

Palovic, Martin; Brandstät, Christine; Brunekreeft, Gert; Buchmann, Marius

Working Paper

Strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch: Die internationalen Erfahrungen

Bremen Energy Working Papers, No. 36

Provided in Cooperation with:

Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research (BER)

Suggested Citation: Palovic, Martin; Brandstät, Christine; Brunekreeft, Gert; Buchmann, Marius (2021) : Strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch: Die internationalen Erfahrungen, Bremen Energy Working Papers, No. 36, Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research (BER), Bremen

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/247216>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Paperseries No. 36

Martin Palovic, Christine Brandstätt, Gert Brunekreeft
und Marius Buchmann

Strategisches Verhalten bei
marktbasiertem Redispatch:
Die internationalen Erfahrungen

Mai 2021



JACOBS
UNIVERSITY

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Roland Meyer

Jacobs University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.jacobs-university.de/

<https://bremen-energy-research.de/>

Contact:

Dr. Roland Meyer

Tel. +49 (0) 421 – 200-4869

E-mail ro.meyer@jacobs-university.de

Suggested citing:

Palovic, M., Brandstät, Chr., Brunekreeft, G. & Buchmann, M. (2021). Strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch: Die internationalen Erfahrungen, *Bremen Energy Working Papers* No. 36, Jacobs University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Jacobs University Bremen. The papers feature research and scholarship of a preliminary nature that should encourage dialogue and critical discussion. The content does not necessarily reflect the views of Jacobs University Bremen and is the sole responsibility of the authors. Jacobs University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

Strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch: Die internationalen Erfahrungen

Palovic Martin*, Brandstätter Christine, Brunekreeft Gert, Buchmann Marius

Bremen Energy Research, Jacobs University Bremen[†]

Abstrakt

Diese Studie untersucht die internationalen Erfahrungen mit marktbasierem Redispatch. Der Fokus liegt auf zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: der Ausübung von Marktmacht und dem so genannten Inc-dec gaming. Dabei kommt die Untersuchung zu zwei zentralen Aussagen. Erstens, in der untersuchten internationalen Erfahrung wird strategisches Verhalten primär mit mangelndem Wettbewerb innerhalb der Engpassregionen und damit durch Marktmacht begründet. Inc-dec gaming, wenn vorhanden, wird als eine Begleiterscheinung der Marktmachtausübung eingestuft. Zweitens, strategisches Verhalten kann mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. In der Summe erscheint daher das Potential für strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch zu gering, um den Ausschluss des marktbasierem Redispatch zu rechtfertigen.

Abstract

This study reviews international experience with market based redispatch. It focuses on two manifestations of strategic behavior: abuse of market power and the so called inc-dec gaming. Two central arguments are derived from the review. First, reviewed countries tend to explain

* Kontakt: m.palovic@jacobs-university.de

[†] Diese Studie ist in Rahmen der Zusammenarbeit zwischen der Jacobs University Bremen und EWE NETZ erarbeitet worden. Autoren bedanken sich bei den Mitarbeitern der EWE NETZ für die hilfreichen Kommentare zum Entwurf der Veröffentlichung.

strategic behavior by the lack of competition within congestion regions, i.e. as a result of market power. Inc-dec gaming, if present, is understood as a side effect of market power. Second, strategic behavior can be effectively addressed. In result, the potential for strategic behavior within market based redispatch does not seem to justify rejecting its implementation.

Schlagwörter

marktbasierter Redispatch, Marktmacht, Inc-dec, Gaming, strategisches Verhalten

JEL-Klassifizierung

D22, D43, L12, L94

1. Einführung

Mit dem Aktionsplan Gebotszone hat das deutsche Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) die von der Europäischen Union (EU) geforderte Einführung des marktbasiereten Redispatch (vgl. EU 2019) ab 2021 abgelehnt, bzw. sich entschieden, die bisherige kostenbasierte, d.h. administrative, Lösung auf Übertragungsnetzebene beizubehalten. Kernargument des BMWi ist das Risiko von strategischem Verhalten und insbesondere das so genannte Inc-dec gaming (BMWi 2020, S. 20-21). Die Einschätzung des BMWi ist nicht unumstritten. Fraglich ist vor allem, inwiefern die empirischen Erfahrungen mit marktbasieretem Redispatch diese Einschätzung stützen. In diesem Aufsatz wird deshalb die empirische Erfahrung vertieft. Die Erfahrungen in Großbritannien, Kalifornien, Dänemark sowie aus ausgewählten weiteren europäischen Ländern suggerieren, dass Inc-dec gaming eher eine untergeordnete Rolle spielt und stattdessen die Ausübung von Marktmacht als Problem gesehen wird.

Redispatch bezeichnet einen vorausschauenden Netzbewirtschaftungsmechanismus zur präventiven Vermeidung von Engpässen in Stromnetzen. Die vom zentralen Strommarkt nicht berücksichtigten Netzrestriktionen werden mithilfe einer regionalen Anpassung von Erzeugung und Nachfrage adressiert. Derzeit beschränkt sich der Redispatch in Deutschland auf die Erzeugung und erfolgt administrativ, d.h. die Auswahl und Entschädigung der Erzeuger

erfolgt anhand von definierten Regeln. Bei der marktbasierter Variante sollen stattdessen die freiwilligen Gebote der Marktakteure zur Geltung kommen.

Die mangelnde Einbindung von Lasten und Speichern stellt ein wesentliches Defizit des aktuellen administrativen Redispatchsystems dar. Die Anpassungskosten, und damit die Auswahl und Entschädigung für Lasten und Speicher, sind beim administrativen Redispatch nur schwer einzuschätzen. In einem marktbasierter System offenbaren die Marktteilnehmer diese aber selbst mit ihren freiwilligen Geboten und können so zusätzlich zur Erzeugung in den Redispatch-Prozess eingebunden werden. Genau aus diesem Grund wurde der marktbasierter Redispatch von der EU zum Regelfall gemacht (vgl. EU 2019).

Trotz dieser üblichen Erwartungen an den marktbasierter Redispatch wurde in Deutschland argumentiert, dass der marktbasierter Ansatz keine Verbesserung des bestehenden administrativen Systems darstelle (Neon & Consentec 2019). Die Einsparpotenziale durch die Einbindung von Lasten und Speichern werden demnach auf der Übertragungsnetzebene als gering eingeschätzt. Allerdings könne der marktbasierter Redispatch Anreize für strategisches Verhalten (Ausübung von Marktmacht und Inc-dec gaming) erzeugen und so erhebliche zusätzliche Kosten verursachen. Angesichts dieser Einschätzung von potenziell geringem Nutzen und mitunter hoher Kosten wird in Deutschland vom marktbasierter Redispatch abgesehen (BMWi 2020, S. 20-21). Inwieweit sich diese Entscheidung auf die Einführung der bereits in Demonstration befindlichen lokalen Flexibilitätsmärkte auswirkt, die das Konzept des marktbasierter Redispatch auf der Verteilnetzebene umsetzen, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Anfang 2021) noch offen. Der aktuelle Entwurf zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetz greift diese Debatte jedoch auf und gibt den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit marktbasierter Flexibilität zu kontrahieren (BMWi 2021).

Ungeachtet von der aktuellen Einschätzung in Deutschland wird marktbasierter Redispatch international bereits seit der Liberalisierung des Stromsektors in der Praxis angewendet. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die in Deutschland erwarteten Probleme in anderen Ländern mit marktbasierter Redispatch aufgetreten sind und wie dort damit umgegangen wurde.

Im Folgenden fassen wir die internationalen Erfahrungen mit marktbasierter Redispatch in Kalifornien, Großbritannien und Dänemark zusammen. Alle drei Länder wurden in der

deutschen Diskussion zu marktbasierem Redispatch häufig als Praxisbeispiele für das Auftreten strategischen Verhaltens zitiert (vgl. z.B. Neon & Consentec 2019). Zudem werden auch empirische Studien aus weiteren europäischen Ländern mitberücksichtigt. Der Fokus in diesem Aufsatz liegt auf den Folgen von strategischem Verhalten und den ergriffenen Gegenmaßnahmen. Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, eine Grundlage für die Einschätzung der empirischen Relevanz von strategischem Verhalten im marktbasieren Redispatch zu schaffen.

Dabei kommt unsere Untersuchung zu zwei zentralen Aussagen: Erstens, in der untersuchten internationalen Erfahrung wird strategisches Verhalten primär mit mangelndem Wettbewerb innerhalb der Engpassregionen und damit durch Marktmacht begründet. Inc-dec gaming, wenn vorhanden, wird lediglich als eine Begleiterscheinung der Marktmachtausübung eingestuft. Das Auftreten von Inc-dec gaming ohne Marktmacht konnte anhand der empirischen Beispiele nicht belegt werden. Zweitens, strategisches Verhalten kann mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. In den Fällen, in denen strategisches Verhalten im Rahmen des marktbasieren Redispatches aufgetreten ist, konnte der Kostenanstieg durch gezielte Gegenmaßnahmen stark reduziert werden. In Rahmen der Untersuchung gab es keine Hinweise darauf, dass strategisches Verhalten zu einer Abschaffung von marktbasierem Redispatch oder gar zur Einführung von kostenbasierem Redispatch geführt hat.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analyse detailliert dargestellt. In Kapitel 2 stellen wir zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten bei marktbasierem Redispatch vor, die in Deutschland derzeit diskutiert werden. Kapitel 3 beschreibt die Erfahrung der drei untersuchten Länder mit marktbasierem Redispatch. In Kapitel 4 werden Erfahrungen aus weiteren europäischen Ländern mit strategischem Verhalten im marktbasieren Redispatch andiskutiert. Kapitel 5 fasst die Kernaussagen der Analyse zusammen.

2. Strategisches Verhalten beim marktbasieren Redispatch

Um die Folgen des strategischen Verhaltens an Redispatchmärkten bewerten zu können, stellen wir im Folgenden zwei unterschiedliche Ausprägungen vor. Entsprechend der aktuellen

Diskussion in Deutschland handelt es sich um die Ausübung von Marktmacht und das sogenannte Inc-dec gaming.

Im Rahmen des marktbasierten Redispatch können Erzeuger und Nachfrager zwischen zwei aufeinander folgenden Marktstufen mit unterschiedlicher räumlicher Auflösung Arbitrage betreiben. Der zentrale Strommarkt bringt Nachfrage und Angebot in der gesamten Preiszone, z.B. Deutschland, in Einklang. Die darauffolgenden Aktivitäten der Netzbetreiber auf den Redispatchmärkten justieren Nachfrage und Angebot innerhalb der einzelnen Engpassregionen, z.B. Nord- und Süddeutschland, um Netzengpässe zu vermeiden. Preisunterschiede zwischen Zentral- und Redispatchmarkt sind möglich, wenn Nachfrage und Angebot sich zwischen Engpassregion und gesamter Preiszone unterscheiden.

Die rational handelnden Akteure berücksichtigen also den Redispatchmarkt bei ihren Entscheidungen am zentralen Strommarkt. Sind die Netzbetreiber zur Auflösung der Netzengpässe mit hoher Wahrscheinlichkeit auf die Kapazität eines Anbieters am Redispatchmarkt in der Engpassregion angewiesen, so spricht man von *Marktmacht*. Die Anlage dieses Akteurs ist dann engpassrelevant und verfügt über Monopolmacht innerhalb der Engpassregion. Dies kann auch auf mehrere Akteure zutreffen, die als Gruppe vom Netzbetreiber gebraucht werden. Der Akteur kann üblicherweise in beiden Märkten mit seinem Gebot von den tatsächlichen Kosten abweichen, bzw. über seinen tatsächlichen Kosten anbieten. Strategisches Verhalten wird in diesem Zusammenhang angenommen, wenn der Erzeuger mit Marktmacht am Redispatchmarkt den Netzbetreibern die Kapazität zu überhöhten Preisen anbietet oder überhöhte Entschädigungsansprüche für die Reduzierung seines Outputs verlangt. Die betroffenen Netzbetreiber sind gesetzlich zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität verpflichtet und stimmen daher mangels alternativer Angebote den potentiell ungünstigen Preiskonditionen zu. Diese Strategie beeinflusst vor allem den Redispatchpreis (vgl. Brunekreeft et al. 2020, S. 41-46; Neon & Consentec 2019, S. 44-48). Die Ausübung von Marktmacht ist bei einem intensiven Wettbewerb innerhalb der Engpassregion, wenn der Netzbetreiber für die Auflösung eines Engpasses auf alternative Anbieter zurückgreifen kann, nicht möglich. Marktmacht gilt als Marktversagen und wird in der Regel durch Regulierung der Märkte adressiert.

Beim *Inc-dec gaming* antizipieren die Marktakteure den Preis am Redispatchmarkt und rechnen diesen als Opportunität in das eigene Gebot am Zentralmarkt ein. Hierdurch beeinflussen sie das Redispatchvolumen. Die Marktakteure weichen auch beim *Inc-dec gaming* mit ihren Geboten am Zentralmarkt von den tatsächlichen Kosten ab. Das typische Beispiel für diese Strategie stellt ein Erzeuger mit hohen Erzeugungskosten in einer exportbeschränkten Engpassregion dar. Der Preis am Redispatchmarkt liegt in exportbeschränkten Regionen immer unter dem Preis des Zentralmarkts. Bei einem antizipierten Engpass bietet daher der Erzeuger seine Kapazität unabhängig von den eigenen Erzeugungskosten am Zentralmarkt zum erwarteten Redispatchpreis an (increasing the output – inc). Die Kapazität wird kontrahiert und mit dem Preis des Zentralmarkts vergütet. Am Redispatchmarkt wird die kontrahierte Leistung vom Erzeuger zu einem gewinnbringenden Preis wieder zurückgekauft (decreasing the output – dec) (vgl. Brunekreeft et al. 2020, Hirth & Schlecht 2020, Holmberg & Lazarczyk 2015, Dijk & Willems 2011). In Abgrenzung zur Ausübung von Marktmacht (hier ist der Erfolg der Strategie sicher) hängt der Erfolg der *Inc-dec gaming* Strategie wesentlich von zwei Faktoren ab. Entscheidend ist, ob die Spieler den Engpass und das Marktergebnis genau prognostizieren können und ob die potenziell zu erreichende Marge das Risiko einer falschen Prognose aus Sicht des Spielers rechtfertigt. Diese Marge und die Erfolgswahrscheinlichkeit verringern sich mit zunehmendem Wettbewerb (vgl. Brunekreeft et al. 2020). Die Frage, inwiefern Marktmacht für strategisches Verhalten erforderlich ist, ist zentral in der Diskussion und steht daher auch im Fokus der folgenden Auswertung der internationalen Erfahrung.

3. Untersuchung der internationalen Erfahrung

3.1 Strategisches Verhalten in Kalifornien

Die Liberalisierung des Stromsektors in Kalifornien begann 1996 und war Anfang 1998 vollständig umgesetzt. Dabei wurde ein zonaler Strommarkt mit marktbasierendem Redispatch zur Behebung der intrazonalen Netzengpässe eingeführt. In den Jahren 2000 und 2001 erreichten die Großhandelspreise am Strommarkt im Vergleich zu anderen Teilen der USA ein besonders hohes Niveau, was zu zahlreichen Versorgungsschwierigkeiten und Stromausfällen führte. Diese Periode wird üblicherweise als die kalifornische Energiekrise bezeichnet. 2009

wurde das zonale Marktdesign schließlich nach mehrjähriger Vorbereitung durch ein System mit Locational Marginal Pricing (LMP) ersetzt. Kalifornien wird in der Diskussion zum marktbasierten Redispatch als Beispiel für die Praxisrelevanz von Inc-dec gaming aufgeführt (z.B. Hirth & Schlecht 2020; Cramton 2019; Sarfati et al. 2019).

Die kalifornische Energiekrise wird dagegen in der internationalen Literatur in der Regel durch die mangelnde Absicherung der Lieferanten gegen das Preisrisiko erklärt (vgl. Bushnell 2004; Green 2003; Borenstein 2002). Die amerikanischen Behörden haben auch die Ausübung von Marktmacht als Ursache für die hohen Preise während der Energiekrise diskutiert (siehe z.B. CAISO 2002; FERC 2000). Dies ist jedoch in der wissenschaftlichen Diskussion umstritten (vgl. z.B. Harvey & Hogan 2000, 2001). Marktmacht wurde in Kalifornien auch bereits vor der Energiekrise als Problem ausgemacht und intensiv diskutiert (Borenstein et al. 2000b; Stoft 1996). Experten bemängelten zahlreiche Aspekte des kalifornischen Marktdesigns, die die Ausübung von Marktmacht begünstigten. Dazu zählten z.B. die Festlegung der kalifornischen Preiszonen, der Einsatz aufeinanderfolgender Märkte, pay-as-bid Pricing und das Ziel neben den Redispatchkosten auch die Gesamtmenge an Redispatchenergie zu minimieren (vgl. Harvey & Hogan 2000, 2001; Borenstein et al. 2000a; Stoft 1998). Zudem sollten Probleme mit Marktmacht innerhalb der Engpassregionen durch Reliability Must-Run Contracts adressiert werden (siehe z.B. Anhang P zu CAISO 2002). Durch Mängel bei der Ausgestaltung verstärkte dieses Instrument jedoch den Anreiz zur Marktmachtausübung anstatt sie einzudämmen (Buschnell & Wolak 1999, 2000).

Im Endeffekt gaben diese und weitere Marktdesignfehler bereits vor dem Auftreten der Energiekrise den Anstoß zu einer umfassenden Restrukturierung des kalifornischen Strommarktes hin zu LMP (CAISO 2003a). Die kalifornische Energiekrise bestätigte lediglich die damalige Einschätzung des Marktes als dysfunktional und schwer fehlerhaft und hob den Umstrukturierungsbedarf weiter hervor (FERC 2000).

Es stellt sich daher die Frage, welche Rolle das Inc-dec gaming für die Energiekrise und die darauffolgende Umstrukturierung des Marktdesigns spielte. Die theoretische Möglichkeit des Inc-dec gaming in Kalifornien, d.h. von Verhalten, das die Netzengpässe gezielt verschärft oder erzeugt, wurde nach Kenntnis der Autoren zum ersten Mal von Stoft in seiner Kritik der kalifornischen Umsetzung des marktbasierten Redispatch aufgezeigt (1998).

Interessanterweise berichtet jedoch der kalifornische Independent System Operator (CAISO) während und kurz nach der Energiekrise nur wenig von tatsächlichen Inc-dec Vorfällen (siehe z.B. CAISO 2002, Anhang P; CAISO 2003b, Anhang F). Aus den späteren Untersuchungen ging klar hervor, dass der Kraftwerksbetreiber Enron Inc-dec-ähnliche Strategien bereits ab Mai 1999 und damit bereits während der Energiekrise angewandt hatte. Zudem gab es Indizien, dass weitere Marktakteure solche Strategien ausgeübt haben (FERC 2003; CAISO 2003a). Erst in diesem Zeitraum gewinnt das Konzept des gezielten Verschärfens oder Erzeugens der Netzengpässe an Aufmerksamkeit (vgl. CAISO 2003a; Wolak et al. 2002).

Die tatsächliche Auswirkung des Inc-dec gaming auf den kalifornischen Strommarkt sowie auf die kalifornische Energiekrise konnte im Rahmen der damaligen Enron-Untersuchungen nicht quantifiziert werden (FERC 2003). Nach Einschätzung von CAISO stellte jedoch das Inc-dec gaming in der Zeit nach der Energiekrise und bis zur Umsetzung der Gegenmaßnahmen im Sommer 2003 den größten Kostenposten des intra-zonalen Engpassmanagements dar (vgl. CAISO 2003a; Wolak et al. 2002). CAISO hat im Rahmen der geplanten Umstrukturierung des Strommarkts wiederholt betont, dass das Inc-dec gaming unter LMP nicht mehr möglich ist. Dies wurde zur Zeit der Enron-Enthüllung gern auch als einer der Gründe für die geplante Umstrukturierung des Strommarkts aufgeführt (vgl. z.B. Alaywan et al. 2004, CAISO 2003a).

Für die vorliegende Untersuchung ist von besonderer Bedeutung, dass das Inc-dec gaming in Kalifornien immer auf den mangelnden Wettbewerb in einer Engpassregion zurückgeführt und daher als eine Begleiterscheinung der Marktmachtausübung gesehen wurde (siehe z.B. CAISO 2004, Section 1; CAISO 2003a, 2003b; Wolak et al. 2002). Dies ist bereits an der Beschreibung des Inc-dec gaming durch CAISO zu erkennen. „... generator can exercise locational market power because it knows that CAISO must accept its adjustment bids regardless of price because there is no competition. In these circumstances, the generator that is in a position to relieve congestion has the incentive and the means to engage in the “DEC” game, i.e., create additional congestion for the sole purpose of increasing the amount

it may charge for congestion relief, i.e., DEC-ing its unit(s)” (CAISO 2003a, S. 29-30)¹. Dementsprechend wird bemängelt, die vor der Enron-Untersuchung umgesetzten Gegenmaßnahmen von CAISO seien lediglich „intended to cover system conditions when local market power mitigation is needed to prevent unreasonably high prices. But local market power most often manifests itself under the current California market design through suppliers bidding unreasonably *low* prices” (Wolak et al. 2002, S. 3; Betonung im Original)².

In der Übergangszeit bis zur Umsetzung von LMP im Jahr 2009 wurde daher das Inc-dec gaming von CAISO wie eine Ausprägung von Marktmacht durch Marktüberwachung adressiert. Bei Verstoß, d.h. nicht nachvollziehbaren (zu hohen oder niedrigen) Preisgeboten, wurde die Leistung der Erzeuger anhand marktbasierter Referenzpreise entschädigt. Die regulierten Preise kamen zwar häufig zum Einsatz, es wurden aber darüber hinaus keine weiteren Maßnahmen benötigt, um ein Verschärfen oder Verursachen von Netzengpässen einzuschränken (vgl. CAISO 2004). Die angewandte Lösung ähnelt dem kostenbasierten Redispatch in Deutschland. Aus kalifornischer Sicht stellte sie jedoch keine Weiterentwicklung des bestehenden fehlerhaften Marktdesigns dar. Vielmehr handelte sich um eine pragmatische und schnell umsetzbare Übergangslösung, die den Betrieb des bestehenden Strommarktes bis zum Abschluss der Marktumstrukturierung sicherstellen sollte (CAISO 2003b).

Zusammenfassend zeigt die kalifornische Erfahrung, dass weder die Energiekrise noch die darauffolgende Umstrukturierung des Strommarkts hin zu LMP durch das Inc-dec gaming verursacht wurden. Die Energiekrise wird primär auf die mangelnde Absicherung der Energieversorger gegenüber steigenden Spotmarktpreisen zurückgeführt. Kritik an den

¹ Der Erzeuger kann innerhalb der exportbeschränkten Engpassregion lokale Marktmacht ausüben, weil er weiß, dass CAISO seine Anpassungsgebote unabhängig von deren Höhe akzeptieren muss, da es keinen Wettbewerb gibt. Unter diesen Umständen hat der Erzeuger, der den Engpass auflösen kann, den Anreiz und die Mittel das “DEC” game zu spielen, sprich zusätzliche Knappheit zu erzeugen mit dem alleinigen Zweck, die Summe, die er für das Auflösen des Engpasses veranschlagen kann, in die Höhe zu treiben.

² Gegenmaßnahmen von CAISO waren auf Situationen ausgerichtet gewesen, wenn die Reduktion von lokaler Marktmacht darauf abzielt, unverhältnismäßig hohe Preise zu verhindern. Aber lokale Marktmacht zeigte sich im kalifornischen Marktdesign oft genug dadurch, dass Erzeuger unverhältnismäßig niedrig anbieten.

zahlreichen Marktdesignfehlern gab bereits vor der Energiekrise und den Enron-Enthüllungen als letztem Anstoß zur Umstrukturierung. Inc-dec gaming trat erst nach der Energiekrise als Begleiterscheinung der Marktmacht in den Fokus und wurde mit Monitoring und bei Verstoß durch regulierte Preise für die bereitgestellten Redispatchleistungen adressiert. Diese Maßnahmen wurden schließlich mit der ohnehin bereits geplanten Umstellung des Marktdesigns zu LMP ab 2009 überflüssig.

3.2 Strategisches Verhalten in Großbritannien

Der Stromsektor in Großbritannien wurde bereits 1990 liberalisiert. Dabei wurde ein gemeinsamer Markt für England und Wales sowie ein separater Markt für Schottland gebildet. Der Markt in England und Wales, auch als Pool bezeichnet, verfügte zwar über Netzentgelte mit einer lokalen Netzkomponente, diese sollten jedoch nur Neuinvestitionen der Netznutzer beeinflussen. Die Netzentgelte boten daher keine Steuerungswirkung im Betrieb. Strom wurde überregional gehandelt und die dadurch entstandenen Netzengpässe durch marktbasierteren Redispatch behoben. Das Pool-Marktdesign von England und Wales wurde 2001 durch die New Electricity Trading Arrangements (NETA) ersetzt und 2005 auf Schottland erweitert (BETTA). Der marktbasierteren Redispatch wurde in die NETA und die spätere BETTA ohne wesentliche konzeptuelle Änderung übernommen.

Seit der Liberalisierung wurde in Großbritannien das strategische Verhalten im Kontext von marktbasierterem Redispatch nach Kenntnis der Autoren zweimal intensiv diskutiert: Die erste Diskussion begann direkt nach der Liberalisierung des Stromsektors in England und Wales. Die Aufsichtsbehörde Ofgem, damals noch OFFER, berichtete bereits 1992 im Rahmen einer Untersuchung von Anomalien im Gebotsverhalten der Erzeuger am Pool-Markt, wenn Netzengpässe auftraten. „But it was not only age, efficiency, and fuel which influenced bid prices. Where transmission constraints were active, bid prices were often higher, sometimes several times higher“ (OFFER 1992, S. ii)³. Dabei wurde zwischen *constrained-on* Kraftwerken, d.h. Kraftwerken, die wegen Netzengpässen zugeschaltet werden mussten, und den *constrained-off* Kraftwerken, deren Kapazität bei Netzengpässen reduziert werden musste,

³ Es zeigte sich, dass nicht nur Anlagenalter, -effizienz und Brennstoffe die Preisgebote beeinflussten. Wenn Übertragungsgpässe vorlagen, waren die Gebote oft höher; mitunter um ein Vielfaches höher.

unterschieden. Der klare Fokus lag auf constrained-on Kraftwerken, da diese für die Redispatchkosten von größerer Bedeutung als constrained-off Kraftwerke waren (1992, S. 13). Dies bestätigen auch die Daten zu Zahlungen an die constrained-off Kraftwerke, die im Vergleich zu den constrained-on Anlagen eher gering ausgefallen sind (vgl. OFFER 1992, S. 8). Die Ofgem-Untersuchung der Preisgebote der vierzehn Kraftwerke, die im Rahmen des Redispatches im Finanzjahr 1991/92 die höchsten Zahlungen erhalten haben, zeigen die Marktmacht dieser Kraftwerke auf. Diese leitete sich aus einem mangelnden Wettbewerb in der Engpassregion ab. „However, the present system [Anm. des Autors: Pool-Markt] permits generators located behind the constraints to name their own price. [...] If it proves to be necessary, I do not rule out more formal price control of generators in constrained locations. [...] A more competitive solution ought to be sought before price control is considered” (OFFER 1992, S. iii-iv)⁴.

Eine gezielte Verschärfung oder Erzeugung von Netzengpässen, d.h. das Inc-dec gaming, wurde in der damaligen Untersuchung nicht diskutiert. Die Beschreibung der Gebotsstrategie des Kraftwerks Littlebrook kommt dem aber sehr nahe. „During July to September the station was bidding at £21/MWh and would therefore have been called in the unconstrained schedule during peaks in demand. [...] When other stations were constrained on elsewhere in the system, Littlebrook was constrained off to keep supply at the required level” (OFFER 1992, S. 30)⁵. Ofgem gibt an, dass der übliche Gebotspreis für Littlebrook bei £22/MWh lag, geht in der Untersuchung allerdings nicht weiter auf dieses Verhalten ein. Aus den Unterlagen geht aber hervor, dass diese Strategie nur von Zeit zu Zeit funktioniert hat. Zudem wurde bei diesem einen Kraftwerk beobachtet, das neben solchen constrained-off Einsätzen das Littlebrook

⁴ Das damalige System erlaubte es demnach Erzeugern hinter den Engpässen ihren Preis zu setzen. Falls erforderlich wurde deshalb eine formalisierte Preiskontrolle solcher Erzeuger nicht ausgeschlossen. Aber zuvor sollte eine wettbewerblichere Lösung als Preiskontrolle anvisiert werden.

⁵ Zwischen Juli und September bot die Anlage mit £21/MWh an und wurde so in der ersten Stufe ohne Berücksichtigung der Engpässe eingeplant. Während dann andere Anlagen anderswo im Marktgebiet zugeschaltet werden mussten, um die Versorgung aufrecht zu erhalten, wurde die Anlage in Littlebrook abgeregelt.

Kraftwerk zu anderen Zeiten deutlich höhere Einnahmen durch constrained-on Einsätze, d.h. Marktmachtausübung, erzielt hat (OFFER 1992).

Ofgem unternahm in der ersten Hälfte der 90er-Jahre eine Reihe von Gegenmaßnahmen, um die identifizierte Marktmacht zu beseitigen (siehe z.B. OFFER 1998). So wurde National Grid als zuständiger Netzbetreiber zu einer Reevaluierung der Sicherheitsstandards beim Engpassmanagement bewegt und Anreize zur Reduzierung der Engpassmanagementkosten ausgesetzt. Zudem wurde National Grid ermächtigt, mit kritischen Anlagen Engpassmanagementverträge zu schließen, die den betroffenen Anlagen zwar Einnahmen bei Engpässen zusicherten, aber das Volumen der Maßnahmen auch effektiv eingrenzten (Green 1997). Darüber hinaus wurde das Monitoring der Erzeugergebote am Markt durch Ofgem verschärft, um strategisches Verhalten besser identifizieren zu können, allerdings weiterhin mit dem Fokus auf die Eingrenzung von Marktmacht (Green 2004).

Neben den konkreten Anpassungen des Engpassmanagements wurden von Ofgem in der zweiten Hälfte der 90er-Jahre zahlreiche weitere Schritte gegen allgemeine Marktmachtprobleme am Pool-Markt unternommen, die aber indirekt auch das Potenzial zum strategischen Verhalten beim Auftreten von Netzengpässen weiter einschränkten. Anhand von Marktmachtuntersuchungen durch Ofgem wurden die zwei aus der Liberalisierung hervorgegangenen, dominanten konventionellen Erzeuger zum Teilverkauf des Erzeugungsparks verpflichtet, so dass sich der Wettbewerb in der zweiten Hälfte der 90er-Jahre nicht nur am Markt, sondern auch in den bestehenden Engpassregionen, deutlich intensiviert und die Möglichkeiten zum strategischen Verhalten einschränkte (Ofgem 2009a, Brealey & Lapuerta 1997). Zwischen 1999 und 2000 wurde zudem die Einführung der Market Abuse Licence Condition (MALC) angestoßen, die Marktmanipulationen anhand von Verhaltenseffekten definierte und hierdurch eine breite Palette an strategischem Verhalten, auch im Rahmen des Engpassmanagements, abdecken konnte. Aufgrund der geplanten Einführung von NETA und dessen erwarteter positiver Wettbewerbsauswirkungen wurde MALC jedoch bereits nach kurzer Zeit abgelöst (Ofgem 2009a).

Die zweite Diskussion von strategischem Verhalten bei Netzengpässen in Großbritannien wurde durch die Untersuchung von Ofgem gegen Scottish Power und Scottish & Southern Energy im Jahr 2008 angestoßen. Mit der Erweiterung des NETA Marktes durch BETTA auf

Schottland im Jahr 2005 entstand am Cheviot Boundary zwischen Schottland und England die kritischste Engpassstelle im britischen Stromsystem. Ofgem konnte im Rahmen seiner Untersuchung sowohl die engpassbedingte Marktmacht als auch das gezielte Verschärfen bzw. Verursachen von Netzengpässen durch schottische Erzeuger identifizieren. Allerdings stellte Ofgem gleichzeitig fest, dass das strategische Verhalten keine Verletzung des Wettbewerbsrechts darstellte. „In particular it appears that both SP’s and SSE’s output has been much more expensive than that of comparable generators in England and Wales at times of constraint. [...] There is also evidence that in at least some cases, SP and/or SSE may have behaved in ways that exacerbated, and in some cases created, constraint situations in relation to Scotland. However, Ofgem considers that the likelihood of making an infringement finding under CA98 is low (although not negligible)” (Ofgem 2009b, S. 1)⁶.

Ofgem hat versucht den Effekt von strategischem Verhalten am Engpass Cheviot Boundary zwischen Schottland und England zu quantifizieren. Dabei wurden zwei verschiedene Arten von strategischen Verhalten unterschieden: Zum einen wurde die Ausübung von Marktmacht (wie in Kapitel 2 beschrieben) unter der Überschrift „pricing behavior in export constraints“ quantifiziert. Dieses strategische Verhalten bezog sich auf überhöhte Entschädigungsansprüche von Erzeugern in exportbeschränkten Regionen, wenn es dem Netzbetreiber an alternativen Geboten mangelte. Der Effekt der Marktmachtausübung in importbeschränkten Regionen wurde nicht untersucht, da die Wettbewerbsintensität zwischen Erzeugern in den Importregionen England und Wales hoch war. Zum anderen beschreibt Ofgem mit „non-economic dispatch“ das Verhalten der Erzeuger sowohl in export- als auch in importbeschränkten Regionen, das zwar zunächst zu betriebswirtschaftlichen Verlusten bei der Erzeugung führt, dafür aber eine Erschaffung oder weitere Verschärfung der

⁶ Es wurde festgestellt, dass die Erzeugung der beiden Anbieter auf der schottischen Seite zu Engpasszeiten sehr viel teurer war als die vergleichbaren Erzeuger in England und Wales. Es gab auch Anhaltspunkte dafür, dass die schottischen Erzeuger SP und SSE möglicherweise in einigen Fällen durch ihr Verhalten Engpasssituationen an der schottischen Grenze verschärft oder sogar verursacht hatten. Dennoch schätzte Ofgem die Wahrscheinlichkeit, ihnen eine Verletzung des Wettbewerbsrechts unter dem Competition Act 98 nachzuweisen als niedrig, aber nicht geringfügig ein.

Netzengpässe zum Ziel hatte. Dieses Verhalten entspricht damit dem Konzept des Inc-dec gaming aus Kapitel 2.

Nach der Schätzung von Ofgem zeigte sich, dass diese beiden strategischen Verhaltensweisen der schottischen Erzeuger im Kontext des Engpassmanagements in den Jahren 2008 und 2009 zu Kosten von £125 Mio., bei insgesamt £238 Mio. Redispatchkosten, führten (Ofgem 2011). Die Ausübung von Marktmacht führte im Untersuchungszeitraum nach Angaben von Ofgem zu Zusatzkosten in Höhe von £106 bis £115 Mio. und damit zu ca. 85 bis 92% der Gesamtkosten, die auf strategisches Verhalten zurückgeführt wurden. Weitere £19 bis £36 Mio. und damit ca. 15 bis 29% der durch strategisches Verhalten verursachten Zusatzkosten wurden auf „non-economic dispatch“ zurückgeführt (Ofgem 2011, 2012).

Als Folge der Ofgem-Untersuchung wurde die „Transmission Constraint License Condition“ (TCLC) in den Lizenzen der Erzeuger eingeführt (siehe Ofgem 2012). Man hatte zwar verschiedenen Gegenmaßnahmen in Betracht gezogen, darunter auch die Maßnahmen aus den 90er-Jahren und aus Kalifornien, wie z.B. die Verpflichtung zur Veräußerung der Erzeugungskapazitäten, Langfristverträge oder Price Caps, entschied sich aber aufgrund der erwarteten langen Umsetzungsdauer und weiteren Umsetzungsproblemen letztendlich für die TCLC als alternativen Lösungsweg (Ofgem 2011). Die TCLC räumte Ofgem die Möglichkeit ein, das strategische Verhalten im Rahmen des marktbasierten Redispatches zu überwachen und zu sanktionieren. Dabei wurden explizit das Inc-dec gaming (Circumstance 1) *und* Marktmachtausübung in Engpasssituationen (Circumstance 2) anvisiert (siehe Abb. 1). Ofgem hat zwar auch bei Circumstance 1 den Fokus auf die Fälle gelegt, bei denen im Rahmen des erzeugten Engpasses gleichzeitig auch auffällige Entschädigungsansprüche von Netzbetreibern gestellt wurden. Der Regulierer behielt sich jedoch die Möglichkeit offen, auch das engpassverursachende Verhalten ohne auffällige Gebote, oder sogar ohne einen erfolgreichen Zuschlag durch den Netzbetreiber, d.h. fehlgeschlagenes Inc-dec gaming, zu sanktionieren. Wie in Abb. 1 dargestellt, wurden bei der Überwachung des Inc-dec gaming durch Ofgem die Fälle untersucht, in denen die Erzeuger Netzengpässe verursacht haben. Bei Marktmacht standen Fälle im Fokus, bei denen die Gebote der Erzeuger in bereits exportbeschränkten Netzregionen auffällig niedrig ausgefallen sind. In beiden Fällen wurde von Ofgem geprüft, ob das Verhalten der Erzeuger aus betriebswirtschaftlicher Sicht

nachvollziehbar war. Die Erzeuger durften zu den untersuchten Fällen Stellung beziehen und die eigene Gebotsstrategie betriebswirtschaftlich begründen.

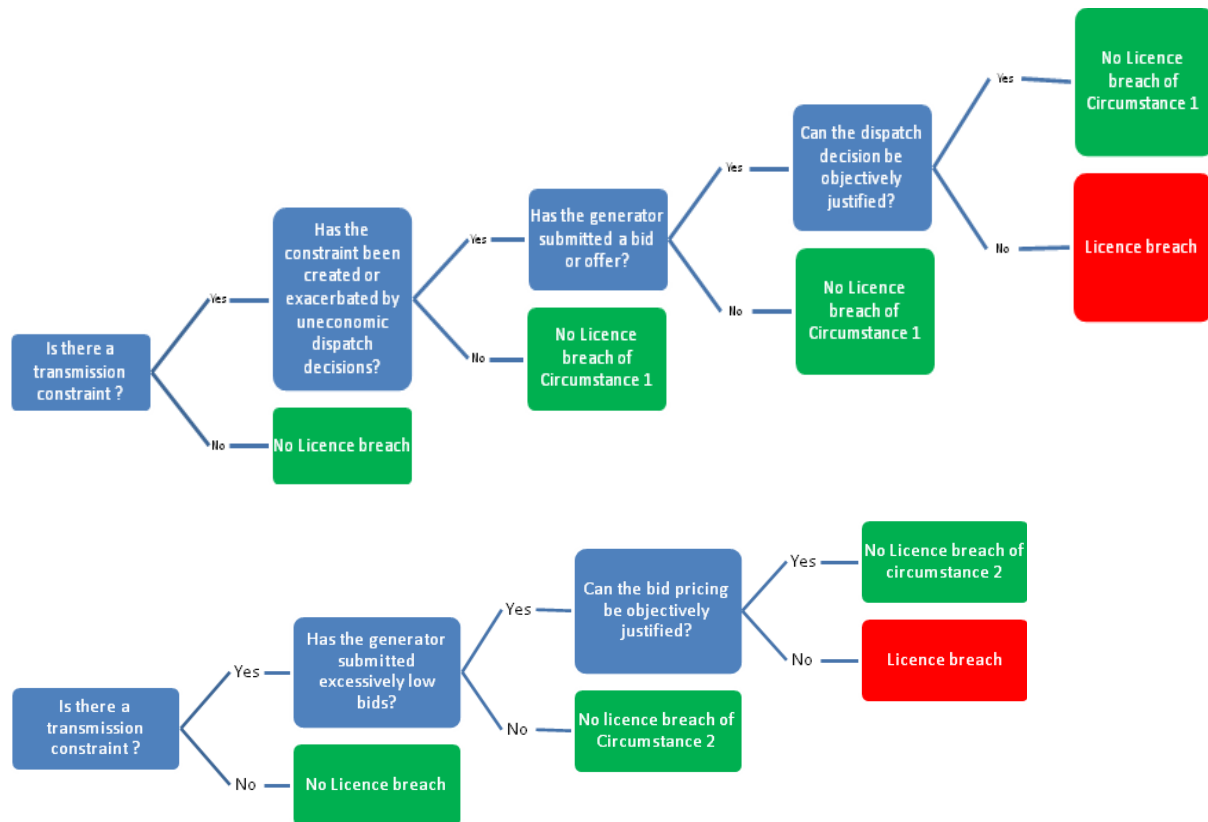


Abbildung 1: Ofgem Monitoring von Circumstance 1 (oben) und Circumstance 2 (unten),
Quelle: Ofgem 2012⁷

Da bei der Umsetzung von TCLC bereits weitere Reformen des Engpassmanagements, wie die zonale Bepreisung in Großbritannien und die Einführung von Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) zur Überwachung von Marktmanipulationen auf EU-Ebene diskutiert wurden, war die TCLC zunächst auf fünf Jahre begrenzt. Während des Reviews wurde dann die Wirksamkeit der ergriffenen Maßnahmen bescheinigt (Ofgem 2016) und die TCLC unbefristet verlängert (Ofgem 2017a). Das Monitoring von Circumstance 1, d.h. des Inc-dec gaming, wurde jedoch aus der TCLC entfernt, da diese nach Ansicht von Ofgem

⁷ ©Ofgem 2012. Diese Abbildung wurde unter Open Government Licence v3.0 lizenziert. Um diese Lizenz anzuzeigen, besuchen Sie <http://www.nationalarchives.gov.uk/doc/open-government-licence/>. Anfragen zu dieser Veröffentlichung richten Sie bitte an den korrespondierenden Autor.

bereits durch die Maßnahmen des in der Zwischenzeit verabschiedeten REMITs ausreichend adressiert wurden (Ofgem 2017b).

Als Fazit hebt die Erfahrung aus Großbritannien vor allem die Probleme des marktbasierten Redispatch mit Marktmacht hervor. Marktmacht verursachte den Großteil der Redispatch-Zusatzkosten sowohl Anfang der 90er Jahre als auch nach der Erweiterung des Strommarkts von England und Wales auf Schottland. Inc-dec gaming konnte im Rahmen der Untersuchung gegen schottische Erzeuger auch ohne Marktmacht empirisch nachgewiesen werden, wurde jedoch vor allem in Verbindung mit Marktmacht von Ofgem als Problem erkannt und adressiert. Zudem konnten durch die Marktüberwachung und Sanktionierung sowohl Marktmacht (TCLC) als auch Inc-dec gaming (EU REMIT) erfolgreich adressiert werden.

3.3 Strategisches Verhalten in Dänemark

Der Einsatz von marktbasierendem Redispatch am Interkonnektor zwischen der dänischen Gebotszone DK1 und Deutschland stellt ein weiteres Praxisbeispiel für die Untersuchung von strategischem Verhalten im Rahmen von marktbasierendem Redispatch dar. Der Interkonnektor DK1-DE hatte nach Schätzungen der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) im Jahr 2016 eine Kapazität von 1582 MW. Nichtsdestotrotz stand den Marktparteien in der ersten Hälfte von 2016 im Durchschnitt nur eine Kapazität von 201 MW zur Verfügung. Hiermit gehörte DK1-DE zu den am intensivsten gedrosselten Interkonnektoren in der EU (EC 2018).

Um diesen Umstand zu adressieren, haben das dänische Energieministerium und das deutsche BMWi in einer gemeinsamen Stellungnahme mit den Netzregulierern beider Länder die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Energinet zur Freigabe der Kapazitäten an DK1-DE aufgefordert. Die Netzbetreiber sollten ab November 2017 eine Übertragungskapazität von mindestens 400 MW gewährleisten und diese kontinuierlich bis 2020 auf 1100 MW steigern (Energinet & TenneT 2019). Darüber hinaus hat sich TenneT Ende 2018 gegenüber der EU-Kommission verpflichtet die Kapazität des Interkonnektors bereits 2019 auf 1300 MW anzuheben, um eine kartellrechtliche Untersuchung der EU-Kommission zu vermeiden (TenneT 2018).

Um die geforderte Kapazität am Interkonnektor DK1-DE bereitzustellen, sollen TenneT und Energinet marktbasierendem Redispatch anwenden. Beide Netzbetreiber haben dies im Rahmen der bereits bestehenden Beschaffungsmechanismen umgesetzt. Konkret greift TenneT bei

einem Engpass auf die Gebote des deutschen Intra-Day-Marktes und Energinet auf die Gebote des dänischen Regelenenergiemarktes zurück (vgl. Energinet 2017).

Die Untersuchung von marktbasiertem Redispatch am Interkonnektor DK1-DE ist für die aktuelle Diskussion in Deutschland von besonderer Relevanz. Um einen Engpass zu vermeiden, müsste die für Deutschland bestimmte Erzeugung aus Skandinavien mithilfe von marktbasiertem Redispatch bereits in Dänemark aufgefangen werden. Da jedoch DK1-DE einen strukturellen Netzengpass zwischen skandinavischer Erzeugung im Norden und dem Verbrauch im Süden Deutschlands darstellt, war die Befürchtung von Inc-dec gaming sehr groß. So warnten TenneT und Energinet (2017, S.19) in deren gemeinsamem Impact Assessment:

“Market participants have developed an advanced understanding of the correlation between high-wind or other situations that require capacity limitations on the DK1-DE border given the existing limitations in the German grid. Thereby, the times where TSOs need to countertrade can be predicted with a rather high certainty. This knowledge about the virtual capacities and corresponding countertrade requirements opens up for arbitrage possibilities between the day-ahead, intraday and regulating power markets that can in the extreme case eliminate the price effect in the day-ahead market.⁸“ Damit sind sowohl die Situation als auch die damit verbundene Argumentation der deutschen Diskussion des marktbasierten Redispatches im Kontext der strukturellen Nord-Süd-Engpässe sehr ähnlich.

Um die empirische Relevanz von Inc-dec gaming zu prüfen, hat der dänische Regulierer die Netzbetreiber im Jahr 2018 zu einer Auswertung des marktbasierten Redispatch zwischen Dänemark und Deutschland aufgefordert. Damals betrug das Redispatch-Volumen insgesamt 1598 GWh. Wenn die skandinavische Bilanzzone zeitgleich mit dem Engpass unterversorgt ist,

⁸ Die Marktteilnehmer hätten angesichts bestehender Einschränkungen im deutschen Netz ein fortgeschrittenes Verständnis der Zusammenhänge zwischen Starkwind- und andern Situationen, die eine Drosselung der Interkonnektorkapazitäten erforderlich machen, erlangt. Dadurch könnten sie die Zeiten, in denen die Übertragungsnetzbetreiber den marktbasierten Redispatch anwenden, mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhersehen. Dieses Wissen eröffne Arbitragemöglichkeiten zwischen den verschiedenen Marktstufen, die in Extremfällen den Preiseffekt im Day-Ahead Markt eliminieren können.

wird dies vorrangig mit den Stromüberschüssen aus DK1-DE ausgeglichen. Dieses Verfahren wird als „netting“ bezeichnet. Im Jahr 2018 konnten auf diese Weise 484 GWh aufgefangen werden. Im zweiten Schritt werden die restlichen Stromüberschüsse anhand von Regelenenergiegeboten der Erzeuger und Verbraucher aus der Gebotszone DK1 adressiert. So wurden also die restlichen 1114 GWh behoben. Die Vergütung der Gebote erfolgt dabei nach dem Pay-as-bid-Prinzip (Energinet & TenneT 2019).

Im Rahmen der Untersuchung fokussieren sich die Netzbetreiber nur auf das Inc-dec gaming der Lasten. Einerseits ist eine Überprüfung der Erzeugung anhand der den Netzbetreibern vorliegenden Daten scheinbar nicht möglich (Energinet & TenneT 2019). Andererseits steht am Interkonnektor vor allem die Nachfrage unter Verdacht Inc-dec gaming zu betreiben (EnDK & TenneT 2017). Die Netzbetreiber schätzen das Ausmaß von Inc-dec gaming im Jahr 2018 auf moderate 30 bis 50 GWh und schlussfolgern bezüglich Inc-dec gamings, dass „in light of the above calculations, under scheduling can be viewed as a relatively low-key activity that only occurs in special circumstances among certain players“ (EnDK & TenneT 2019, S. 24)⁹.

Trotz der vorgelegten Untersuchungsergebnisse zögert der Danish Utility Regulator (DUR), als die zuständige Regulierungsbehörde in Dänemark, die Möglichkeit des Inc-dec gaming am Interkonnektor DK1-DE komplett auszuschließen. DUR schlägt deswegen vor, Monitoring als Überwachungsinstrument des strategischen Verhaltens dauerhaft beizubehalten und künftige Fälle ähnlich wie in Großbritannien als Marktmanipulation in Rahmen des EU REMIT zu adressieren. Nichtsdestotrotz stellt DUR gemeinsam mit der deutschen Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Bewertung der Untersuchung der Netzbetreiber fest, dass „... the special regulation counter-trading model is cost-effective and that the model has delivered the desired volume of down regulation throughout the entire period ...“ (BNetzA & DUR 2019, S. 9)¹⁰.

⁹ Anhand der Berechnungen könne das Verhalten als relativ zurückhaltend angesehen und auf spezielle Umstände bei bestimmten Spielern zurückgeführt werden.

¹⁰Der marktbasierter Redispatch am Interkonnektor sei kosteneffizient und habe über den gesamten Zeitverlauf die gewünschte Menge an Regelleistung bereitgestellt.

Die dänische Umsetzung des marktbasierten Redispatches beinhaltet allerdings auch ohne die gezielten Maßnahmen gegen das Inc-dec gaming bereits Besonderheiten, die mit der geringen empirischen Relevanz des Inc-dec gaming in Verbindung stehen können. Wir haben an anderer Stelle argumentiert, dass die Entscheidung der Marktakteure zum Inc-dec gaming unter anderem von der Wahrscheinlichkeit abhängt, dass das Gaming erfolgreich ist, d.h. dass der strategische Akteur wie gewünscht für den Redispatch eingesetzt wird (vgl. Brunekreeft et al. 2020). In diesem Kontext könnte die Priorisierung von "netting" gegenüber den Redispatchgeboten der Nachfrage bei einem Engpass an DK1-DE von Bedeutung sein. Zur erfolgreichen Umsetzung von Inc-dec gaming muss deshalb nicht nur der Engpass zuverlässig antizipiert, sondern auch der Bilanzstand der skandinavischen Gebotszone vorhergesehen werden.

Zusammenfassend scheint daher in Dänemark das strategische Verhalten im Rahmen des marktbasierten Redispatches am Interkonnektor DK1-DE entgegen der vorherigen Erwartungen nur von geringer Bedeutung zu sein. Die potenziellen Probleme scheinen durch Monitoring und die Behandlung der aufgetretenen Fälle als Marktmanipulationen im Rahmen des europäischen REMIT ausreichend eingegrenzt.

4. Anhaltspunkte aus weiteren europäischen Ländern

In der bisherigen Untersuchung lag der Fokus auf den Ländern, die in der deutschen Diskussion als empirische Beispiele für das Auftreten von Inc-dec gaming genannt werden. Es gibt in Europa jedoch zahlreiche weitere Länder, die marktbasierten Redispatch anwenden. Im Folgenden fassen wir kurz die Erfahrungen zusammen. Im Fokus stehen europäische Länder, wo strategisches Verhalten im Kontext des marktbasierten Redispatches bereits untersucht wurde. Diese Studien vermitteln einen guten Eindruck über die Probleme, die in diesen Ländern im Kontext des marktbasierten Redispatches diskutiert wurden.

Beispielsweise heben Hakvoort et al. (2009) zwei Punkte in Bezug auf die Erfahrungen mit marktbasiertem Redispatch in Europa hervor. Zum einen identifizieren die Autoren anhand der internationalen Erfahrung zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: Erstens boten die konventionellen Erzeuger in exportbeschränkten Regionen am Redispatchmarkt für

die Abschaltung entgegen der Erwartung nicht die vermiedenen Kosten der Anlagen, sondern verlangten eine Zuzahlung des Netzbetreibers. Zweitens haben Erzeuger in importbeschränkten Regionen Kapazitäten am Spotmarkt zurückgehalten, um diese zu höheren Preisen am Redispatchmarkt vermarkten zu können. Beide Ausprägungen konnten nach Ansicht von Hakvoort et al. (2009, S. 19) auf den mangelnden Wettbewerb in den Engpassregionen zurückgeführt werden. Das Inc-dec gaming, d.h. das Verschärfen der Netzengpässe auch unter fairem Wettbewerb, wurde hier nicht identifiziert bzw. diskutiert.

Eine zweite interessante Einsicht bei Hakvoort et al. (2009) ist, dass die untersuchten Länder sehr unterschiedliche Erfahrungen mit marktbasierendem Redispatch gemacht haben. Zwar stellt Marktmacht in allen untersuchten Ländern ein Problem dar; in Spanien (unten noch detaillierter vorgestellt) und Frankreich konnte dieses Problem jedoch adressiert werden. Die positiven Erfahrungen in Frankreich führen Hakvoort et al. (2009) auf das niedrige Niveau an Netzengpässen zurück. Diese werden wiederum durch die französischen Netzanschlussregeln begründet, die neuen Erzeugern nur bei vorhandener Netzkapazität Zugang zum Netz gewähren.

In Italien wurden hingegen negative Erfahrungen mit marktbasierendem Redispatch gemacht, allerdings konnten die Ursachen der hohen Redispatchkosten aufgrund der schlechten Datenlage nicht identifiziert werden. Obwohl Hakvoort et al. (2009) berichten, dass in Italien im Jahr 2009 Reformen ergriffen wurden, um die Ursachen der hohen Redispatchkosten transparenter darstellen zu können und entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten, liegen dazu nach unserem Kenntnisstand aber keine aktuellen Analysen vor.

Einen detaillierteren Blick auf die in Spanien angewandten Strategien der Marktakteure bieten Furio und Lucia (2009), die Marktergebnisse für die Jahre 2000 bis 2005 auswerten. Sie beobachteten dabei verschiedene Optimierungsstrategien der Marktakteure über den Spot-, Intraday- und Redispatchmarkt, diese manifestierten sich für die Nachfrage und Erzeugung jedoch unterschiedlich. Bei der Nachfrage wurde eine Verschiebung in den Intradaymarkt festgestellt. Diese konnte jedoch nur indirekt auf das spanische Engpassmanagement zurückgeführt werden. Die Kosten des Redispatches wurden nur auf die Energiekäufe am Spotmarkt verteilt. Die Energiekäufe am Intradaymarkt waren von dieser Zulage befreit, was den Intradaymarkt gegenüber dem Spotmarkt für die Nachfrage attraktiv machte. Laut Furio

und Lucia war zum Zeitpunkt der Studienveröffentlichung aber bereits eine Reform geplant, um diesen Effekt zu adressieren (2009, S. 59).

Die spanische Erzeugung hat dazu tendiert, eigene Kapazitäten bei antizipierten Engpässen am Spotmarkt zu hohen Preisen anzubieten. Hierdurch konnten erwartete Engpässe verschärft und durch höhere Preise höhere Einnahmen erreicht werden. Dieses Verhalten wird von Furio und Lucia auf die Anreize des spanischen Marktdesigns zurückgeführt. Die Autoren betonen jedoch, dass nur 13 Kraftwerke zur Auflösung der Engpässe in Spanien genutzt werden. „These results are indicative of high concentration levels in the number of generating facilities that help alleviate congestions of the daily market” (Furio & Lucia 2009, S. 58)¹¹. Zudem bemängeln die Autoren die geplanten Veränderungen des Marktdesigns zur Erhöhung des Wettbewerbs am Redispatchmarkt: „The offers made by production units to add energy specifically to solve any transmission constraints, if needed, are intended to avoid possible interferences in the daily market price, and to put some competitive pressure on the determination of prices. In our opinion, this competition is hardly expected to succeed in practice, as long as the restrictions continue to be resolved necessarily only by a thin number of companies in most cases (Furio & Lucia 2009, S. 59)¹².“ Aus Sicht der Autoren scheint daher das strategische Verhalten der Erzeugung nur durch einen verstärkten Wettbewerb in Engpassregionen ausreichend adressiert zu werden.

Auch bei der Untersuchung des strategischen Verhaltens in Spanien von Furio und Lucia wird Inc-dec gaming nicht erwähnt. Dies kann auf die dort angewandten asymmetrischen Entschädigungsregeln beim Redispatch zurückgeführt werden. Die zugeschalteten Erzeuger am Intradaymarkt werden anhand der abgegebenen Gebote entschädigt; Anlagen, die im Rahmen des Redispatches abgeregelt werden, zahlen hingegen die am Markt erzielten

¹¹ Es läge nahe, dass bei der Zahl der Erzeuger, die zur Auflösung der Engpässe beitragen könnten, hohe Konzentration vorliege.

¹² Die Gebote der Erzeuger für Zuschaltung im Engpassfall, seien demnach darauf ausgerichtet mögliche Beeinträchtigungen des täglichen Marktpreises zu vermeiden und Wettbewerbsdruck bei der Preisbildung zu erzeugen. Dieser Wettbewerb könne jedoch in der Praxis kaum Erfolg haben, solange die Engpässe weiterhin in den meisten Fällen nur durch eine geringe Zahl von Unternehmen aufgelöst würden.

Einnahmen vollständig zurück. Zusatzeinnahmen sind durch das Verursachen von Engpässen daher nicht möglich (vgl. Furio & Lucia 2009, S. 50-51).

Einen weiteren offenen Punkt in der Diskussion von strategischem Verhalten im Rahmen des marktbasiereten Redispatchs stellt auch der nordische Strommarkt Nord Pool dar. Er ist der älteste internationale Strommarkt der Welt, dessen Design auch als Leitfaden für den europäischen Strombinnenmarkt dient. Innerhalb von Nord Pool wird zwar zonale Bepreisung angewendet, bei Engpässen innerhalb der einzelnen Preiszonen kommt jedoch der marktbasierete Redispatch zum Einsatz. Zahlreiche Aspekte von Nord Pool wurden bereits untersucht, wie z.B. verschiedene Ausprägungen strategischen Verhaltens der Marktteilnehmer (siehe z.B. Rintamäki et al. 2020, Boomsma et al. 2014), das strategische Verhalten der Netzbetreiber bei Engpassmanagement (vgl. Glachant & Pignon 2005, Bjørndal et al. 2003) oder die durch erneuerbare Erzeugung herbeigeführten Marktdesignherausforderungen (vgl. Pöyry 2017). Im Kontext dieses vielfach untersuchten Marktes wurde zwar von Marktmachtausübung bei antizipierten Netzengpässen berichtet (vgl. Rintamäki et al. 2020), eine Studie zu Inc-dec gaming fehlt nach Kenntnis der Autoren jedoch, bzw. Nord Pool wird im Rahmen der Inc-dec Diskussion bisher vernachlässigt. Auch zu den Gegenmaßnahmen von Nord Pool zu strategischem Verhalten besteht noch Untersuchungsbedarf.

In Summe lässt sich also auch in einigen weiteren europäischen Ländern mit marktbasieretem Redispatch auf Probleme mit strategischem Verhalten schließen. Unter Umständen kann es auch zur Verschärfung der bestehenden oder Erzeugung neuer Netzengpässe kommen; mangelnder Wettbewerb zwischen den Erzeugern und damit deren lokale Marktmacht stellen jedoch in den internationalen Berichten immer die Voraussetzung für ein solches Verhalten dar. Die Möglichkeit die Netzengpässe auch unter fairen Wettbewerbsbedingungen zu erzeugen, wie es die deutsche Inc-dec Diskussion impliziert, kann anhand der vorliegenden Ergebnisse nicht ausgeschlossen werden und weitere Untersuchungen vor allem in Bezug zu Italien oder Nord Pool wären wünschenswert. Es zeigt sich jedoch, dass die Argumentation aus der deutschen Diskussion neu und in der bisherigen Praxis nur wenig relevant zu sein scheint.

5. Fazit

Deutschland lehnt bisher die von der EU-Kommission geforderte Einführung des marktbasierten Redispatchs auf Übertragungsnetzebene ab, da das BMWi (BMWi 2020) das Risiko von strategischem Verhalten als zu groß einschätzt. Vor diesem Hintergrund wurden in dieser Studie die internationalen Erfahrungen mit marktbasiertem Redispatch untersucht. Der Fokus der Untersuchung liegt dabei auf zwei Ausprägungen von strategischem Verhalten: erstens der Ausübung von Marktmacht, die durch eine marktbeherrschende Stellung innerhalb der Engpassregion entstehen kann und zweitens dem so genannten Inc-dec gaming. Beim Inc-dec gaming preisen die Marktakteure den Output des Redispatchmarktes am zentralen Strommarkt ein und nehmen hierdurch Einfluss auf das benötigte Redispatchvolumen. Vor allem der letztere Punkt prägt die aktuelle deutsche Diskussion und ist Kernmotivation der politischen Ablehnung des marktbasierten Redispatch.

Die Erfahrung aus Kalifornien, Großbritannien und Dänemark, die in der deutschen Diskussion als empirische Beispiele für das Auftreten des Inc-dec gamings genannt werden, sowie die Auswertung weiterer Studien, die sich mit strategischem Verhalten bei marktbasiertem Redispatch in weiteren europäischen Ländern beschäftigt haben, heben vor allem zwei Punkte hervor:

Erstens, Probleme mit strategischem Verhalten innerhalb des marktbasierten Redispatchs werden in allen untersuchten Ländern primär auf mangelnden Wettbewerb innerhalb der Engpassregionen und damit auf Marktmacht zurückgeführt. Das Inc-dec gaming wurde in den untersuchten Ländern bisher nur in Kalifornien und Großbritannien beobachtet, und auch in diesen Ländern lediglich als eine Begleiterscheinung der Marktmachtausübung eingestuft. Hingegen liefern die empirischen Beispiele kaum Belege dafür, dass Inc-dec gaming auch unter Wettbewerbsbedingungen, also ohne Marktmacht, bereits aufgetreten ist. Dennoch wurde diese Option bei der Einführung von Gegenmaßnahmen in den jeweiligen Ländern (z.B. Großbritannien und Dänemark) als Möglichkeit bereits mitberücksichtigt.

Ob strategisches Verhalten mit oder ohne Marktmacht stattfindet ist eine wichtige Unterscheidung. Situationen mit Marktmacht sind recht gut identifizierbar und es kann zum Beispiel mit Wettbewerbsrecht eingegriffen werden. Im Gegensatz dazu ist strategisches Verhalten ohne Marktmacht problematischer aber scheinbar deutlich seltener.

Zweitens, in den meisten untersuchten Ländern konnte strategisches Verhalten mit geeigneten Gegenmaßnahmen adressiert werden. Die umgesetzten Gegenmaßnahmen zur Einschränkung der Marktmacht in den einzelnen Ländern hatten alle zum Ziel den Wettbewerb innerhalb der Engpassregion zu intensivieren. Diese Gegenmaßnahmen umfassen in den untersuchten Fällen vor allem Monitoring mit regulierter Redispatchentschädigung, Langfristverträge, Price Caps sowie weitere länderspezifische Maßnahmen. Das Inc-dec gaming wird darüber hinaus in europäischen Ländern als eine Marktmanipulation in Rahmen von EU REMIT adressiert und entsprechend geahndet.

Die Lehre aus den untersuchten internationalen Erfahrungen ist, dass das Potential für strategisches Verhalten bei marktbasierem Redispatch zu gering erscheint, um den Ausschluss des marktbasierem Redispatch zu rechtfertigen und stattdessen allein auf administrativen Redispatch zu setzen. Die bestehenden Probleme mit strategischem Verhalten (sei es Marktmacht oder Marktmanipulation) können, wie die internationalen Erfahrungen zeigen, gezielt mit geeigneten Gegenmaßnahmen angegangen werden.

Referenzen

- Alaywan Z., Wu T. & Papalexopoulos A. D. (2004). Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: An operational perspective. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2, S. 862-867.
- Bjørndal M., Jørnsten K. & Pignon V. (2003). Congestion management in the Nordic power market – counter-purchases and zonal pricing. *Journal of Network Industries*, 4(3), S. 271-292.
- Boomsma T. K., Juul N. & Fleten S.-E. (2014). Bidding in sequential electricity markets: The Nordic case. *European Journal of Operational Research*, 238, S. 797-809.
- Borenstein S. (2002). The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster. *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), S. 191-211.

- Borenstein S., Bushnell J. B. & Stoft S. (2000a). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *The RAND Journal of Economics*, 31(2), S. 294-325.
- Borenstein S., Bushnell J. B. & Wolak F. A. (2000b). *Diagnosing market power in California's deregulated wholesale electricity market*. Working Paper PWP-064. Program on Workable Energy Regulation (POWER). Berkeley, Kalifornien.
- Brealey R. A. & Lapuerta C. (1997). *A report on generator market power in the electricity market of England and Wales. Volume I*. Bericht der Brattle Group im Auftrag von Enron Europe.
- Brunekreeft G., Pechan A., Palovic M., Meyer R., Brandstätter C. & Buchmann M. (2020, März 19). *Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“*. Kurzgutachten im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena). Bremen.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi (2021). *Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht*. Gesetzentwurf der Bundesregierung, Stand 10. Februar 2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi (2020). *Aktionsplan Gebotszone gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943*. Bundesrepublik Deutschland.
- Bundesnetzagentur & Danish Utility Regulator – BNetzA & DUR (2019, Okt. 21). *Regulators' opinion on Energinet-Tennet monitoring report for 2018 on the operation of the Joint Declaration*.
- Bushnell J. B. (2004). California's electricity crisis: a market apart? *Energy Policy*, 32, S. 1045-1052.
- Bushnell J. B. & Wolak F. A. (2000). *Regulation and the leverage of local market power in the California electricity market*. Working Paper CPC00-13. Competition Policy Center, University of California, Berkeley. Berkeley, Kalifornien.
- California Independent System Operator Corporation – CAISO (2004). *Annual report on market issues and performance*.

California Independent System Operator Corporation – CAISO (2003a, Juli 22). *Amendment to Comprehensive Market Design Proposal*. Docket No. ER02-1656-____, EL01-68-____.

California Independent System Operator Corporation – CAISO (2003b, März 31). *RE: California independent System Operator Cooperation*, Docket No. ER03-____-000, Amendment No. 50. Brief an Magalie Roman Salas, Secretary von Federal Energy Regulatory Commission.

California Independent System Operator Corporation – CAISO (2002). *Request for rehearing and clarification of the California Independent System Operator Corporation*. Docket No. ER02-1656-000, EL01-68-017.

Cramton P. (2019, Sep. 22). *Local flexibility market*. Working paper.

Dijk, J.; Willems, B. (2011). The effect of counter-trading on competition in electricity markets. *Energy Policy*, 39, S. 1764–1773.

Energienet – EnDK (2017). *Regulation C2: The balancing market and balance settlement*. Dokument 13/91893-80.

Energienet & Tennet – EnDk & TenneT (2019). *Monitoring report: DK1-DE countertrade following Joint Declaration 2018*. Dokument 18/01072-14.

Energienet & Tennet – EnDk & TenneT (2017). *Final report: DK1-DE countertrade models impact assessment*. Dokument 17/09862-37.

European Commission – EC (2018). *Commission decision of 7.12.2018 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 AT.40461 – DK/DE Interconnector*. Dokument C(2018) 8132 final. Brussels.

Europäische Union – EU (2019). *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt der Europäischen Union L 158/54.

Federal Energy Regulatory Commission – FERC (2003). *Final report on price manipulation in western markets. Fact-finding investigation of potential manipulation of electric and natural gas prices*. Docket No. PA02-2-000.

- Federal Energy Regulatory Commission – FERC (2000, Dez. 15). *Order directing remedies for California wholesale electric markets*. Dokument 93 FERC 61,294.
- Furió D. & Lucia J. J. (2009). Congestion management rules and trading strategies in the Spanish electricity market. *Energy Economics*, 31, S. 48-60.
- Glachant J.-M. & Pignon V. (2005). Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy*, 13, S. 153-162.
- Green R. (2004). *Did English generators play courtnout? Capacity withholding in the electricity Pool*. Working Paper 04-010. Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Green R. (2003). Failing electricity markets: Should we shoot the pools? *Utilities Policy*, 11, S. 155-167.
- Green R. (1997). Transmission pricing in England and Wales. *Utilities Policy*, 6(3), S. 185-193.
- Hakvoort R., Harris D., Meeuwssen J. & Hesmondhalgh S. (2009, Juni 24). *A system for congestion management in the Netherlands. Assessment of the options*. Breicht der Brattle Group im Auftrag von Ministerie van Economische Zaken.
- Harvey S. M. & Hogan W. W. (2001, Apr. 24). *On the exercise of market power through strategic withholding in California*.
- Harvey S. M. & Hogan W. W. (2000, Okt. 27). *Issues in the analysis of market power in California*.
- Hirth L. & Schlecht I. (2020, Juli 24). Market-based redispatch in zonal electricity markets: The preconditions for and consequence of Inc-dec gaming. Working Paper. ZBW – Leibnitz Informaiton Centre for Economics.
- Holmberg, P.; Lazaczyk, E. (2015) Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing. *The Energy Journal*, 36(2), S. 145-166.
- Neon & Consentec (2019). *Abschlussbericht: Kosten- oder marktbasieret? Zukünftige Redispatchbeschaffung in Deutschland. Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“*. Bericht für Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2017a, Mai 17). *Decision to introduce the Transmission Constraint Licence Condition (TCLC) as a standard licence condition prohibiting potential abuse of transmission constraints.*

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2017b, Feb. 17). Statutory consultation on the proposed *licence condition to prohibit potential abuse of transmission constraints by generators in the balancing mechanism.* Konsultationspapier.

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2016, Mai 26). *Consultation on the future of the Transmission Constraint Licence Condition.* Konsultationspapier.

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2012, Okt. 29). *Transmission Constraint Licence Condition guidance.*

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2011). *Impact Assessment of the Transmission Constraint Licence Condition (TCLC).* Dokument DECC0045.

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2009a, März 30). *Addressing market power concerns in the electricity wholesale sector – Initial policy proposals.* Konsultationspapier.

Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem (2009b, Jan. 19). *Competition Act Investigation into Scottish Power and Scottish & Southern Energy.* Brief von Andrew Wright, der Managing Director, Markets.

Office of Electricity Regulation – OFFER (1998). *Review of electricity trading arrangements. Background paper 1. Electricity trading arrangements in England and Wales.*

Office of Electricity Regulation – OFFER (1992). *Report on constrained-on Plant.* Ofgem Master Copy.

Pöyry (2017). *Nordic Market Design Forum – feasibility study.* Abschlussbericht.

Rintimäki T., Siddiqui A. S. & Salo A. (2020). Strategic offering of a flexible producer in day-ahead and intraday power markets. *European Journal of Operational Research*, 284, S. 1136-1153.

Sarfati M., Hesamzadeh M. R. & Holmberg P. (2019). Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets. *Energy Strategy Reviews*, 24, S. 103-206.

- Stoft S. (1998, März 20). Gaming Intra-Zonal Congestion in California. Eingeladener Vortrag am UC Energy Institute Restructuring Conference.
- Stoft S. (1996). California's ISO: Why not the clear the market? *The Electricity Journal*, 9(10), S. 38-43.
- Tennet (2018). *Proposal of commitments under Article 9 of Council Regulation (EC) No. 1/2003. Case COMP/AT.40461 – DE-DK Interconnector.*
- Wolak F. A. & Bushnell J. B. (1999, April 2). *Reliability must-run contracts for the California electricity market.* Bericht für Market Surveillance Committee of the Californian ISO.
- Wolak F. A., Bushnell J. B. & Hobbs B. F. (2002). *Comments on mitigating local market power and interim measures for intra-zonal congestion management.* Bericht der Market Surveillance Committee of the California ISO.