortsignale aus zonalen Strompreisen durch zusätzliche Maßnahmen zu ergänzen.

Eine Möglichkeit hierfür wäre eine Verkleinerung der Gebotszone auf ein nodales Niveau, d.h. nodale Strompreise als Standortsignale zu nutzen. Dieser Ansatz hat jedoch einige Nachteile, auf die wir in Abschnitt 3.6.3 (Seite 63) und Abschnitt 5.1 eingehen.

Eine weitere Option zur Ergänzung der Standortanreize von Market Splitting stellen regional differenzierte Übertragungsnetztarife dar, d.h. durch Entry-/Exit-Pricing. Dies ist einer der Ansätze, die in Frontier Economics/Consentec (2008) als Option für Standortanreize in Deutschland untersucht wurden. Standortanreize durch Übertragungsnetztarife haben einige Vorteile:

- langfristige Verlässlichkeit der Tarife;
- geringe Volatilität der Tarife; sowie
- Möglichkeit von nodalen Anreizen, wenn erwünscht.

Jedoch können die Standortanreize basierend auf regional differenzierten Übertragungsnetzтарifen jene aus dem Market Splitting nicht nur ergänzen, sondern auch ersetzen.

Daraus folgt, dass Standortsignale basierend auf regional differenzierten Übertragungsnetzтарifen auch im Status Quo umgesetzt werden können. Somit können die Nachteile des Status Quo (d.h. keine Standortanreize) verringert

⁸⁴ Wir gleichen die Grenzen der Gebotszonen den Grenzen der deutschen Bundesländer an.

werden, ohne das bestehende Marktdesign zu verändern. Darüber hinaus gäbe es keine Auswirkungen auf die Marktliquidität, die Marktkonzentration, bestehende IT-Systeme, etc. Regional differenzierte Übertragungsnetztarife können jedoch im Unterschied zu Market Splitting keine kurzfristigen Engpässe beheben.⁸⁵

Standortanreize – Preisvolatilität und flexible Technologien

In Abschnitt 3.6.3 diskutieren wir die Bedeutung von Preisvolatilität als Investitionsanreiz für flexible Erzeugungstechnologien, die für die Integration volatiler Erzeugung (besonders aus Windkraft) ins Stromsystem notwendig sind.

Market Splitting führt zu zwei Gebotszonen: In der Gebotszone Nord besteht derzeit ein hoher Anteil von volatiler Erzeugung im Erzeugungsmix, der künftig weiter an Bedeutung gewinnen wird (siehe Abschnitt 4.3.6). Infolgedessen würden wir aufgrund des künftigen Erzeugungsmixes der Gebotszone Nord einen Anstieg der Preisvolatilität im Vergleich zum Status Quo erwarten. Dies könnte die Attraktivität der Gebotszone Nord für Investoren in flexible Erzeugungstechnologien und/oder Speicher erhöhen, da diese Technologien von Preisspitzen und -volatilität profitieren. Dies würde die Auswirkungen von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien auf das Stromsystem mildern.

Jedoch bleiben einige wesentliche Vorbehalte gegenüber den positiven Auswirkungen des Market Splitting bestehen:

- Das Preissignal ist nur wirksam, wenn Preisspitzen (die für die Profitabilität von flexiblen Technologien die richtigen Anreize setzen) im Spotmarkt erlaubt sind und vom Regulierer oder den Wettbewerbsbehörden auch akzeptiert werden. Es gibt jedoch einen Zusammenhang zwischen der Akzeptanz von Preisspitzen und der Marktkonzentration im Spotmarkt. Je höher die Marktkonzentration ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Wettbewerbsbehörden davon ausgehen, dass Preisspitzen ein Anzeichen für Marktmachtmisbrauch sind. Wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, wird sich die Marktkonzentration in der Gebotszone Nord im Vergleich zum Status Quo erhöhen. Daher wird sich die Wahrscheinlichkeit, dass Wettbewerbsbehörden auf Preisspitzen in der Gebotszone Nord reagieren, im Vergleich zum Status Quo vergrößern – dies ist unabhängig davon, ob die Preisspitzen auf Marktmacht zurückzuführen sind oder nicht.
- Eine Möglichkeit wäre, in der Gebotszone Nord Preisobergrenzen für Spotmarktpreise einzuführen. Je nachdem, wie hoch die Preisobergrenze ist, kann dies die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition verringern oder

⁸⁵ Dies stellt kein Problem dar, wenn es hauptsächlich darum geht, mittel- oder langfristig Standortanreize zu schaffen und nicht, auf statische Entscheidungen zum Kraftwerkseinsatz zu reagieren.

zu Nichte machen. Investoren werden die Wahrscheinlichkeit von Regulierungsmaßnahmen in ihren Investitionsberechnungen berücksichtigen. Dies könnte den Investitionsanreiz aus höherer Preisvolatilität verringern.

Eine weitere Option, den Investoren Profitmöglichkeiten zu geben, könnte darin bestehen, das Engpassmanagementregime im Status Quo von einem kostenorientierten zu einem marktbasierten Redispatch-System zu ändern. In diesem Fall wird die Preisvolatilität in den (nodalen) Redispatch-Markt übertragen und Investoren können von Preisspitzen profitieren, die zu Erlösen weit über den variablen Kosten führen. Der Wechsel von einem kosten- zu einem marktbasierten Engpassmanagement kann jedoch ein Marktmachtproblem im Redispatch-Markt herbeiführen. Verglichen mit dem Marktmachtproblem im Spotmarkt in der Gebotszone Nord kann dies ein kleineres Problem mit geringeren Auswirkungen auf die gesamten Preisniveaus sein. Jedoch ist es unklar, wie die Möglichkeit des regionalen oder nodalen Missbrauchs der Marktmacht im Redispatch-Markt die Bieterstrategien der Unternehmen im Spotmarkt beeinflusst.

Obwohl Preisvolatilität in der Theorie die richtigen Standortsignale an Investoren senden *kann*, bleibt immer noch die Frage, ob die Ausnutzung der Preisvolatilität genug erwartete Erlöse bietet, um die höheren Kapitalkosten aufgrund höherer Risiken für Investoren zu decken. Oder anders ausgedrückt, die Frage bleibt bestehen, ob andere zuverlässigere langfristige Anreizsysteme, die auch im Status Quo umgesetzt werden könnten, z.B. eine Art Kapazitätszahlungen für flexible Erzeugung, ähnliche Standortsignale senden jedoch bei geringeren Risiken und geringeren Kapitalkosten.

Fazit – Standortanreize für Kraftwerke

Market Splitting würde **regional differenzierte Standortsignale in der Gebotszone Deutschland-Österreich** setzen. Der Vergleich von Strom- und Primärbrennstoff-Transportkosten deutet auf die **Notwendigkeit und die Nützlichkeit von Standortortsignalen** für Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke entlang des Rheins hin. Des Weiteren kann eine höhere Preisvolatilität in den kleineren Gebotszonen Nord und Süd Standortsignale für eine flexible Erzeugung senden.

Jedoch bleiben einige **Vorbehalte** bestehen:

- Es ist unklar, ob **das Preissignal** vom Market Splitting **standortspezifisch präzise genug** ist, um eine sinnvolle Standortwahl herbeizuführen.
- Es ist unklar, ob die **Preisunterschiede vom Market Splitting, die auf den aktuellen Engpässen beruhen, hoch genug** sind, um effektive Standortentscheidungen herbeizuführen.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

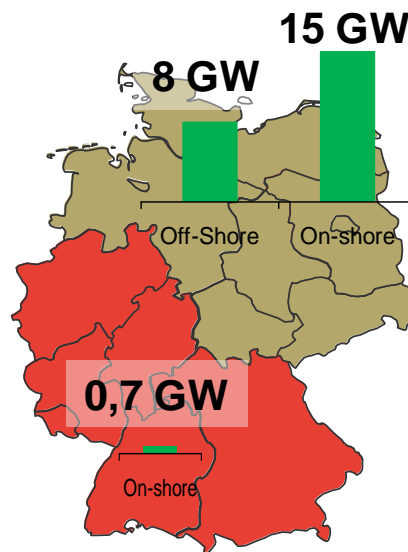
- Es ist **unklar**, ob Erzeuger von der Preisvolatilität profitieren können oder, ob sie **regulatorische Eingriffe** fürchten müssen.

Des Weiteren ist es wahrscheinlich, dass Standortsignale auch durch andere Instrumente, z.B. regional differenzierte Übertragungsnetztarife, im Status Quo gesetzt werden können, welche zumindest so präzise und verlässlich wie die durch Market Splitting erzielten Standortsignale sind.

4.3.5 Market Splitting – Standortanreize und Erneuerbare

Wie in Abschnitt 3.6.4 diskutiert, ist die Wirkung der Standortsignale von der Reaktionsfähigkeit der Investoren (welche in unterschiedliche Erzeugungstechnologien investieren können) auf Marktpreise abhängig. Investitionen in Erneuerbare reagieren tendenziell nur sehr eingeschränkt auf Marktpreissignale, da zum Großteil die Erlöse aus Einspeisetarifen oder anderen Förderprogrammen stammen und somit unabhängig vom Marktpreis sind.

Zur Unterstützung der Erneuerbaren-Ziele der EU hat sich Deutschland ambitionierte Klima- und Erneuerbaren-Ziele gesetzt zur Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energie am gesamten Energiemix. Es wird erwartet, dass der Großteil des Ausbaus der Winderzeugung in Deutschland Offshore und in Küstenregionen im Norden Deutschlands erfolgt (**Abbildung 33**). Unter der Annahme, dass die Gebotszone Nord tendenziell die Niedrigpreiszone sein wird, ist zu erwarten, dass künftig erhebliche Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazitäten, d.h. in Windkraft, nicht auf Standortsignale durch Strompreise aufgrund des Market Splitting reagieren werden. Market Splitting löst nicht das Problem, die erzeugte Windenergie zu den Lastzentren im Süden zu transportieren.

Abbildung 33. Prognostizierte Windkapazität in Deutschland

Quelle: DENA

Wie im vorigen Abschnitt diskutiert, kann Market Splitting den Einfluss der Winderzeugung durch Preissignale an flexible konventionelle Erzeugungstechnologien entschärfen.

Zur Integration der künftigen volatilen Erzeugung aus Erneuerbaren, insbesondere Wind, erscheint eine Verstärkung des Übertragungsnetzes unumgänglich, um den durch Windkraft erzeugten Strom zu

- den Lastzentren innerhalb Deutschlands; und
- den Speichern, z.B. Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen, zur Zwischenspeicherung,

zu transportieren.

Fazit – Standortsignale und Erneuerbare

Zur Integration der Winderzeugung (mit vorrangigem Zugang) in das Stromsystem ist die **Erweiterung des Übertragungsnetzes unumgänglich**. Market Splitting oder andere Anreizsysteme innerhalb des Status Quo können bestenfalls den Einfluss einer volatileren Erzeugung auf die Nutzung des Übertragungsnetzwerkes mildern. Solange es keine Standortsignale für die Ansiedlung Erneuerbarer Energien gibt, wird das Grundproblem der Netzengpässe nicht behoben.

4.3.6 Market Splitting – Anreize für Investitionen ins Übertragungsnetz

In Deutschland herrscht breiter Konsens zwischen Politik, der Öffentlichkeit, Wissenschaftlern und Stromunternehmen, dass neue Übertragungsleitungen notwendig sind, um insbesondere die Windenergie in das Stromsystem zu integrieren. Zum Beispiel schätzte die DENA I⁸⁶ Studie, dass bis 2015 Deutschland 850 km zusätzliche Leitungen benötigt werden, und die DENA II⁸⁷ Studie schätzte zusätzliche 3.600 km für den Zeitraum 2015 bis 2025.⁸⁸ Des Weiteren haben frühere Studien für Deutschland gezeigt, dass auf einer Vielzahl von Haupttrouten Netzerweiterung und Investition bevorzugt werden sollten und dies wirtschaftlicher ist als Primärbrennstoffe zu den Kraftwerken in Lastzentren zu transportieren. Auf europäischer Ebene weist der 10-Jahres-Entwicklungsplan von ENTSO-E⁸⁹ einen Investitionsbedarf bis 2020 von 42.000 km für ganz Europa aus, von denen 35.000 km neue Leitungen und 7.000 km Aufrüstungen sind. Des Weiteren erwartet ENTSO-E, dass bis 2020 mehr als 25 GW neue Interkonnektoren benötigt werden, mit einem Anstieg für Deutschland von 6 GW.

Trotz des breiten Konsenses zur Notwendigkeit neuer Übertragungsleitungen hinken die tatsächlich umgesetzten Investitionen hinterher. Nur 80 km der bis 2010 geplanten 460 km der Dena-I Studie sind tatsächlich errichtet worden. Die Gründe hierfür sind vielfältig:

- häufige Wechsel im regulatorischen Rahmen; und
- starker regionaler Widerstand, der die Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Investitionen verlangsamt.

Im Jahr 2011 veröffentlichte das Bundeswirtschaftsministerium einen neuen Gesetzesentwurf, welcher anstrebt den Genehmigungsprozess für neue Übertragungsleitungen voranzutreiben.⁹⁰

⁸⁶ DENA, *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Deutsche Energie Agentur, 2005.

⁸⁷ DENA, *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*, Deutsche Energie Agentur, 2010.

⁸⁸ Die konkreten Zahlen variieren in Abhängigkeit von den Hypothese- und Modellierungsansätzen der verschiedenen Studien – z.B. Dena-II und Consentec/r2b (2010), was jedoch nicht die gemeinsame Schlussfolgerung in Frage stellt, dass es eine erhebliche Nachfrage nach zusätzlichen Übertragungsleitungen als Voraussetzung für das Nachgeben der beabsichtigten Übertragung des Erzeugungsmixes in Richtung hoher Anteile Erneuerbarer gibt.

⁸⁹ ENTSO-E, *ENTSO-E's Pilot Ten Year Network Development Plan*, Brussels, 2010.

⁹⁰ Siehe BMWI, *Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) – Verfahrensvereinfachung, Akzeptanz, Investitionen*, 2011.

Status Quo – Regulierte Unternehmen⁹¹

Das aktuelle Regulierungssystem für Übertragungsnetzbetreiber setzt Kostenanreize für Netzinvestitionen durch zwei parallele Mechanismen, die separate Erlöse für Investoren liefern:

- **Sharing-Mechanismus für Systemdienstleistungen** – Der Regulierer gibt Ziele vor für die Kosten der Systemdienstleistungen, d.h. auch für die Engpassmanagementkosten. Wenn das Unternehmen das Ziel erreicht bzw. unterschreitet, kann es einen Teil der Differenz als zusätzlichen Gewinn behalten. Wenn das Ziel nicht erreicht bzw. überschritten wird, muss das Unternehmen einen Teil der zusätzlichen Kosten tragen und kann es nicht in Netztarifen weiterwälzen. Somit haben Unternehmen Anreize, Engpassmanagementkosten zu senken, wobei Investitionen in das Netz eine Option sind, dies zu erreichen.
- **Investitionsbudget** – Der Regulierer gewährt Investitionsbudgets für bestimmte Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich Investitionen in die Erweiterung des Netzes. Investitionen aus dem Investitionsbudgets sind zumindest für einige Zeit von der Anreizregulierung ausgenommen und können in die Netztarife durchgereicht werden. Dadurch erhalten die Netzbetreiber eine höhere Planungssicherheit über zukünftige Umsätze.

Market Splitting – Regulierte Unternehmen

Im Fall des Market Splitting wandeln sich Engpassmanagementkosten zu Engpassmanagementenerlösen. Wie bereits diskutiert, sorgen sich Übertragungsnetzbetreiber weniger um hohe Engpassmanagementenerlöse, selbst wenn sie diese an Kunden weiterreichen müssen, als um hohe Engpassmanagementkosten, insbesondere wenn die Weitergabe an Kunden durch Anreizmechanismen beschränkt ist. Somit würden die Anreize des bestehenden Sharing-Mechanismus für Systemdienstleistungen, welcher auf einer Optimierung der Engpassmanagementkosten, z.B. durch Netzinvestitionen, abzielt, geändert werden. Abhängig vom spezifischen neuen Regulierungsdesign würden die Investitionsanreize tendenziell reduziert werden, weil der durch den Engpass ausgelöste Kostendruck den Übertragungsnetzbetreibern abgenommen werden würde (den Engpasskosten stünden dann Erlöse gegenüber).

⁹¹ Im Folgenden konzentrieren wir uns nur auf regulierte Unternehmen und vernachlässigen Merchant Investors. Wir sehen nicht viel Raum für marktgetriebene Übertragungsinvestitionen innerhalb der Gebotszone Deutschland-Österreich aufgrund des aktuellen institutionellen Aufbaus und des Maschennetzwerks.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

Des Weiteren kann Market Splitting zusätzliche dämpfende Effekte auf Investitionen haben:

- *Lokaler Widerstand* – Market Splitting macht die potenziellen Gewinner und Verlierer einer engpassabbauenden Investition transparent. Dies wird den Widerstand der Verlierer gegen neue Netzinvestitionen erhöhen, was den existierenden öffentlichen Widerstand verstärkt.
- *Einfluss auf Behörden* – Market Splitting kann den Druck auf Behörden reduzieren, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, weil die Behörden argumentieren könnten, dass die Marktkräfte zur Optimierung der Engpässe schon wirksam sind.

Fazit – Anreize für Investitionen in das Übertragungsnetz

Market Splitting hat potenziell einen **negativen Effekt auf die Anreize der regulierten Übertragungsnetzbetreiber sowie die öffentliche Akzeptanz für neue Übertragungsleitungen**, welche zur Erreichung der umweltpolitischen Ziele zu den geringsten Kosten benötigt werden.

4.3.7 Market Splitting – Marktliquidität und Einfluss auf den Wettbewerb

Wir nehmen an, dass im Fall von Market Splitting der Großhandelsmarkt weiterhin die neuen Gebotszonen Nord und Süd abdecken wird. Deshalb wird sich die Größe des Marktes insgesamt nicht verändern. Jedoch sind einige organisatorische Veränderungen notwendig, wobei die Auswirkung auf die Marktliquidität und die gehandelten Produkte schwer abschätzbar ist.

Im Folgenden diskutieren wir einige Auswirkungen und mögliche Risiken für den:

- Spotmarkt;
- Forwardmarkt; und
- Hedgingmarkt.

Spotmarkt

Eine höhere Marktkonzentration auf dem Spotmarkt in der Gebotszone Nord und Süd kann die Möglichkeit zur profitablen Ausübung von Marktmacht durch die Manipulation der Spotpreise erhöhen, speziell wenn Engpässe zwischen den Gebotszonen bindend sind. Dies verändert einerseits die Spotpreise in der betroffenen Gebotszone. Andererseits wird die Ausübung von lokaler Marktmacht in einer Gebotszone Rückwirkungen auf den virtuellen System - Spotpreis für die Gebotszone Nord und Süd führen. Als Folge ist zu erwarten, dass das Vertrauen in den System-Spotpreis als auch in die Spotpreise in den beiden Gebotszonen Nord und Süd sinken wird.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

Eine Wirkung von verzerrten Preisen könnte sein, dass die Kosten der Marktteilnehmer, ihre Positionen im Spotmarkt genau abzustimmen, steigen werden, weil sie Preiserhöhungen aufgrund der Marktmacht erwarten. Eine weitere Wirkung von verzerrten Spotpreisen könnte allgemein sein, dass Marktteilnehmer nach anderen Wegen, d.h. durch die Umgehung des organisierten Großhandelsmarktes, suchen werden, Strom zu verkaufen und/oder zu kaufen.

Forwardmarkt

Ein Spot-Systempreis, welcher als Abrechnungspreis für Forwardverträge dient, hilft dabei, Marktteilnehmer zumindest im Forwardmarkt zusammenzufassen. Beispielsweise könnte ein virtueller PHELIX, berechnet aus den kumulierten Angebots- und Nachfragekurven der beiden Gebotszonen unter der Annahme, dass kein Engpass zwischen den Gebotszonen besteht, als virtueller Spot Systempreis für die Gebotszone Nord und Süd verwendet werden. Ein Vorteil dabei wäre, dass der Einfluss auf die existierenden Forwardverträge auf der EEX – mit nur finanzieller Lieferung – nur begrenzt ist, weil sich der definierte Referenzpreis nicht ändert. Jedoch werden wahrscheinlich Problem im Fall eines Forward-OTC-Vertrages mit physischer Lieferung und einem bestimmten Erfüllungsort auftreten.

Jedoch wird die mögliche Ausübung von Marktmacht auf dem Spotmarkt auch den Forwardmarkt beeinflussen. Dies wird die vom Forwardpreis abgeleiteten Informationen verzerren und das Vertrauen in den Forwardmarkt schmälern.

Ein weiterer Nachteil des neuen *virtuellen* PHELIX kann sein, dass das Vertrauen in diesen neuen Referenzpreis im Allgemeinen sinkt, weil die Marktteilnehmer einen *realen* Preis einem *virtuellen* vorziehen. Dies wird alle Marktteilnehmer innerhalb und außerhalb der aktuellen EEX Gebotszone betreffen, die aktuell den PHELIX als Referenzpreis nutzen, z.B. in Preisformeln.

Hedgingmarkt

Die wesentliche Wirkung des Market Splitting ist von der Einführung eines neuen Handelsrisikos (finanzielles Risiko) zu erwarten. Das neue Handelsrisiko besteht im Unterschied zwischen dem Preis, den ein Marktteilnehmer in den Gebotszonen Nord und Süd am Spotmarkt zahlt oder erhält, und dem Preis, zu dem die finanziellen Forwardverträge abgewickelt werden – der *virtuelle* PHELIX.

Dieser Unterschied zwischen dem Preis, den ein Teilnehmer im Spotmarkt zahlt oder erhält, und dem Preis, zu dem die finanziellen Forwardverträge abgewickelt, tritt auf, wenn:

- Marktteilnehmer finanziellen Forwardverträge mit Marktteilnehmern, die in anderen Gebotszonen ansässig sind, eingegangen sind; und

Anwendung auf Deutschland-Österreich

- Engpässe bindend werden und den Lastfluss auf den Interkonnektoren zwischen den relevanten Gebotszonen beschränken, was zu unterschiedlichen Spotpreisen in den Gebotszonen und dem Systemspotpreis führt.

Derzeit existiert dieses finanzielle Risiko nicht an der EEX. Obwohl es internationale Beispiele für den Umgang mit diesem Risiko gibt - *Contracts for Differences* and *Financial Transmission Rights* (siehe Abschnitt 3.6.8) - sind die Erfahrungen ambivalent.

Wir sehen speziell in der Absicherung von finanziellen Risiken die größte Herausforderung für den Großhandelsmarkt im Falle von Market Splitting. Es sind verschiedene Effekte denkbar, welche auch kumulativ auftreten können:

- *Neue Absicherungsprodukte können entstehen* – die Nachfrage von Marktteilnehmern in der Gebotszone Nord und Süd nach Absicherungsprodukten deutet auf eine Gewinnmöglichkeit hin, welche von Marktteilnehmern aufgegriffen werden kann und durch das Angebot von neuen Produkten genutzt wird;
- *Neue Absicherungsprodukte enthalten hohe Risikoprämien* – obwohl eine Nachfrage existiert, gibt es einen Mangel an Geschäftspartnern, welches zu einer geringen Liquidität und hohen Risikoprämien für das Absicherungsprodukt führen könnte;
- *Marktteilnehmer tragen das finanzielle Risiko* – Marktteilnehmer tragen das finanzielle Risiko und beziehen es mit in ihre Kalkulationen ein, wenn der Unterschied zwischen dem *System* Spotpreis und dem Spotpreis der Gebotszone stabil ist oder um einen stabilen Durchschnitt schwankt;
- *Marktteilnehmer schränken ihre Aktivitäten ein* – Marktteilnehmer können das finanzielle Risiko durch die Einschränkung ihrer Aktivitäten auf nur eine Gebotszone beseitigen.

Aufgrund der Bedeutung des EEX-Forwardmarktes für Marktteilnehmer, um zukünftige Positionen abzusichern, muss der Einfluss neuer finanzieller Risiken auf das Risikomanagement der Marktteilnehmer sorgfältig berücksichtigt werden. Obwohl das zusätzliche Risiko schwer zu messen ist, ist anzunehmen, dass die Risikoprämie auf dem Markt für gewöhnlich steigen wird, was eine Strompreis erhöhende Wirkung hat.

Fazit – Marktliquidität

Der **Einfluss** des Market Splitting auf die **Marktliquidität** ist **nicht eindeutig**. Bei Market Splitting wird sich in der Regel die Liquidität nicht erhöhen, **bestenfalls gleich bleiben, jedoch wird die Liquidität tendenziell eher sinken**.

Market Splitting kann im Fall der Ausübung von Marktmacht außerdem zu einer verzerrten Informationseffizienz von Spot und Forward Preisen führen. Des Weiteren führt das Market Splitting ein **neues Handelsrisiko** ein, bei dem die Wirkung auf die Marktteilnehmer unsicher ist. Das Risiko ergibt sich aus neu-eingeführten Strompreis Unterschieden zwischen den Gebotszonen (z.B. wenn ein Anbieter/Erzeuger in einer Zone kauft/erzeugt und in einer anderen verkauft). **Solche Risiken können in der Theorie abgesichert werden, aber es ist unklar, ob sich die Liquidität für entsprechende Absicherungsprodukte entwickeln wird.**

4.3.8 Transaktionskosten

Vorlaufzeit

Aufgrund der Tiefe des Forwardmarktes an der EEX sollte die Vorlaufzeit für die Einführung des Market Splitting mindestens drei Jahre betragen. Eine kürzere Vorlaufzeit ist theoretisch möglich, jedoch wird dies einen negativen Effekt auf die Marktliquidität haben. Zusätzlich bedeutet eine Vorlaufzeit von mindestens drei Jahren, dass geplante Investitionen in das Übertragungsnetz in diesem Zeitraum berücksichtigt werden müssen und inwieweit diese Investitionen den strukturellen Engpass abbauen (was die Einführung des Market Splitting potenziell überflüssig macht).

Dabei sollte berücksichtigt werden, dass eine alternative Adaption des aktuellen Marktdesigns mit einer kürzeren Vorlaufzeit möglich wäre (ohne Splitting), speziell wenn die Wirkung auf den Großhandelsmarkt gering ist. Dies bedeutet, dass Standortsignale durch regional differenzierte Übertragungsnetztarife oder ähnliche Anreizsysteme innerhalb eines kürzeren Zeitraums in das bestehende Marktdesign implementiert werden könnten als in Form eines Market Splitting.

Primäre und sekundäre Maßnahmen

Internationale Beispiele für eine Reform des Marktdesigns geben einen Anhaltspunkt für mögliche Kosten der Einführung des Market Splitting in Deutschland. Kostenschätzungen sind hauptsächlich für die folgenden Projekte verfügbar⁹² (einmalige Kosten ohne jährliche zusätzliche Kosten):

- Umsetzung von NETA (UK): einmalige Kosten bis zu 500 Mio. GBP für, z.B.
 - Trading Desk bei Stromhändlern;

⁹² Frontier Economics/Consentec, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

- Systemwechsel (IT, Software, etc.); oder
 - Abschluss und Neuverhandlung von Verträgen (Trading, Supply)
- Umsetzung von BETTA (UK): einmalige Kosten bis zu 45 Mio. GBP für, z.B.
 - Systemwechsel (IT, Software, etc.); oder
 - Festlegung der Marktregeln.
- Umsetzung von “All Ireland Electricity Market” (Irland): einmalige Kosten bis zu 260 Mio. € für, z.B.
 - Einrichtung eines Marktbetreibers;
 - Systemwechsel (IT, Software, etc.);
 - Festlegung neuer Marktregeln.

Somit gehen wir davon aus, dass Market Splitting in Deutschland zu Kosten im hohen zweistelligen oder niedrigen dreistelligen Millionen €-Bereich führen kann. Die Kosten würden im Besonderen von der Konsultation und Koordinierung der neuen Marktregeln, der Neuverhandlung von existierenden Stromverträgen, der Neuorganisierung der Kontrollzonen und der Umrüstung der Schnittstellen zwischen den Marktteilnehmern verursacht werden.

Des Weiteren können zusätzliche Kosten auftreten, die schwer zu messen sind, die sich aus der Unsicherheit beim Wechsel eines existierenden funktionierenden Marktdesigns ergeben, z.B. der Einfluss auf die EEX aufgrund des neuen finanziellen Risikos durch Market Splitting. Darüber hinaus darf bei der Beurteilung einer Änderung des Marktdesigns für die Gebotszone Deutschland-Österreich die Bedeutung dieser Zone für den europäischen Integrationsprozess nicht außer Acht lassen (siehe Abschnitt 2.3).

Fazit – Transaktionskosten

Ein Systemwechsel zum Market Splitting könnte in Deutschland zu **Kosten im hohen zweistelligen oder niedrigen dreistelligen Millionen €-Bereich** führen. Des Weiteren können **zusätzliche Kosten auftreten, welche schwer zu messen sind**, die sich aus der Unsicherheit beim Wechsel eines existierenden funktionierenden Marktdesigns ergeben, z.B. der Einfluss auf die EEX aufgrund des neuen finanziellen Risikos durch das Market Splitting.

4.3.9 Verteilungseffekte

Market Splitting wird Gewinner und Verlierer hervorbringen. Die Gewinner werden sein:

Anwendung auf Deutschland-Österreich

- Erzeuger in der – zu erwartenden – hochpreisigen Gebotszone Süd; sowie
- Verbraucher in der – zu erwartenden – niedrigpreisigen Gebotszone Nord.

Folglich werden die Verlierer sein:

- Erzeuger in der – zu erwartenden – niedrigpreisigen Gebotszone Nord; sowie
- Verbraucher in der – zu erwartenden – hochpreisigen Gebotszone Nord.

Somit wird die Einführung des Market Splitting auf Widerstand der Politik und betroffener Stakeholdern treffen, die durch das neue Marktdesign zu den Verlierern zählen. Aus ökonomischer Sicht ist dies jedoch nur ein Verteilungseffekt, der jedoch keinen Einfluss auf die ökonomische Effizienz hat. Jedoch kann der öffentliche Widerstand die „politischen“ Transaktionskosten wesentlich erhöhen. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass die Verlierer andere „politische“ Entschädigungen fordern.

Market Splitting und niedrige Preise in der Gebotszone Nord sind zum Großteil durch subventionierten Erneuerbaren getrieben. Dies kann das deutschlandweite Erneuerbaren Förderungssystem in Frage stellen. Eine mögliche „politische“ Entschädigung kann die Reduktion der Belastung aus dem bestehenden deutschen Erneuerbaren Förderungssystem für die Kunden in der Gebotszone Süd, die mit höheren Strompreisen konfrontiert wären, sein. Dies könnte den Nutzen für die Kunden in der Gebotszone Nord teilweise reduzieren. Der Verteilungseffekt beschränkt sich jedoch nicht auf Deutschland, sondern kann auch internationale Dimensionen annehmen. Ein internationales Verteilungsproblem kann der Export von billigem subventionierten (Wind-) Strom in die Nachbarländer von Deutschland sein, was eine innerdeutsche politische Diskussion über das deutsche Erneuerbaren Förderungssystem anstoßen könnte.

Somit kann das Market Splitting einen weitreichenden Effekt auf unterschiedliche politische Angelegenheiten haben.

Fazit – Verteilungseffekte

Market Splitting wird **erhebliche Verteilungseffekte** haben. Es ist wahrscheinlich, dass es heftigen Widerstand von negativ betroffenen Stakeholdern geben wird (konventionelle Erzeuger in Niedrigpreis-zonen, Anbieter oder Verbraucher in Hochpreis-zonen), die „politische“ Entschädigungen fordern werden. Darüber hinaus kann Market Splitting **Veränderungen im aktuellen deutschlandweiten Förderungsprogramm für Erneuerbare** erforderlich machen.

Anwendung auf Deutschland-Österreich

4.3.10 Market Splitting Deutschland-Österreich –Effekte auf europäischer Ebene

Die Analyse hat sich bis jetzt auf den Effekt von Market Splitting auf Deutschland und Österreich konzentriert, was auch den wesentlichen Fokus bei der praktischen Anwendung des Referenzansatzes in diesem Gutachten darstellt. Aufgrund der Bedeutung des deutsch-österreichischen Strommarktes für den europäischen Strommarkt erwarten wir jedoch auch einen Effekt auf andere europäische Länder durch eine Aufteilung der Gebotszone Deutschland/Österreich. Nachfolgend fassen wir Argumente zusammen, die wir in der obigen Diskussion schon angeführt haben, und dehnen die Betrachtung ihrer Auswirkungen auf Europa aus.

Tabelle 5. Market Splitting Deutschland/Österreich – Europäische Perspektive

Schritt	Thema	Effekt – Europäische Perspektive
Schritt 2 – Technische Auswirkungen einer Auftrennung von Gebotszonen	Auswirkung auf Übertragungs-kapazitäten	Eine Gebotszonentrennung als solche würde keine Erhöhung grenzüberschreitender Kapazitäten ermöglichen. Allerdings könnte sie als Gelegenheit von Nachbarländern gesehen werden, die geographische Verteilung von NTCs neu auszuhandeln. Dabei ist keine eindeutige Tendenz zu erkennen, dass die Höhe verfügbarer Übertragungskapazität an irgendeiner bestimmten Grenze steigen wird.
Schritt 3. Ökonomische Analyse	Marktliquidität und Auswirkung auf Wettbewerb	<p>Höhere Marktkonzentration reduziert die Informationseffizienz von Preisen. Wir würden einen negativen Effekt auf die Spot/Forward Preise an der EEX durch höhere Konzentrationsgrade erwarten. Dies hätte eine Rückwirkung auf die EEX-Preise als relevante Referenzpreise für die Nachbarländer oder andere europäische Länder mit weniger entwickelten Großhandelspreisen.</p> <p>Bei Market Splitting wird im besten Fall die Marktliquidität konstant bleiben. Wir erwarten jedoch tendenziell eine Reduktion der Marktliquidität. Dies wird auch einen Effekt auf Marktteilnehmer haben, die aktuell den EEX-Markt anstatt des lokalen Großhandelsmarktes zur Absicherung ihrer lokalen Positionen verwenden, z.B. holländische und französische Marktteilnehmer.</p>
Schritt 3. Ökonomische Analyse	Anreize für Investitionen ins Übertragungsnetz	Market Splitting hat potentiell einen negativen Effekt auf die Anreize für Investitionen ins Übertragungsnetz, da das Problem von Netzengpässen durch einen Marktmechanismus als gelöst angesehen werden könnte. Aufgrund der zentralen Lage und Größe Deutschlands sowie der Vermaschung des europäischen Übertragungsnetzes hat eine Verzögerung des Netzausbaus in Deutschland einen negativen Effekt auf die Übertragungskapazitäten in den Nachbarländern.
Schritt 3. Ökonomische Analyse	Integration von erneuerbaren Energien	Die Integration von Erneuerbaren in Europa setzt ein starkes europäisches Übertragungsnetz voraus. Alle Maßnahmen, die einen negativen Effekt auf die Anreize zum Netzausbau haben, z.B. ein Market Splitting von Deutschland/Österreich (s.o.), gefährdet die Integration von intermittierender und/oder lastferner Erzeugung (z.B. Windstrom an küstennahen Standorten), die eine Grundlage

Anwendung auf Deutschland-Österreich

		für die kosteneffiziente Transformation des Energiesystems hin zu mehr Erneuerbaren darstellt.
Schritt 3. Ökonomische Analyse	Europäische Marktintegration	In der Vergangenheit haben alle politischen und ökonomischen Maßnahmen darauf abgezielt, den europäischen Strommarkt zu erweitern, speziell auch zur Reduktion der Marktkonzentration. Market Splitting läuft diesem Prozess tendenziell entgegen. Es sollte deshalb nur herangezogen werden, wenn durch andere Maßnahmen, z.B. Netzausbau, kurz- sowie mittelfristig Engpässe nicht behoben werden können.

Quelle: Frontier/Consentec

5 Engpassmanagement – Up- and Downsizing

In diesem Abschnitt diskutieren wir kurz zwei Alternativen zum bislang diskutierten Marktdesign, die als Variante der bisher diskutierten Systeme in Frage kommen:

- **Nodal Pricing** – Extreme Form des Market Splitting.
- **Erweiterung der Gebotszonen** – Zusammenlegung der aktuell dem Market Coupling unterliegenden Gebotszonen zu einer einzigen Gebotszone.

5.1 Nodal Pricing

Nodal Pricing ist die wohl extremste Form des Market Splitting. Hierbei stellt jeder Netzknotenpunkt praktisch eine eigene Gebotszone dar. Somit findet ein Großteil der voranstehend angeführten Argumente auch auf die Diskussion des Nodal Pricing Anwendung (wir verweisen im Folgenden auf die Passagen, auf die wir uns beziehen), wobei auch einige neue Argumente ins Spiel kommen.

5.1.1 Statische Effizienz des Nodal Pricing

Nodal Pricing bedeutet grundsätzlich, dass der Einsatz aller Erzeugungseinheiten lokal an jedem Netzknoten entschieden wird und die am Netzknoten geliefert Energie mit dem Preis je Netzknoten abgerechnet wird. Inwieweit somit ein bestimmter Stromerzeuger eingesetzt wird und welchen Preis er für den Strom erhält, hängt von den jeweiligen lokalen (nodalen) Markt- und Netzbedingungen ab.

Der Grund für den knotenscharfen Kraftwerkseinsatz und die Abrechnung liegt darin, zwei wirtschaftliche Ziele gleichzeitig zu erreichen:

- *Effizienz im Kraftwerkseinsatz* – Minimierung der Kosten für die Stromerzeugung, um eine bestimmte Nachfrage mit den kosten-minimalen Kraftwerken zu bedienen. Das Optimierungskalkül erfolgt unter der Nebenbedingung, die u.a. durch die Übertragungskapazitäten des Netzes bestimmt werden.
- *Kostenorientierte nodale Preise* – Bestimmung des Strompreises für jeden Netzknoten, der den kurzfristigen Grenzkosten zur Lieferung einer zusätzlichen Einheit Strom am Netzknoten entspricht. Dieser Preis wird als nodaler Preis für diesen Netzknoten bezeichnet.

Wie oben angeführt, werden Erzeugungseinheiten in gebotsbasierten, netzbeschränkten nodalen Märkten typischerweise dann eingesetzt, wenn ihre

Gebote unter dem lokalen nodalen Preis liegen. Wenn die Erzeugungseinheiten reine Preisnehmer sind (und beispielsweise auch nicht kurzfristige Marktmacht ausüben können), ist der Kraftwerkseinsatz konsistent mit der Minimierung der Ressourcenkosten zur Nachfragedeckung, da die Erzeugungseinheiten Strom zu einem Preis unter oder gleich dem Wert des Stroms an einem Netzknoten anbieten. Somit ist das Nodal Pricing dem Market Splitting – zumindest theoretisch – überlegen, da es im Falle eines Auftretens von Engpässen bessere lokal ausgerichtete korrigierende Maßnahmen sicherstellt.⁹³

Die Annahme, dass alle Erzeugungseinheiten an den Netzknoten Preisnehmer sind, ist jedoch sehr stark und wird an vielen Netzknoten nicht zutreffen, speziell wenn Engpässe bindend sind. Das Problem der Marktmacht beim Nodal Pricing könnte sich im Vergleich zum Market Splitting noch verschärfen (siehe Abschnitt 3.6.7, 4.3.2 und 4.3.4). Dies könnte die Vorteile der statischen Effizienz des Nodal Pricing reduzieren bzw. aufwiegen.⁹⁴

Somit erfordert das Nodal Pricing detaillierte Maßnahmen zur Milderung der Marktmacht an jedem einzelnen Knotenpunkt, um potenziellem Missbrauch einer dominanten Marktstellung entgegenzuwirken. So führte beispielsweise der PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) Markt nachfolgende Instrumente ein:

- Preisobergrenze von \$1,000/MWh für Maximalgebote; sowie den
- „Three pivotal supplier“ Test⁹⁵ zur Identifizierung von Marktmacht im Day-Ahead-Energiemarkt seit 2006.

Die bedeutende Rolle von Maßnahmen zur Milderung der Marktmacht im PJM sollte berücksichtigt werden, wenn es darum geht, Rückschlüsse über die Wettbewerbsergebnisse dieser Märkte und die mögliche Anwendung auf dem europäischen Markt zu ziehen, wo die Wettbewerbspolitik weniger interventionistisch ist.

⁹³ Die Ergebnisse eines Nutzenvergleichs von Nodal Pricing und zonenbezogenem/uniformer Preissetzung sind nicht eindeutig und hängen von den entsprechend zugrundeliegenden Annahmen ab. So gibt es beispielsweise bei Weigt, et al (2010) nur einen geringen Unterschied zwischen dem Nutzen nodaler, zonenbezogener und uniformer Preissetzung in Deutschland, basierend auf Übertragungsnetzexpansionsszenarios bis 2015.

⁹⁴ Dieser Punkt wird oft nicht berücksichtigt, wenn der Wohlfahrtseffekt von Nodal Pricings mit zonaler oder einheitlicher Preissetzung verglichen wird. Dadurch werden die Vorteile des Nodal Pricing tendenziell überbewertet (siehe Climate Policy Initiative, *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*, Smart Power Market Project, 2011).

⁹⁵ Der „Three pivotal supplier test“ gibt Auskunft darüber, wie hoch die Versorgung seitens dreier Erzeugungslieferanten sein muss, um die Nachfrage zu erfüllen und einen Engpass zu beheben. Zwei wichtige Parameter bei dieser Analyse sind Angebot und Nachfrage. Eine detailliertere Beschreibung des „Three pivotal supplier“ Tests verweisen wir auf: Monitoring Analytics, *State of the Market Report for PJM 2009, Volume 2: Detailed Analysis*, Appendix L (583ff), Independent Market Monitor for PJM, 2010.

5.1.2 Dynamische Effizienz des Nodal Pricing⁹⁶

Kraftwerksinvestitionen

Market Splitting bietet lokale Signale durch unterschiedliche Strompreise innerhalb der einzelnen Gebotszonen. Eine weitere Granularität der Preise, wie sie etwa beim Nodal Pricing gegeben ist, würde Investoren in neue Erzeugungsanlagen noch feinere ortsbezogene Signale bieten. Bei ansonsten gleichbleibenden Bedingungen (und unter Annahme vollkommener Vorausschau) würde man erwarten, dass Stromerzeuger angesichts dieser detaillierten Signale lokal effiziente Ansiedlungsentscheidungen treffen.

Wie bereits in Abschnitt 3.6.3 und 4.3.5 beschrieben, gibt es bei diesem Argument jedoch einige Vorbehalte. Diese Vorbehalte stehen hauptsächlich in Zusammenhang mit fehlender langfristiger Verlässlichkeit (und fehlender Preisverlässlichkeit selbst bei ansonsten stabilem System) des Preissignals, die Investoren davon abhalten könnte, angemessen auf Preissignale zu reagieren. Insbesondere das Problem der Preisvolatilität und der fehlenden langfristigen Verlässlichkeit auf nodaler Ebene veranlasste PJM dazu, den kurzfristigen Day-Ahead-Energiemarkt durch einen langfristig stabileren und regional differenzierten Kapazitätsmarkt zu ergänzen (siehe Abschnitt 3.6.3).

Ein weiterer Aspekt zum Thema Marktmacht und dem Verhältnis zwischen dem Day-Ahead-Energiemarkt und dem Kapazitätsmarkt bei PJM sollte erwähnt werden: Im Day-Ahead-Energiemarkt bei PJM sind die Energiepreise durch einen Maximalpreis gedeckelt. Die relativ geringe Preisobergrenze im Energiemarkt senkt die möglichen Erlöse – und damit Anreize – für Erzeuger mit Marktmacht, diese Marktmacht im Day-Ahead-Markt auch auszuüben. Somit bestehen lediglich wenige Hinweise für einen Missbrauch von Marktmacht im Day-Ahead-Energiemarkt. Dem gegenüber gibt es jedoch Bedenken, dass das Problem der Marktmacht auf den nicht „gedeckelten“ Kapazitätsmarkt verlagert wurde.

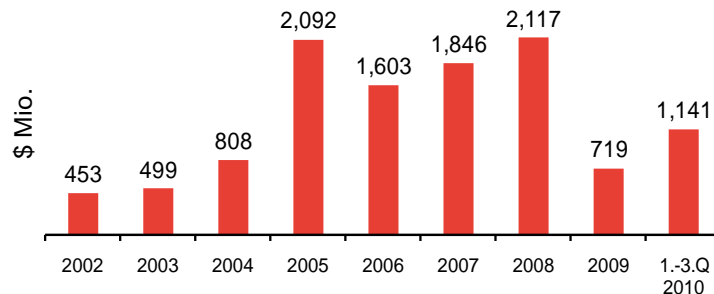
Investitionen in Übertragungsleitungen

Selbst bei einem starken Anstieg der Engpasskosten über die Zeit können Investitionen in das Übertragungsnetz nicht garantiert werden. Dies lässt sich anhand von PJM demonstrieren, in dem Nodal Pricing zur Anwendung kommt. So lagen die Kosten für das Engpassmanagement von PJM im Zeitraum 2002 – 2010 bei 3% bis 9 % des Gesamtumsatzes von PJM. Während dieses Zeitraums haben sich die absoluten Engpassmanagementkosten mehr als verdoppelt. Es

⁹⁶ Dynamische Effizienzkosten werden bei der Illustration der Vorteile des Nodal Pricing oft nicht berücksichtigt (see again Climate Policy Initiative, *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*, Smart Power Market Project, 2011).

konnten jedoch keine substantiellen Investitionen von Übertragungsnetzbetreiber oder Merchant Investoren im PJM Netzgebiet beobachtet werden.⁹⁷

Abbildung 34. Engpasskosten PJM (2002-2010)



Quelle: Monitoring analytics

Mehr und mehr, verlagerte PJM den Schwerpunkt auf Investitionen, die über die reinen Anforderungen zum Netzanschluss von Erzeugungseinheiten und die Zuverlässigkeit hinaus gingen, wie sich aus dem ersten regionalen Übertragungsnetzentwicklungsplan ersehen lässt. Als Teil dieses Plans genehmigte PJM Investitionen in Höhe von 1,3 Milliarden \$ in den Netzausbau zum Erhalt und Verbesserungen der Netzzuverlässigkeit bis 2011, von denen erwartet wird, dass sie die Engpasskosten um 200 – 300 \$ pro Jahr senken. PJM hat darüber hinaus zusätzliche Studien und Analysen zu zehn bedeutenden Netzinvestitionsvorschläge im Gesamtwert von 10 Milliarden \$ für den Zeitraum bis 2021 in Auftrag gegeben, von denen viele darauf abzielen, den durch Engpässe belasteten Ostteil von PJM zu entlasten.

5.1.3 Marktkonzentration und Marktliquidität unter Nodal Pricing

Wie bereits erörtert, wird Nodal Pricing in der Praxis von Maßnahmen flankiert, die dem Missbrauch einer dominanten Marktstellung an den Netzknoten entgegenwirken soll. Dies könnte die Vorteile der statischen Effizienz des Nodal Pricing einschränken.

Für die Auswirkungen des Nodal Pricing auf die Marktliquidität verweisen wir auf die Diskussion in Abschnitt 3.6.8. In Strommärkten mit Nodal Pricing werden in der Regel Trading Hubs an solchen Stellen eingerichtet, an denen Netzknotenpunkte zusammentreffen, um ausreichend Marktteilnehmer im Großhandelsmarkt zusammen zu bringen. Das finanzielle Handelsrisiko steigt

⁹⁷ „In 2004, Paul Joskow noted that PJM had been reluctant to commission new transmission investment beyond what was required to meet generator connection or ‘reliability’ requirements. He also noted that the expectation that ‘economic’ investments would be made on a merchant basis had not come to fruition at that time.” (Frontier Economics, 2009: 38)

verglichen mit dem Market Splitting aufgrund der erhöhten lokalen Fragmentierung der Energiepreise. CfDs oder FTRs werden aus Hedging Gründen für jeden Knotenpunkt benötigt.⁹⁸

5.1.4 Transaktionskosten beim Nodal Pricing

Im Vergleich zum Market Splitting verursacht das Nodal Pricing sehr viel umfassendere Änderungen im Marktdesign. Durch die Notwendigkeit eines unabhängigen Systembetreibers sind umfassende Änderungen der gesamten Marktorganisation erforderlich. Somit erwarten wir hohe Transaktionskosten bei der Einführung des Nodal Pricing. Insbesondere die Transaktionskosten für Marktteilnehmer aufgrund des neuen Marktdesigns, wie beispielsweise die Anpassung der vertraglichen Lieferbedingungen, sind unsicher und unklar.⁹⁹

5.2 Erweiterung der Gebotszonen

Anstelle einer Aufteilung der Gebotszonen könnte auch über eine Erweiterung der Gebotszonen, beispielsweise durch Zusammenfassung verschiedener Länder in eine Gebotszone, nachgedacht werden. Dies entspricht tendenziell mehr dem Grundsatz eines integrierten europäischen Strommarktes. Im Folgenden diskutieren wir einige der Aspekte, die sich bei der Zusammenlegung verschiedener Gebotszonen ergeben.

⁹⁸ Die potenziell nachteiligen Wohlfahrtseffekte neuer finanzieller Handelsrisiken durch das Nodal Pricing im Vergleich zu einer einheitlichen Gebotszone lassen sich nur schwer kalkulieren und quantifizieren. Diese Schwierigkeit ist vergleichbar mit der Modellierung der Auswirkungen von Marktmacht im Falle des Nodal Pricing. Diese Auswirkungen sollten jedoch – zumindest qualitativ – bei der Beurteilung von Nodal Pricing immer im Hinterkopf behalten werden.

⁹⁹ Climate Policy Initiative (2011: 23-24), die das Nodal Pricing favorisiert, listet weitere Bedenken auf: **“Feasibility.** The entire European system is larger (600+ GW) than the PJM area (160+ GW), therefore the algorithms for optimal commitment and dispatch will require more computation time. This clearly has to be checked carefully, but the improvements in computer and algorithm performance have been tremendous over the last decade, and further improvements are expected to come. Thus, the importance of this constraint is likely to fade away over time; even if it is possibly relevant today at a full European scale, it is certainly not relevant for an implementation in a limited number of European states in the next years... **Security.** Today accountability for system security in Europe rests on the shoulders of the control zone operators (TSOs) at a decentralized level. Shifting this responsibility to a more central level is feared by some to reduce system security. Although this argument sounds convincing at first sight, there are also counter-arguments. The PJM experience shows that centralized operation does not mean increased unreliability, e.g., the territory covered by PJM was saved from the large scale August 2003 blackout across the northeast USA and some Canadian provinces because an integrated real time dispatch algorithm provided timely and accurate information that allowed for quick responses. A coordination of real-time responses to disturbance may hence even contribute to increased system security. Alternatively, it is possible to maintain the real-time operation and security responsibility at a decentralized level even with centralized day-ahead and intraday dispatch. The shift in responsibility would then occur at gate closure (e.g., 1-2 hours from real time). This would obviously raise several coordination issues, but these would be of a technical nature and could be solved.”

In einem ersten Schritt könnte man das Kriterium „struktureller Engpässe“ zwischen zwei Gebotszone heranziehen, um die Möglichkeit einer Kombination der Gebotszonen auszuloten. Fehlende Preiskonvergenz zwischen den Gebotszonen kann ein Indikator für die Existenz und Bedeutung „struktureller Engpässe“ sein.

5.2.1 Statische Effizienz der Erweiterung der Gebotszonen

Die statische Effizienz erweiterter Gebotszonen hängt von der Höhe des Redispatch in den bestehenden kleineren Gebotszonen und der neu geschaffenen größeren Gebotszone ab. Sollte das Engpassmanagement durch kostenbasierten Redispatch bei der Ausdehnung der Gebotszone erfolgen, so würde dies dazu führen, dass mehr Erzeugungseinheiten nicht basierend auf marktbasierten Geboten eingesetzt werden, sondern vielmehr durch Intervention der Übertragungsnetzbetreiber. Dies sollte tendenziell das Problem des kostenorientierten Engpassmanagements, nicht kurzfristige Schwankungen der Input Preise zu berücksichtigen, erhöhen und somit höhere Redispatchkosten zur Folge haben.

Eine Erweiterung der Gebotszone ermöglicht jedoch auch die Optimierung des nodalen – z.B. kostenbasierten – Redispatch von Kraftwerken in einem größeres Gebiet, wodurch die technische Effektivität des Engpassmanagements ansteigen könnte. So wäre es beispielsweise möglich, auf kostengünstigere Kraftwerke zur Entlastung einer Leitung zurückzugreifen, wenn der Redispatch über ein größeres Gebiet abgewickelt wird.

Eine Erweiterung der Gebotszone bei gleichzeitigem kostenbasiertem Engpassmanagement reduziert die Marktkonzentration im Spotmarkt. Geringere Marktkonzentration senkt das Potenzial eines Missbrauchs von Marktmacht, was zu einer erhöhten statischen Effizienz führen könnte, da das Zurückhalten von Kapazität keine profitable Strategie mehr darstellt.

5.2.2 Dynamische Effizienz der Erweiterung von Gebotszonen

Kraftwerksinvestitionen

Eine Erweiterung der Gebotszone reduziert die von den Strompreisen ausgehenden örtlichen Signale für Investitionen in Kraftwerke. Waren regionale Standortsignale jedoch sinnvoll, beispielsweise wenn die Stromtransportkosten höher sind als die primären Brennstofftransportkosten, so müsste die Erweiterung der Gebotszonen durch zusätzliche regionale Standortsignale, wie regional differenzierte Übertragungsnetzentgelte oder die Auktionierung von Kraftwerksstandorten, ergänzt werden.

Engpassmanagement – Up- and Downsizing

Investitionen in Übertragungsleitungen

Wenn die Verstärkung des Übertragungsnetzes ökonomisch effizient ist, könnte Market Splitting tendenziell einen dämpfenden Effekt auf Netzinvestitionen haben (vgl. Abschnitt 3.6.6). Daher könnte eine Erweiterung der Gebotszonen die Netzinvestitionsanreize erhöhen. Ein solcher Ausbau stößt jedoch an seine Grenzen, wenn die operative Sicherheit des Netzbetriebs durch ein umfangreiches kuratives Engpassmanagements der Übertragungsnetzbetreiber gefährdet ist (dies geht jedoch ohnehin einher mit dem oben angeführten Nachteil von zu viel kostenbasiertem Engpassmanagement für die statische Effizienz). Es gibt jedoch einen Bereich zwischen dem Festhalten an den historisch gewachsenen Gebotszonen und der Einführung einer europäischen „Kupferplatte“ (d.h. eine einzige Gebotszone für Europa), der Spielraum für die einzelfallbezogene Erweiterung von Gebotszonen erlaubt. Dadurch kann ein sicherer operativer Netzbetrieb bei ausreichenden Anreizen für den Netzausbau gewährleistet werden.

5.2.3 Marktkonzentration und Marktliquidität in vergrößerten Gebotszonen

Die Erweiterung der Gebotszonen wird positive Auswirkungen haben auf:

- *Marktkonzentration* – Konzentrationsanteile sind wahrscheinlich rückläufig;
- *Marktliquidität* – Die Vergrößerung einer Gebotszone könnte weitere Marktteilnehmer anlocken.

5.2.4 Transaktionskosten des Ausbaus von Gebotszonen

Wir würden erwarten, dass die Transaktionskosten für die Erweiterung von Gebotszonen signifikant geringer sind als im Falle des Market Splitting, insbesondere wenn dieser Ausbau durch eine komplette Zusammenführung zweier oder mehrerer Gebotszonen erfolgt. So gilt beispielsweise,

- Rechtsverträge müssten nicht angepasst werden, da ihr Erfüllungsort (eine der Gebotszonen, die zusammengelegt werden) weiter besteht;
- Marktteilnehmer, die in einer der Gebotszonen aktiv sind, müssten keine grenzübergreifenden Geschäfte reduzieren, sondern würden vielmehr Zugang zu einem größeren potenziellen Kundenstamm innerhalb einer größeren Gebotszone erhalten;
- es wären keine Entscheidungen für neu auftretende Grenzen notwendig; und
- das bestehende Förderprogramm Erneuerbarer Energiequellen würde weiterhin auf das Marktdesign passen.

Weitere Änderungen wären optional, d.h. sie könnten ohne Zeitdruck durchgeführt werden, im Gegensatz zum Market Splitting, wo diese Änderungen an die geänderte Gebotszone angepasst werden müsste. Hierzu zählen die Zusammenlegung von Bilanzzonen oder auch die Anpassung von IT Systemen.

6 Referenzen

- ACER, *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, Draft for Consultation, 11. April 2011.
- Mikael Bask, Jens Lundgren, Niklas Rudholm, *Market Power in the Expanding Nordic Power Market*, 2007.
- Bohn, R.E., Caramanis, M.C. & Schweppe, F.C., 1984, 'Optimal pricing in electrical networks over space and time', *Rand Journal of Economics*, Vol. 15, No. 3, pp. 360-376.
- BMWi (2011), *Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz („NABEG“) – Verfahrensvereinfachung, Akzeptanz, Investitionen*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=383716.html>, 21 March 2011.
- Gert Brunekreeft, *Market-Based Investment in Electricity Transmission Networks: Controllable Flow*, CMI Working Paper, 2003.
- Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011.
- Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2010*, www.bundesnetzagentur.de, 2010.
- CERA, *One Price Fits All? The Effect of Market Coupling on European Power Price Convergence*, Private Report, 2010.
- CESI, *Implementation of short and long term locational signals in the internal electricity market*, Report for Eurelectric, 2003.
- Climate Policy Initiative, *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*, Smart Power Market Project, 2011
- Consentec/r2b (2010), *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*, Study commissioned by the German Ministry of economic Affairs, 30 June 2010.
- DENA, *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Deutsche Energie Agentur, 2005.

- DENA, *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*, Deutsche Energie Agentur, 2010.
- Ea Energy Analyses, Hagman Energy and COWI, *Congestion Management in the Nordic Market evaluation of different market models*, Study for the Nordic Council of Ministers, 2008.
- ENTSO-E, *Coordinated Operational Planning, Operation Handbook, Policy 4, v.2.0, 03.05.2006, chapter B “Capacity Assessment”*, www.entsoe.eu,
- ENTSO-E, *ENTSO-E’s Pilot Ten Year Network Development Plan*, Brussels, 2010.
- European Commission, *Medium term vision for the internal electricity market*, http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_10/strategy_paper/strategy_paper_march_2004.pdf, 2004
- European Commission, *Regulation (EC) No. 714/2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003*, Official Journal of the European Union, 14.8.2009.
- European Commission, *Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems, Annex 1 to Regulation (EC) No. 714/2009 of 13 July 2009*, Official Journal of the European Union, 14.8.2009.
- European Commission, *COMMISSION DECISION of 14.4.2010 relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement (Case 39351 – Swedish Interconnectors)*, http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_2.pdf, 2010.
- ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, 2010.
- ERGEG, *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity – Initial Impact Assessment*, 2010.
- Frontier Economics, *Generator Nodal Pricing – a review of theory and practical application*, A report prepared for the Australian Energy Market Commission, 2009

- Frontier Economics, *International transmission pricing review*, Report for NZ Electricity Commission, 2009.
- Frontier Economics, *Marktkonzentration im deutschen Stromerzeugungsmarkt*, Studie für E.ON, 2010.
- Frontier Economics/Consentec, *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.
- Frontier Economics/Consentec, *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*, Report for the Federal Ministry of Economics and Technology, 2008.
- Céline Hiroux and Marcelo Saguan, *Large scale wind power in European electricity markets: time for revisiting support schemes and market designs*, LARSEN Working Paper No 23, 2009.
- Hogan, W.W., 1992, 'Contract networks for electric power transmission', *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 4, pp. 211-242.
- Roman Inderst und Achim Wambach, *Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 4, page 333 ff, 2007.
- Monitoring Analytics, *State of the Market Report for PJM 2009, Volume 2: Detailed Analysis*, Appendix L (583ff), Independent Market Monitor for PJM, 2010.
- NordPool, *Trade at Nord Pool ASA's financial market*, 2010.
- NordReg, *The Nordic financial electricity market*, Nordic Energy Regulators, Report 8, 2010.
- OFGEM, *Liquidity in the GB wholesale energy markets*, Discussion paper, 2009.
- Frode Steen, *Do Bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian Electricity Market*, http://www.fep.up.pt/conferences/earic2005/cd_rom/Session%20V/V.I/s/teen.pdf, 2005.
- Synapse Energy Economics, *LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers*, Report for American Public Power Association, 2006.

- Paul Twomey, Richard Green, Karsten Neuhoff and David Newbery, *A Review of the Monitoring of Market Power*, CMI Working Paper 71, 2005.
- Hannes Weigt, Till Jeske, Florian Leuthold and Christian von Hirschhausen, *“Take the long way down”: Integration of large-scale North Sea wind using HVDC transmission*, Energy Policy, Vol. 38, p.3164-3173, 2010.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com