



Strategisches Gebots- verhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform

Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells
erschieden als FfE Discussion Paper 2020-02



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

2020

Impressum

Herausgeber:

FFE Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0

info@ffe.de

www.ffe.de

FFE Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH

www.ffegmbh.de

Beteiligte Partner:



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

**U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T**



Fraunhofer

ISI

Veröffentlicht am:

20.05.2020

Autoren:

Nikolai Klempp (Hauptautor), Kai Hufendiek
Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwen-
dung (IER), nikolai.klempp@ier.uni-stuttgart.de

Erik Heilmann (Hauptautor), Heike Wetzel
Universität Kassel, Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale
Energiewirtschaft, erik.heilmann@uni-kassel.de

Sabine Pelka, Anke Bekk
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Simon Köppl, Andreas Zeiselmair, Daniela Wohlschlager
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE)

FfE Discussion-Paper:

2020-02; ISSN 2700-7111

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV)
ALF	Altdorfer Flexmarkt; FlexPlattform-Umsetzung der FfE im SINTEG-Projekt C/sells
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungs- Netze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)
comax	FlexPlattform-Umsetzung der TenneT TSO GmbH im SINTEG- Projekt C/sells
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG 2017)
EIV	Einsatzverantwortlicher
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)
FSV	Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungs- bedingte Wirkleistungsanpassungen (Redispatch-Maßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode
HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannungsebene
LMP	Local Marginal Prices
MS	Mittelspannungsebene
NS	Niederspannungsebene
NABEG-Novelle (Redispatch 2.0)	Novelle des „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz - (NABEG)“ durch das „Gesetz zur Beschleunigung des Energielei- tungsausbaus“ am 13.03.2019
PSW	Pumpspeicherwerk
ReFlex	Regionaler Flexibilitätsmarkt Nordhessen; FlexPlattform-Umsetzung der EAM Netz GmbH in Zusammenarbeit mit der Universität Kassel im SINTEG-Projekt C/sells
SINTEG	Forschungsprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitäts- versorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Inhalt

1	Die C/sells FlexPlattform als Baustein des zukünftigen Netzengpassmanagements.....	9
1.1	Marktbezogener Ansatz zur Integration lastseitiger Flexibilität.....	9
1.2	Strategisches Gebotsverhalten bei marktbezogenen Ansätzen als „Showstopper“? ..	10
2	Problem des strategischen Gebots-verhaltens bei marktbezogenen Ansätzen im Netzengpassmanagement.....	12
2.1	Stand der wissenschaftlichen Diskussion zu marktbasierem Redispatch	12
2.2	Problem 1: Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz (Increase-Decrease-Game)	13
2.3	Problem 2: Ausübung von Marktmacht.....	14
2.4	Einordnung der Problematik zum C/sells FlexPlattform-Konzept.....	14
3	Prinzipielle Lösungsoptionen für strategisches Gebotsverhalten	16
3.1	Monitoring und Pönalisierung	16
3.2	Langfristige leistungs-basierte Produkte.....	17
3.3	Preisgrenzen.....	19
3.4	Zusammenfassung - Einsatz der Maßnahmen.....	20
4	Drei Fallbeispiele zur Konkretisierung des Auftretens strategischen Gebots-verhaltens und der Auswirkung möglicher Maßnahmen.....	21
4.1	Netzengpasssituation ① „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“	23
4.1.1	Ursache für Netzengpasssituation ①.....	23
4.1.2	Behebung der Netzengpasssituation heute.....	23
4.1.3	Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts	23
4.1.4	Informationstransparenz	24
4.1.5	Marktmacht.....	24
4.1.6	Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt	24
4.1.7	Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung	25
4.2	Netzengpasssituation ② „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“	25
4.2.1	Ursache für Netzengpasssituation ②.....	25
4.2.2	Behebung der Netzengpasssituation heute.....	25
4.2.3	Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts	26
4.2.4	Informationstransparenz	26
4.2.5	Marktmacht.....	26
4.2.6	Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt	26
4.2.7	Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung	27
4.3	Netzengpasssituation ③ „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“	27
4.3.1	Ursache für Netzengpasssituation ③.....	27

4.3.2	Behebung der Netzengpasssituation heute	27
4.3.3	Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts	27
4.3.4	Informationstransparenz	28
4.3.5	Marktmacht	28
4.3.6	Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt	28
4.3.7	Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung.....	28
4.4	Schlussfolgerungen aus den Fallbeispielen.....	29
5	Fazit.....	31
6	Literatur.....	32

Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform

**Nikolai Klemp^{*,a}, Erik Heilmann^{*,b}, Sabine Pelka^c, Simon Köppl^d, Anke Bekk^c
Andreas Zeiselmair^d, Daniela Wohlschlager^d, Heike Wetzel^b, Kai Hufendiek^a**

Im Rahmen des SINTEG-Forschungsprojektes C/sells wurde ein Konzept zur Optimierung und Erweiterung bestehender Netzengpassmanagementprozesse entwickelt. Ziel des sogenannten C/sells FlexPlattform-Konzeptes ist es, netzebenenübergreifend Flexibilitätsbedarfe und -angebote effizienter koordinieren zu können und bislang nicht erschlossene Flexibilitätspotenziale, insbesondere der Lastseite, nutzbar zu machen. Das FlexPlattform-Konzept verfolgt den hybriden Ansatz, bestehende Netzengpassmanagementprozesse um einen marktbezogenen Mechanismus zur Kontrahierung von Flexibilität zu erweitern. Das vorliegende Diskussionspapier ordnet dieses Konzept in die aktuelle Debatte über Möglichkeiten des strategischen Gebotsverhaltens bei einem marktbasieren Netzengpassmanagement ein. Zunächst werden die zwei grundsätzlichen Problembereiche des strategischen Bietens, die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz (Increase-Decrease-Game) und die Ausübung von Marktmacht, beschrieben. Darauf aufbauend werden mögliche Maßnahmen zum Umgang mit strategischem Gebotsverhalten diskutiert. Dies sind Monitoring und Pönalisierung, langfristige leistungsorientierte Produkte und Preisgrenzen. Abschließend wird anhand von drei exemplarischen Netzengpasssituationen und zwei beispielhaften Produktdesigns die Wirkweise der Maßnahmen verdeutlicht.

Es lässt sich festhalten, dass grundsätzlich geeignete Maßnahmen zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten bestehen. Bei der detaillierten Ausgestaltung eines adäquaten Markt- und Produktdesigns müssen jedoch eine Vielzahl unterschiedlicher Anforderungen beachtet werden, weshalb die optimale Gestaltung in einem iterativen Prozess erfolgen sollte. Die Erfahrungen aus den drei C/sells FlexPlattform-Umsetzungen (ALF, comax, ReFlex) und das gemeinsame C/sells FlexPlattform-Konzept können hierfür die Grundlage bilden.

*Hauptautoren

a Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

b Universität Kassel, Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft

c Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

d Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

1 Die C/sells FlexPlattform als Baustein des zukünftigen Netzengpassmanagements

Die voranschreitende Transformation der deutschen Elektrizitätsversorgung zu einem System basierend auf erneuerbaren Energien (EE) führt zu veränderten Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Zur optimalen Bewirtschaftung begrenzter Netzkapazitäten ist das bestehende Netzengpassmanagement weiter zu verbessern (vgl. Hirth et al. 2019). Diese Weiterentwicklung ist insbesondere für die Übergangsphasen bis zur Vollendung von investiven Maßnahmen zur Optimierung und Erweiterung von Netzkapazitäten relevant. Im SINTEG-Projekt „C/sells“ wurde hierfür ein gemeinsames Konzept für eine sogenannte FlexPlattform entwickelt, für das ausgewählte Module in drei FlexPlattform-Umsetzungen (ALF, comax, ReFlex) demonstriert wurden. Ziel der FlexPlattform ist es, netzebenenübergreifend Flexibilitätsbedarfe und -angebote unter Einbeziehung aller verfügbaren Ressourcen (Prozesserweiterung) effizienter zu koordinieren (Prozessoptimierung). Ersteres umfasst dabei insbesondere die für netzebenenübergreifende Bedarfe aktuell ungenutzten, kurzfristig verfügbaren nachfrageseitigen Flexibilitätpotentiale.

Das C/sells FlexPlattform-Konzept zielt auf die Optimierung und Erweiterung der bestehenden Prozesse für Netzengpassmanagement ab.

Prozessoptimierung und -erweiterung bauen auf die bestehenden Prozesse im Netzbetrieb und setzen zugunsten eines geringen Implementierungsaufwand keine tiefgreifenden Änderungen im regulatorischen Rahmen voraus. Durch das Flex-Plattform-Konzept werden deshalb weder strukturelle Veränderungen des Marktdesigns¹ noch der geltenden Grundsätze für die Netzplanung² vorgenommen. Vielmehr steht die möglichst effiziente kurzfristige Behebung von Netzengpässen im Fokus. Der zur Einbindung zusätzlicher Ressourcen entwickelte Mechanismus ersetzt dabei nicht die bestehenden Engpassmanagementmechanismen nach § 13 EnWG, sondern ergänzt diese.

1.1 Marktbezogener Ansatz zur Integration lastseitiger Flexibilität

Aktuelle Netzengpassmanagementmaßnahmen folgen dem Grundsatz, dass durch die mit ihnen verbundenen Betriebsanpassungen die betroffenen Anlagen finanziell weder besser noch schlechter gestellt werden. Eingriffe in den Anlagenbetrieb durch den Netzbetreiber, die nach dem Einsatz netzbezogener Maßnahmen erforderlich sind, erfolgen auf Grundlage von regulatorisch erteiltem Recht (§ 13 EnWG). Dies umfasst auch eine Entschädigungspflicht im Sinne einer Kostenkompensation (§ 13 I EnWG)³. Die Kostenkomponenten, die kompensiert werden können, wurden in bilateralen Verhandlungen zwischen Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur festgelegt und unterliegen der Kostenkontrolle der

¹ Heutiges Marktdesign mit einheitlicher Gebotszone und nachgelagerter Behebung von Netzengpässen. Über die organisierten Elektrizitätsmärkte wird somit lediglich Investitions- und Einsatzplanung zum zeitlichen Ausgleich angereizt, was zu einer fehlenden Koordination des regionalen Ausgleichs von Einspeisung und Bezug unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur führt.

² Netzoptimierung, -verstärkung, -ausbau zur Erhöhung der verfügbaren Netzkapazität, die harmonisiert mit der wettbewerblichen erzeugungs- und nachfrageseitigen Investitionsplanung und unter Abwägung investiver Maßnahmen gegenüber Maßnahmen mit erhöhten Betriebskosten (Flexibilitätseinsatz) bestimmt werden sollte.

³ Notmaßnahmen nach § 13 II EnWG sind von der Entschädigungspflicht ausgenommen.

Die heterogene Kostenstruktur von lastseitiger Flexibilität macht eine regulierte Kostenermittlung schwierig.

Übertragungsnetzbetreiber. Sie umfassen auch Opportunitätskosten (siehe Bundesnetzagentur 2018 i. V. m. Weber 2015). Trotz einheitlichem Verfahren ist die Ermittlung der Kosten, die Erzeugungsanlagen entstehen, bereits hinreichend komplex und lässt einen gewissen Spielraum bei der Quantifizierung der Kosten zu. Aufgrund einer deutlich heterogeneren Kostenstruktur, ist die Bestimmung der individuellen Kosten kaum möglich, die nachfrageseitiger Flexibilität durch Netzengpassmanagementmaßnahmen entstehen. Insbesondere die Berechnung der Opportunitätskosten⁴ erscheint undurchführbar. Dies zeigt sich auch bei den heute existierenden technologiespezifischen Einzelmechanismen zur Einbindung der Nachfrageseite. So sind die Mechanismen nach § 14 a EnWG, § 19 II StromNEV und AbLaV nicht bedarfsgerecht. Während Anlagen, die unter § 14 a EnWG und § 19 II StromNEV fallen, nicht für das netzebenenübergreifende Engpassmanagement zur Verfügung stehen, ist das Produktdesign der AbLaV sehr restriktiv. Dadurch wird der potentielle Teilnehmerkreis sehr stark beschränkt und es entstehen zu hohen Kosten. Die Mechanismen entfalten somit trotz hohem Aufwand nur einen begrenzten Nutzen bei der Behebung von Netzengpässen (vgl. auch Antoni et al. 2016).

Für die Integration nachfrageseitiger Flexibilitätspotentiale wird im FlexPlattform-Konzept deshalb die Unkenntnis der nachfrageseitigen Kostenstrukturen anerkannt und ein marktbezogener Ansatz⁵ zur Integration der Nachfrageseite verfolgt. Dies erlaubt ein anpassbares, die Anforderungen von Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter berücksichtigendes und damit zielgerichtetes Produktdesign.

1.2 Strategisches Gebotsverhalten bei marktbezogenen Ansätzen als „Showstopper“?

Als „hybrider Ansatz“ wird beim Engpassmanagement die Erweiterung heutiger regulierter Maßnahmen um marktbezogene Ansätze bezeichnet, die bislang nicht berücksichtigte Flexibilität integrieren.

Unter der Bezeichnung „strategisches Gebotsverhalten bei marktbasierem Redispatch“ wurde zuletzt Kritik an Ansätzen zum Netzengpassmanagement mit Marktelementen formuliert, die im Wesentlichen den Verweis auf das entstehende inkonsistente Marktdesign und mögliche Situationen mit Marktmacht beinhaltet (Details in Kapitel 2). Diese Schlussfolgerung ist im Kern korrekt und wird nicht angezweifelt. Im C/sells FlexPlattform-Konzept wird aus diesem Grund das bestehende regulatorische Netzengpassmanagement mit kostenbasierter Entschädigung nicht gänzlich ersetzt, sondern punktuell erweitert (sog. „hybrides Modell“). Der marktbezogene Ansatz erlaubt grundsätzlich die Einbindung aller Anlagen, die bisher noch nicht durch andere Mechanismen erschlossen werden. Dazu gehören insbesondere flexible Lasten, aber zum Teil auch Erzeugungsanlagen⁶. Ein differenziertes Markt- und Produktdesign kann dabei sicherstellen, dass sowohl netzbetreiberseitige als auch technologiebezogene Anforderungen erfüllt werden und außerdem etwaiges strategisches Gebotsverhalten eingedämmt wird. Durch regulatorische Bestandteile im Konzept lässt sich die konsistente Verknüpfung mit den bestehenden Elektrizitätsmärkten erreichen.

⁴ Opportunitätskosten beinhalten auf der Lastseite neben der Strommarktkomponente die weiteren Strom-preisbestandteile und insbesondere die Energiedienstleistung selbst (Produktion, Bereitstellung von Wärme, etc.).

⁵ Der Ansatz ist im Einklang mit den Vorgaben der europäischen Gesetzgebung. Die Neufassung der „Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie“ (Europäische Union 2019) fordert insbesondere in Artikel 32 eine Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren, sofern nicht „gewichtige Gründe“ dagegensprechen. Letzteres führt zu Gestaltungsspielraum der Mitgliedsländer.

⁶ In der anfänglichen Konzeption des C/sells FlexPlattform betraf dies alle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung kleiner 10 MW. Durch die Umsetzung des Redispatch 2.0 (NABEG-Novelle) wird ein gemeinsamer Koordinationsmechanismus für Erzeugungseinheiten mit einer Leistung größer 100 kW und EEG-Anlagen geschaffen, der grundsätzlich auch auf der FlexPlattform anwendbar ist. Für alle weiteren Anlagen können entsprechende eigene Flexibilitätsprodukte als Koordinationsinstrument geschaffen werden.

Nachfolgend wird in diesem Beitrag zunächst auf das strategische Gebotsverhalten bei markt-basiertem Redispatch⁷ näher eingegangen. Anschließend werden prinzipielle Lösungsoptionen zur Berücksichtigung von strategischem Gebotsverhalten beschrieben. Zur Konkretisierung der Wirkweise der Maßnahmen werden abschließend drei beispielhafte Netzengpasssituation mit jeweils zwei Ausgestaltungsvarianten von Flexibilitätsprodukten diskutiert. Die Beschreibungen beziehen sich dabei auf das C/sells FlexPlattform-Konzept. Es handelt sich somit explizit nicht um die Ergebnisse der Plattform-Demonstratoren. Abbildung 1 skizziert anhand der zugrundeliegenden Probleme und der infrage kommenden Lösungsansätzen das weitere Vorgehen.

Mittels eines differenzierten Markt- und Produktdesigns können sowohl netz- und technologiebezogene Anforderungen berücksichtigt, als auch strategisches Gebotsverhalten eingedämmt werden.

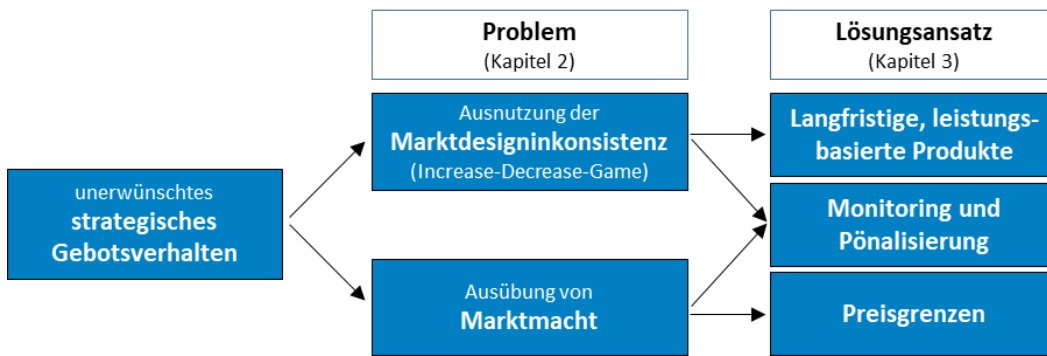


Abbildung 1: Differenzierung des Begriffs „Strategisches Gebotsverhalten“ in die zugrundeliegende Probleme und Zuordnung möglicher Lösungsansätze

⁷ Im Zusammenhang mit marktbasierem Redispatch existiert kein einheitliches Wording. Oftmals werden Flexibilitätsmarkt, Redispatchmarkt, Flexibilitätsplattform sowie marktbasieretes Netzengpassmanagement synonym verwendet. Im Folgenden verwenden wir Redispatchmarkt bzw. marktbasieretes Redispatch für die Diskussion der allgemeinen Problemstellung. In Bezug auf das C/sells-Konzept sprechen wir von der C/sells FlexPlattform.

2 Problem des strategischen Gebotsverhaltens bei marktbezogenen Ansätzen im Netzenspassmanagement

2.1 Stand der wissenschaftlichen Diskussion zu marktbasierem Redispatch

In jedem Strommarktdesign muss neben der zeitlichen Koordination von Erzeugung und Verbrauch auch deren lokale Verortung, verbunden mit der vorhandenen Netzinfrastruktur, Beachtung finden. Die zwei grundsätzlichen Ausprägungen hierfür sind:

- Ein zonaler Strommarkt gleicht zunächst Erzeugung und Verbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt aus. Handelsbedingt entstandene Netzenspässe werden im Anschluss durch Anpassung des Anlageneinsatzes (Redispatch) auf regulatorischer Basis gelöst. Auf eine marktliche Beachtung von Netzrestriktionen wird somit zugunsten eines großen, liquiden Marktgebiets mit langfristig stabilen Preissignalen verzichtet.
- Ein nodaler Strommarkt berücksichtigt die Netzrestriktionen zusammen mit dem zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und führt somit zu regional unterschiedlichen Preisen (Local Marginal Prices, LMP). Zugunsten eines engpassfreien Anlageneinsatzes werden weniger stabile Preissignale akzeptiert, die zusätzliche Maßnahmen für Investitionsanreize erforderlich machen.

In der Vergangenheit haben einige Länder eine Zwischenlösung implementiert, die einen zonalen Strommarkt mit einem rein marktbasieren Ansatz zur Behebung auftretender Engpässe verbindet. In einigen dieser Märkte konnte ein systematisches strategisches Gebotsverhalten beobachtet werden, welches in einzelnen Fällen ein Marktversagen zur Folge hatte. Die prominentesten Beispiele hier sind die Strommärkte in den USA, insbesondere Kalifornien (vgl. Borenstein et al. 2002, Sweeney 2006), und im Vereinigten Königreich zwischen England und Schottland (vgl. Perekhodtsev und Cervigni 2010). In beiden Fällen wurde das zugrundeliegende System angepasst, um strategisches Bieten einzudämmen. Während in Kalifornien ein nodales System eingeführt wurde (Alaywan et al. 2004), setzt das Vereinigte Königreich auf eine deutliche stärkere Regulierung (Büchner et al. 2019).

In nodalen Systemen ist die Problematik der engpassfreien Einsatzplanung zwar gelöst, jedoch verstärken sich hier insbesondere Marktmachtprobleme. Diese lassen sich durch verschiedene Maßnahmen eindämmen und sind in der Literatur ausführlich dokumentiert (vgl. Baldick 2016 sowie Adib et al. 2008 und 2013).

Die möglichen Probleme, die durch ein rein marktbasierendes Redispatch in einem zonalen Strommarkt auftreten können, sind in der akademischen Literatur ebenfalls erfasst (für einen Überblick siehe bspw. Holmberg et al. 2015). Auf deren Untersuchung bauen mehrere aktuelle Studien auf (siehe bspw. Hirth et al. 2018 und 2019), die einen rein marktbasieren Redispatch auf der Ebene des Übertragungsnetzes im Vergleich zum heutigen regulierten Redispatch-Prozess diskutieren. Sie empfehlen nicht auf ein derartiges Konzept zurückzugreifen. Hirth und Schlecht (2019) leiten ihre Empfehlung aus den Ergebnissen einer einfachen Modellierung des strukturellen „Nord-Süd-Engpasses“ in Deutschland, an der sie die Problematik des als

„Increase-Decrease-Game“ bezeichneten strategischen Gebotsverhaltens veranschaulichen. Dieses wird im Folgenden detailliert beschrieben. Im Anschluss wird auf das Problem von Marktmacht eingegangen.

2.2 Problem 1: Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz (Increase-Decrease-Game)

Im Kern beinhaltet das Increase-Decrease-Game eine Ausnutzung der durch einen Redispatchmarkt entstehenden Marktdesigninkonsistenz im Stromhandelssystem. Die nachträgliche Bepreisung von entstehenden Engpässen führt systemtheoretisch zu denselben netzknotenscharfen Preisen, die sich bei einem nodalen Marktansatz einstellen würden. Unter der Annahme, dass alle beteiligten Akteure dem rationalen Kalkül folgend die Marktdesigninkonsistenz ausnutzen, stellen sich somit automatisch nodale Preise ein, was jedoch ohne zusätzlich notwendige tiefgreifende Anpassungen im Marktdesign⁸ zu einer hohen Ineffizienz führt.

Das rationale Kalkül ist dabei folgendermaßen begründet: der Redispatchmarkt stellt einen jeweils lokal begrenzten Sekundärmarkt zum Stromhandel auf den Termin- und Spotmärkten dar. Marktteilnehmer berücksichtigen diese Opportunitäten bei ihrer Angebotsabgabe. Die Voraussetzung dafür ist, dass Engpasssituationen antizipiert und Spotmarktpreise sowie nodale Redispatchmarktpreise prognostiziert werden können. Das Wissen über die Preisdifferenzen bildet die Grundlage für verschiedene Ausprägungen unerwünschten Gebotsverhaltens. Diese lassen sich am Beispiel einer Erzeugungsanlage illustrieren⁹:

- Werden am Redispatchmarkt höhere Erlöse als am Spotmarkt erwartet, wird ein entsprechend hohes Angebot abgegeben, wodurch faktisch Erzeugung am Spotmarkt zurückgehalten wird.
- Werden am Redispatchmarkt niedrigere Preise als am Spotmarkt erwartet, wird mehr Erzeugung am Spotmarkt verkauft (zum höheren Preis), um diese Energie später am Redispatchmarkt zurückzukaufen.

Die Marktdesigninkonsistenz kann, wenn entsprechende Kenntnisse über Engpässe und Preise vorliegen und eine rationale Entscheidung der anderen Akteure zu erwarten ist, von jedem Akteur unabhängig ausgenutzt werden. Das Problem liegt daher grundsätzlich unabhängig von Marktmacht vor.

Die Marktdesigninkonsistenz kann bei vorliegender Informationstransparenz unabhängig von Marktmacht ausgenutzt werden.

Die beschriebenen theoretischen Überlegungen basieren auf einigen wesentlichen Annahmen, die nachfolgend aufgeführt werden und deren Adressierung bei einer Vermeidung von unerwünschtem strategischem Gebotsverhalten relevant ist:

- Der regulierte Redispatch wird vollständig ersetzt.
- Der marktbasierter Redispatch ist technologieoffen (und wird insbesondere auch durch die Erzeugungsseite bedient).
- Der marktbasierter Redispatch umfasst eine vollständig freie Preisbildung.
- Die Teilnahme am marktbasierter Redispatch ist freiwillig.
- Es herrscht vollständige Informationstransparenz.

⁸ Anpassungen im Marktdesign betreffen insbesondere die Integration der regionalen Komponente in die bestehenden Elektrizitätsmärkte für einen einstufigen, zeitlich-regionalen Ausgleich. Des Weiteren müssen Elemente für den Umgang mit verstärkt auftretenden Knappheitssituationen (Marktmacht) und die Risikoabsicherung (z.B. „Transmission Rights“) vorgesehen werden (vgl. Baldick 2016, Adib et al. 2008 und 2013).

⁹ Ein detailliertes Beispiel ist Hirth und Schlecht (2019) sowie Kapitel 4 zu entnehmen.

- Alle Akteure verhalten sich ökonomisch rational.

Aus den dargestellten Überlegungen leiten Hirth et al. (2019) drastische negative Konsequenzen bei Einführung eines reinen marktbasierten Redispatch ab: Bei einem systematischen Verhalten wird in erster Linie der Spotmarkt geschwächt, da der Redispatch-Markt de facto zum Leitmarkt wird. Außerdem erhöhen sich der Bedarf an Flexibilität und die Kosten für Engpassmanagement signifikant. Zudem können Marktteilnehmer sogenannte Windfall-Profits¹⁰ realisieren. Da der Spotmarkt nicht mehr als Bezugsbasis für Terminmärkte gilt, werden zudem falsche Investitionsanreize gesetzt.

2.3 Problem 2: Ausübung von Marktmacht

Im Allgemeinen ist die Liquidität auf Redispatchmärkten immer geringer als auf dem zonalen Spotmarkt, da die räumliche Verortung aufgrund der damit verbundenen netztechnischen Sensitivität einen wesentlichen Einfluss bei der Behebung des Engpasses hat. Dies führt im Allgemeinen dazu, dass es Flexibilitätsanbieter gibt, die einen deutlich größeren Einfluss auf einen Engpass haben als andere. Im Extremfall hat nur ein Anbieter überhaupt einen signifikanten Einfluss auf den Engpass. Wenn einzelne Anbieter die Möglichkeit haben das (lokale) Marktergebnis in ihrem Sinne zu beeinflussen, also pivotal sind, liegt strukturelle Marktmacht vor, welche sich in einer potenziell immer vorliegenden Knappheitssituation begründet. Wird diese Marktmacht ausgeübt, entstehen Preise zur Lösung eines Engpasses, die über den sich im Wettbewerb ergebenden nodalen Preisen liegen.

Marktmacht kann im Kontext von marktbasierendem Redispatch durch folgende Faktoren begründet sein:

- Es besteht Eigentumskonzentration der verfügbaren Flexibilität (z. B. bei großen Einzelanlagen oder dominierenden Aggregatoren¹¹).
- Das verfügbare Angebot ist begrenzt (z. B. durch geringe Flexibilitätspotenziale im Marktgebiet bzw. niedrige Beteiligungsquoten, technische Einschränkungen oder begrenztes Marktgebiet) und es besteht eine Spitzennachfrage nach Flexibilität.

2.4 Einordnung der Problematik zum C/sells FlexPlattform-Konzept

Ein zonaler Strommarkt mit nachgelagertem Netzengpassmanagement bringt eine Inkonsistenz im Marktdesign mit sich, da der auf dem Spotmarkt ermittelte Preis lediglich den zeitlichen Ausgleich beinhaltet. Im nachträglich auf regulatorischer Basis erfolgenden lokalen Ausgleich besteht zwischen Anlagenbetreiber und Regulator zwangsläufig ein Spielraum bei den Kosten, die durch den Eingriff in den Anlageneinsatz verursacht wurden und somit zu erstatten sind. Dieser Spielraum entsteht durch eine schlechtere Informationsbasis des Regulators im Vergleich zum Anlagenbetreiber bezüglich dessen Angebotsstrategie und tatsächlichen Kos-

¹⁰ „Zufallsgewinn; [...] Nicht durch Leistungsabgabe, sondern durch eine Veränderung der Marktlage entsteht ein plötzlicher Vermögenszuwachs.“ (Gabler Wirtschaftslexikon 2020)

¹¹ Aggregatoren sind im C/sells FlexPlattform-Konzept grundsätzlich erwünscht, um die kleinteiligen Flexibilitätsoptionen zu bündeln und auf der FlexPlattform anzubieten. Sie treten dann ähnlich der Regelleistungsvermarktung als EIV auf. Der Netzanschlusspunkt jeder einzelnen Anlage muss dabei angegeben werden, um Netzbetreibern die Ermittlung der netztechnischen Wirksamkeit zu ermöglichen. Im Produktdesign können jedoch bei Angebot eines Anlagenpools Nebenbedingungen zur Teilbarkeit des Pools berücksichtigt werden.

Akteure mit Marktmacht können zur Engpassbehebung lokale Preise oberhalb fundamental begründbarer Preise verlangen.

ten ("Informationsasymmetrie"). Dies tritt prinzipiell bereits im heutigen System auf, wird jedoch durch verschiedene Maßnahmen, insbesondere einer regulatorischen Kostenkontrolle, reduziert.

Die Integration weiterer Anlagen in das heutige Netzengpassmanagement ist zwar aus Sicht der Kosteneffizienz insgesamt wünschenswert, wird aufgrund von zusätzlichen Informationsdefiziten auf Seiten des Regulierers und einer noch aufwendigeren Kostenkontrolle erschwert, wenn nicht unwirtschaftlich. Daher kann das Konzept der C/sells FlexPlattform eine Möglichkeit sein, derzeit nicht zum Netzengpassmanagement zugelassene Anlagen zu integrieren. Jedoch muss auch bei der Ausgestaltung dieses Konzeptes das Problem einer möglichen Ausnutzung von Marktdesigninkonsistenz berücksichtigt werden. Zusätzlich kann es zur Ausprägung struktureller Marktmacht kommen, wenn für einzelne Engpässe nicht genügend Flexibilitätsangebote auf der FlexPlattform existieren.

Die beiden Ausprägungen von unerwünschtem strategischen Gebotsverhalten gelten somit grundsätzlich für die FlexPlattform genauso wie für den marktbasierten Redispatch. Allerdings ist das Zutreffen der zugrundeliegenden Annahmen und damit deren Relevanz von unterschiedlichen Faktoren abhängig:

- Das Marktmachtpotenzial schrumpft, wie bereits beschrieben, bei einer Erhöhung der Liquidität durch eine Vielzahl an Anbietern. Das Problem wird also potenziell auf niedrigen Spannungsebenen ausgeprägter sein als im Übertragungsnetz.
- Um das inkonsistente Marktdesign auszunutzen, muss Kenntnis über Engpasssituationen und nodale Preise vorliegen. Der Aufwand diese Kenntnis zu erlangen hängt beispielsweise von der Netzstruktur sowie der Anzahl der beteiligten Akteure ab. Grundsätzlich kann für jedes Netzgebiet ein entsprechendes Prognosemodell implementiert werden, wenn der Markt nur lange und detailliert genug beobachtet wird. Ob dieser Aufwand im Einzelfall gerechtfertigt ist, muss als betriebswirtschaftliche Entscheidung bewertet werden.

Aus den potenziellen negativen Konsequenzen leiten Hirth et al. (2019) die Empfehlung ab, dass auf marktbasierteres Redispatch in der dargestellten Form verzichtet werden sollte. Das C/sells FlexPlattform-Konzept beinhaltet jedoch keinen rein marktbasierten Redispatch, sondern baut auf den vorhandenen Prozessen auf und strebt deren Verbesserung an. Es beinhaltet einen großen Gestaltungsraum an Maßnahmen des Markt- und Produktdesigns, welche die Möglichkeit bieten, die beiden Problemstellungen des strategischen Gebotsverhaltens einzudämmen. Im Folgenden werden diese Maßnahmen näher beleuchtet.

Marktmacht und die Ausnutzung der Marktdesign-inkonsistenz sind auch für die C/sells FlexPlattform relevante Probleme. Sie lassen sich jedoch durch den hybriden Ansatz und die Umsetzung drei weiterer möglicher Maßnahmen beherrschen.

3 Prinzipielle Lösungsoptionen für strategisches Gebotsverhalten

Da sowohl „Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz“ als auch „Ausübung von Marktmacht“ zu unerwünschten Marktergebnissen führen, muss das Ziel eines Markt- und Produktdesigns sein, beide Phänomene gleichermaßen einzudämmen. Wir stellen daher zunächst mögliche Einzelmaßnahmen dar und diskutieren anschließend deren Zusammenwirken. Die Maßnahmen können dabei in folgender Weise eingeordnet werden:

- Maßnahmen, die Anreize für strategisches Gebotsverhalten reduzieren, indem sie beispielsweise das finanzielle Risiko strategischer Gebote erhöhen:
 - Monitoring und Pönalisierung von unerwünschtem Verhalten
 - Langfristige leistungsorientierte Kontrakte
- Maßnahmen, die die Folgen von strategischem Gebotsverhalten eingrenzen:
 - Preisgrenzen (Preisobergrenze sowie Preisuntergrenze)

3.1 Monitoring und Pönalisierung

In historisch problembehafteten Energiemärkten wie beispielsweise in Texas wurden Monitoringsysteme etabliert, um insbesondere ausgeübte Marktmacht zu identifizieren und zu pönalisieren (vgl. Abid 2008 und 2013). Dieser Ansatz wird beispielsweise im SINTEG-Projekt „enera“ aufgegriffen und um ein Monitoring des Ausnutzens der Marktdesigninkonsistenz erweitert (Brunekreeft et al. 2020). Anbieter reichen ihren initialen Fahrplan ein und dürfen ihn bei absehbaren Fahrplanabweichungen weiterhin anpassen. Wird durch statistische Auswertungen eine systematische Abweichung im Sinne des strategischen Bietens festgestellt, kann der Anbieter pönalisiert werden. Damit eine Pönalisierung Wirksamkeit entfalten kann, muss der Sachverhalt des strategischen Bietens in den Marktregeln beschrieben und unter Strafe gestellt werden (Höckner et al. 2019; Cramton 2019). In Großbritannien wurde beispielsweise eine Strafe von bis zu 10 % des Jahresumsatzes des jeweiligen Unternehmens eingeführt, womit das strategische Gebotsverhalten eingegrenzt werden konnte (Büchner et al. 2019).

Monitoringkonzepte sind etablierte Ansätze zur Identifikation unerwünschten Verhaltens und werden daher als obligatorisch angesehen. Mittels Pönalisierung lässt sich anschließend unerwünschtes Verhalten verhindern.

Die genannten Beispiele zeigen, dass Monitoring und Pönalisierung gängige Maßnahmen zur Eindämmung von unerwünschtem strategischen Gebotsverhalten sind. Für essentielle Plattform-Funktionen, wie einem transparenten Settlement (Abrechnung und Dokumentation der Transaktionen), werden in jedem Fall Daten über die Marktaktivitäten der Teilnehmer sowie den erfolgten Anlageneinsatz benötigt. Diese können zusätzlich zur Identifikation jeglichen unerwünschten Verhaltens verwendet werden. Ein entsprechendes Monitoringsystem wird daher als obligatorischer Bestandteil einer massenfähigen FlexPlattform gesehen. Basierend auf den erhobenen Daten über die Plattformaktivitäten können Kennzahlen und Algorithmen implementiert werden, die

- strukturelle Marktmacht,
- ausgeübte Marktmacht und
- strategische Gebote zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz

identifizieren. Je nach identifiziertem Problem können dann entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Bei Marktmacht kann auf etablierte Methoden¹² zurückgegriffen werden. Die Eindämmung der Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz gestaltet sich entsprechend schwieriger. In jedem Fall müssen exakte Regeln, welches Verhalten als unerwünscht und damit pönalisierbar gilt, sowie Strafen definiert werden (Strafzahlungen, Marktausschluss etc.). Für die Anbieter verringert sich mit dem Risiko von Strafzahlungen der Anreiz für strategisches Bieten. Darüber hinaus kann das Design der Flexibilitätsprodukte auf die vorliegende Situation angepasst werden, um das Ausnutzen von Marktdesigninkonsistenzen zu verhindern (siehe nächster Abschnitt).¹³

Über das Markt- und Produktdesign werden Anreize gesetzt und ein bestimmtes Akteursverhalten angestrebt. Ein detailliertes Monitoringsystem muss daher immer in Abhängigkeit des Markt- und Produktdesigns der FlexPlattform definiert werden. Da Analysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Produktdesigns ein Hauptbestandteil in C/sells ist, wurde in einem ersten Schritt auf die Ausgestaltung eines Monitoringsystems verzichtet. Ein Monitoring der Pilotplattformen würde darüber hinaus auch keinen Rückschluss auf das Auftreten von strategischem Gebotsverhalten im Allgemeinen zulassen, da der Teilnehmerkreis zu gering ist und der Testcharakter der Pilotplattformen stets bestehen bleibt.

3.2 Langfristige leistungsbasierte Produkte

Langfristige leistungsbasierte Produkte (auch als Langzeitkontrahierung bezeichnet) zeichnen sich im Kontext des strategischen Gebotsverhalten zum einen durch die Produkteigenschaft aus, dass die Zeitscheibe des gehandelten Produktes sich über einen längeren Zeitraum als das eigentliche Abrufinkrement erstreckt. Eine Leistung muss über diesen vorgehalten werden und wird im Bedarfsfall abgerufen. Zum anderen wird insbesondere die Vorhaltung von Leistung (hier Flexibilität) und nicht zwangsläufig deren Abruf vergütet.

Durch die Langzeitkontrahierung enthält der Kontrakt in der Regel sowohl Zeiträume mit als auch ohne Engpässe. Dadurch wird der direkte Vergleich mit den Spotmarktpreisen und somit die Bewertung der Marktopportunitäten erschwert. Wenn der Kontrahierungszeitraum den Prognosehorizont zur Vorhersage von Netzengpässen übersteigt, wird dieser Effekt verstärkt.

Neben der Länge des Kontraktes kann insbesondere die Ausgestaltung der Vergütung genutzt werden, um unerwünschtes strategisches Gebotsverhalten einzuschränken. Leistungspreise, bei denen vor allem die Vorhaltung von Flexibilität vergütet wird, erscheinen hier vielversprechend. Diese können durch Arbeitspreise ergänzt werden, die die tatsächlichen Abrufkosten berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die Abrufkosten aus Anbietersicht durchaus negativ sein können, wenn bereits ein Vorteil durch die nutzbare Energiemenge bei einem Flexibilitätsabruf entsteht. Die Preiskomponenten können als Marktpreise ermittelt werden oder in Form regulierter oder pauschaler Preise Vertragsbestandteile sein¹⁴.

¹² Beispiele stellen einfache Methoden zur Identifikation potentieller Situationen mit Marktmacht dar, wie der „Residual Supply Index (RSI)“ oder aufwändigere wie das „Texas-two-step“-Modell, bei dem bei vorliegender Marktmacht die freie Preisbildung aufgehoben und ein reguliertes Referenzgebot eingesetzt wird (vgl. Baldick 2016).

¹³ Im Extremfall kann sogar das Strommarktdesign insgesamt angepasst werden, wie historische Beispiele zeigen. Dieser Fall kann im Allgemeinen durch andere Maßnahmen zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten vermieden werden. Je komplexer jedoch das Design der FlexPlattform und dessen Regulierung, desto mehr könnte eine Debatte über das Systemdesign an Relevanz gewinnen.

¹⁴ Aufwand entsteht hierbei sowohl bei der anlagen- und informationstechnisch anspruchsvollen Gewährleistung einer hohen Verfügbarkeit, als auch durch Opportunitätskosten, da alternative Einsatzmöglichkeiten ausgeschlossen werden.

Langfristige leistungsorientierte Produkte können die Möglichkeit zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz verringern, wenn der einzelne Abruf keinen Anreiz darstellt.

Im Idealfall besteht durch die Gestaltung des Langzeitvertrags kein Anreiz einen Abruf von Flexibilität herbeizuführen (also die Inkonsistenz des Marktdesigns auszunutzen). Langfristige leistungsorientierte Produkte verringern somit den Anreiz, insbesondere zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz, indem sie die direkte Opportunität zwischen Spotmarkt und Redispatchmarkt auflösen.

Neben diesem Vorteil stellt sich die Ausgestaltung langfristiger leistungsorientierter Produkte im Detail als nicht trivial dar, da die Anzahl der Ausgestaltungsmöglichkeiten für diese Produkte immer noch sehr groß ist. Bei der Ausgestaltung müssen sowohl die Anforderungen der Flexibilitätsnachfrageseite, also der Netzbetreiber, als auch der Flexibilitätsangebotsseite durch Ausnutzen des Gestaltungsspielraums beim Produktdesign berücksichtigt werden.

Tabelle 3-1 fasst die besonders relevanten Produktausgestaltungsmerkmale in Abhängigkeit zur Position der Flexibilität zum Engpass zusammen und nennt beispielhaft Flexibilitätsoptionen.

Tabelle 3-1: Beispielhafte Grobausprägung von Langzeitkontrakten

Position zum Engpass	Produktausgestaltung			Beispiele für Aktivierung im Bedarfsfall
	Bezeichnung	Vorhaltung	Parameter (insb. Vergütung)	
(potenzielle) Überschussregion/ „vor dem Engpass“	„Zugeschaltete Last“	unbedingt ¹⁵	Leistungspreis (z.B. bei Kleinanlagen pauschal) ggf. Arbeitspreis für Abruf (z.B. auch negativ)	P2X-Anlage wird aktiviert
		bedingt oder stochastisch		Wärmepumpenpool wird zugeschaltet
(potenzielle) Mangelregion/ „hinter dem Engpass“	„Abgeschaltete Last“	unbedingt	Nebenbedingungen für Verfügbarkeit, Anzahl Abrufe, etc.	Industrie-/GHD: Prozessunterbrechung
		bedingt oder stochastisch		Wärmepumpenpool wird abgeschaltet

Die Anforderungen an die Verfügbarkeiten der Flexibilität bestimmen, wie aufwändig deren Vorhaltung ist. Beispielweise kann eine unbedingte Vorhaltung, besonders über einen langen Zeitraum, sehr aufwändig für die Anbieterseite und damit teuer sein. Außerdem ist zu beachten, dass individuelle Preiskalkulationen, die auf Anbieterseite über die Teilnahme an solchen Verträgen entscheiden, bei längeren Bezugszeiträumen auch anspruchsvoller werden. Eine bedingte Vorhaltung kann hingegen die anbieterseitigen Hürden verringern, verschlechtert aber auch die Planbarkeit für die Netzbetreiber. Zudem ist bei stochastisch verfügbarer Flexibilität (z. B. aufgrund der Witterung) gegebenenfalls eine externe Prognose der Verfügbarkeit notwendig. Der genaue Vertragszeitraum, also die Zeitscheibe des Produktes, bestimmt die Dauer der Vorhaltung. Dieser kann eine oder wenige Stunden beinhalten, sich aber auch auf Monate oder ein Jahr beziehen. Ein kürzerer Zeitraum ist dabei grundsätzlich anfälliger für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz, ein längerer Zeitraum kann hingegen die bedarfsgerechte Kontrahierung von Flexibilität erschweren. Letzteres führt beispielsweise zur Bildung

¹⁵ „Unbedingte“ Verfügbarkeit bedeutet in diesem Kontext, dass keine Einschränkungen seitens des Flexibilitätsanbieters angegeben werden können. Bei „bedingter“ Verfügbarkeit werden Einschränkungen zur Verfügbarkeit gemeldet oder diese als „stochastisch“, also mit einer durchschnittlichen Verfügbarkeit, angegeben.

von Redundanzen bei der Vorhaltung und zu geringerem Potential aufgrund längerer Zeiträume mit dadurch schwierigerer Verfügbarkeitsprognose. Anbieterseitige Nebenbedingungen, wie zum Beispiel maximale Anzahl oder Dauer von Abrufen, können Eintrittsbarrieren senken. Diese müssen auf Seiten des Netzbetreibers als Flexibilitätsnachfrager entsprechend berücksichtigt werden. Unter Umständen müssen für unterschiedliche Situationen und Akteursgruppen unterschiedliche Langzeitverträge implementiert werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass langfristige leistungsorientierte Produkte dazu geeignet sind, den Anreiz für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz deutlich zu reduzieren, wenn kein Vorteil durch den einzelnen Abruf der Flexibilität besteht. Dadurch wird der kurzfristige Dispatch nicht von strategischen Geboten beeinträchtigt. Die detaillierte Ausgestaltung solcher Produkte bedarf jedoch der Abwägung unterschiedlicher Anforderungen. In diesem Zusammenhang ist auch die genaue Ausgestaltung des Beschaffungsprozesses für langzeitkontrahierte Flexibilität offen. Für den Beschaffungsprozess ist eine Manipulation der Bedarfsanalyse¹⁶ grundsätzlich denkbar. Daher sollten insbesondere die Höhe der zu beschaffenden Leistung und die zeitliche Organisation der Beschaffung besonders bedacht werden.

3.3 Preisgrenzen

Die Einführung von Preisgrenzen ist ein bekannter Ansatz zur Eingrenzung der Auswirkung von Marktmacht. Sie können auch gegen strategisches Bieten auf der FlexPlattform eingesetzt werden. Durch Preisobergrenzen wird dabei verhindert, dass Flexibilität beliebig teuer verkauft wird. Preisuntergrenzen können einen Mindestpreis festsetzen, zu dem flexible Verbraucher Energie beziehen können. Diese Preisuntergrenze kann dabei auch negativ sein, d.h. ein Verbraucher müsste beispielweise die Energie mit einem Mindestpreis bezahlen.

Aufgrund des gewählten „hybriden Ansatzes“ können die regulierten Kosten des bestehenden Netzengpassmanagements als implizite Preisgrenzen im C/sells FlexPlattform-Konzept betrachtet werden. Übersteigen die Kosten des marktbezogenen Flexibilitätseinsatzes der FlexPlattform die Kosten der alternativen Optionen, wird der Netzengpass durch die bestehenden Maßnahmen gelöst.

Preisgrenzen sind geeignet, um den Gewinn aus unerwünschten Verhalten zu verringern und begrenzen somit den Anreiz zu strategischem Gebotsverhalten. Allerdings verringern sie nicht den Anreiz zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz an sich. Bei Kenntnis über Engpässe und Fähigkeit zur Prognose von entsprechenden Preisen ist es weiterhin möglich unerwünschte Gewinne zu erzielen.

Preisgrenzen sind etablierte Maßnahmen gegen Marktmacht, nicht jedoch gegen einen ggf. zugrundeliegenden Anreiz zur Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz.

Die Definition einer stets angemessenen Preisgrenze ist darüber hinaus nicht möglich, da eine Motivation für marktbezogene Mechanismen die Unkenntnis über die Kostenstruktur der Anbieter ist, diese jedoch zur Definition erforderlich wäre (vgl. kostenbasierter Redispatch). Preisgrenzen sind somit zur Begrenzung der Auswirkungen von Situationen mit mangelndem Wettbewerb geeignet, sollten jedoch in Verbindung mit einem konsequenten Monitoring genutzt werden, um Rückschlüsse auf die Effizienz des Markt- und Produktdesigns ziehen zu können.

¹⁶ Anders als das in Kapitel 2.2 beschriebene strategische Gebotsverhalten, das sich auf den kurzfristigen Dispatch auswirkt, müsste längerfristig ein Bedarf an Flexibilität suggeriert werden. Dies wäre beispielsweise durch ein besonders intensives (hohes oder niedriges) Verbrauchsverhalten über einen gewissen Zeitraum möglich. In diesem Zeitraum werden dann jedoch ggf. Kosten verursacht, deren Rückerstattung nicht systematisch bedingt ist, also im Risiko des Verursachers liegt.

3.4 Zusammenfassung - Einsatz der Maßnahmen

Zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten stehen somit verschiedene Maßnahmen zur Verfügung. Ein zielgerichtetes Produktdesign kann Anreize für das Ausnutzen der Markt-designinkonsistenz vermindern. Zudem gibt es etablierte Ansätze wie Preisgrenzen, die zur Eindämmung von Auswirkungen von lokaler Marktmacht, genutzt werden können. Beide Ansätze können auch bei der FlexPlattform zum Einsatz kommen.

In jedem Fall ist die Einführung eines sinnvollen Monitoringsystems empfehlenswert, um unerwünschtes Marktverhalten identifizieren zu können. Darauf aufbauend können einerseits Gegenmaßnahmen eingeführt bzw. angepasst werden. Zudem können mit einem entsprechenden Regelwerk und angedrohter Pönalisierung das Risiko für strategisches Gebotsverhalten gesteigert und damit die Anreize gesenkt werden. Letztendlich bleibt das Bietverhalten der Akteure eine individuelle, ökonomische Entscheidung, die immer den Nutzen einem Risiko gegenüberstellt.

Die Ausgestaltung der vorgestellten Maßnahmen bieten einen relativ großen Spielraum. Diesen gilt es bei der Implementierung einer FlexPlattform sinnvoll zu berücksichtigen. Gegebenenfalls ist ein iterativer Prozess notwendig, um zu einem Plattformdesign zu gelangen, welches nur minimale Möglichkeiten zu strategischem Gebotsverhalten bietet.

Die Identifikation der optimalen Maßnahmen-ausgestaltung kann durch einen iterativen Prozess erfolgen. Ein Monitoring ist hierfür die Grundlage.

4 Drei Fallbeispiele zur Konkretisierung des Auftretens strategischen Gebotsverhaltens und der Auswirkung möglicher Maßnahmen

In Abgrenzung zu Kapitel 2 und 3, in denen mit Fokus auf Allgemeingültigkeit die Problemstellung mit ihren zugrundeliegenden Mechanismen und die prinzipiellen Wirkweisen verfügbarer Lösungsoptionen zur Eindämmung strategischen Gebotsverhaltens skizziert wurden, zielt dieses Kapitel auf eine Beschreibung der Problemstellung und Lösungsoptionen anhand von Fallbeispielen ab. Dies erlaubt es, detailliert und situationsspezifisch Änderungen durch das C/sells FlexPlattform-Konzept bei Behebung von Netzengpässen aufzuzeigen und aktorenspezifische Anreize in Abhängigkeit des Produktdesigns darzustellen. Als Fallbeispiele wurden drei exemplarische Netzengpassituationen ausgewählt, die typische aktuell auftretende aber auch absehbare zukünftige Netzengpässe umfassen.

In Abbildung 2 sind die drei Situationen „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“, „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ und „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ schematisch mit den beteiligten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen dargestellt.

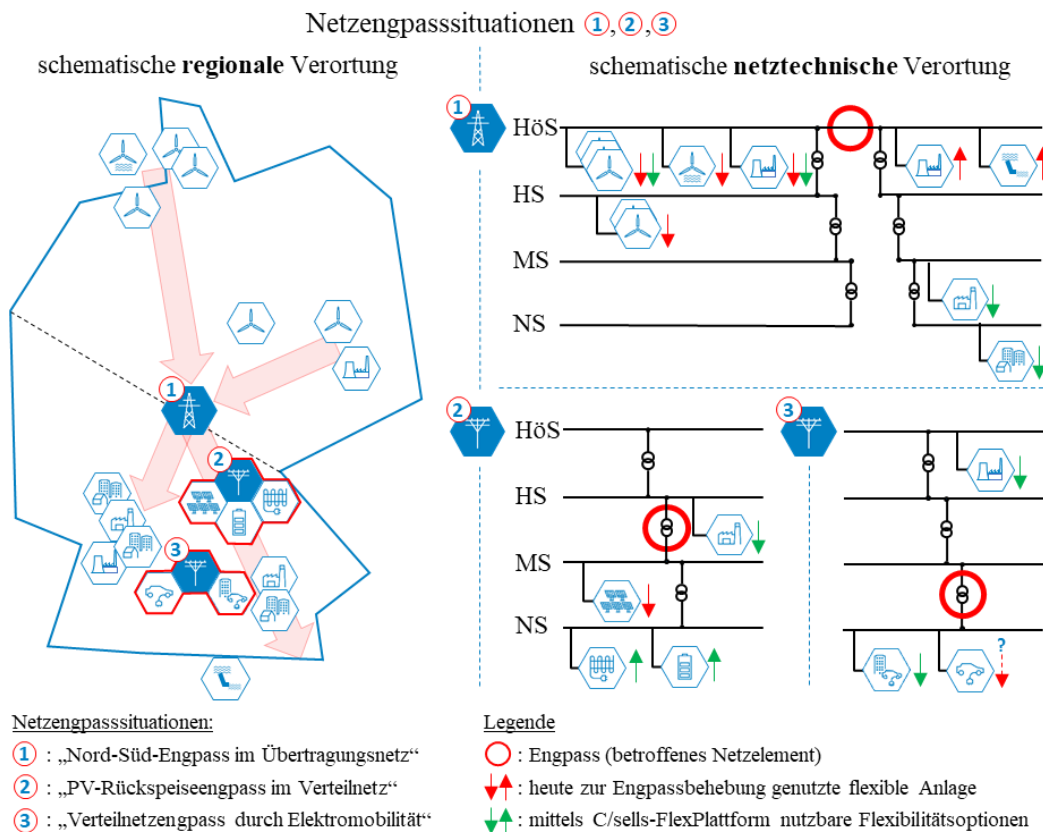


Abbildung 2: Drei exemplarische Netzengpassituationen mit schematischer Verortung der beteiligten Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen regional (links) und netztechnisch (rechts)

Je Netzengpasssituation wird nachfolgend eine Beschreibung der netzengpassverursachenden Anlagen¹⁷ und der zur Behebung heute genutzten Flexibilitätsoptionen¹⁸ gegeben (siehe Tabelle 4-1). Ergänzend wird aufgezeigt, welche Flexibilitätsoptionen nach der Umsetzung genutzt und welche Vorteile durch das C/sells FlexPlattform-Konzept dadurch aus System Sicht realisiert werden können. Darüber hinaus wird anhand der Anzahl relevanter Anlagen zur Behebung der Engpasssituation eine Einschätzung gegeben, ob potentiell Marktmacht von Anbietern auf der FlexPlattform ein Risiko darstellt und ob Informationstransparenz zur Prognose des Auftretens einer solchen Situation und der Bestimmung der zugehörigen nodalen Preise besteht. Dies bildet die Grundlage für strategisches Gebotsverhalten (siehe Kapitel 2 und 3). Abschließend wird anhand von zwei Ausgestaltungsvarianten für Flexibilitätsprodukte die Auftretenswahrscheinlichkeit von strategischem Gebotsverhalten qualitativ bewertet.

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird als Anreiz für den Einsatz der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen ausschließlich ein Arbeitspreis für den Abruf über die FlexPlattform gezahlt, der vom Anbieter ohne Einschränkung und bis 15 Minuten vor physikalischer Erbringung gemeldet werden kann (sog. „Fahrplanprodukt“).

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt ist ein längerer Vertragszeitraum vorgesehen (z.B. Tag, Woche, Jahr), für den ein Leistungspreis in Abhängigkeit der verfügbaren Bezugsleistungsreduktion oder -erhöhung gezahlt wird. Als Nebenbedingung ist die Anzahl der Abrufe begrenzt, die durch den Netzbetreiber möglich ist. Der Arbeitspreis ist reguliert und auf den Spotmarktpreis¹⁹ festgelegt, der bei einer Bezugsleistungsreduktion vom Netzbetreiber an den Anbieter und bei einer Bezugsleistungserhöhung vom Anbieter an den Netzbetreiber gezahlt wird (sog. „Langzeitkontrahierung“).

Zu beachten ist, dass die in Kapitel 1 aufgezeigten Verbesserungen durch das C/sells FlexPlattform-Konzept, insbesondere die Prozessoptimierungen, weiterhin bestehen, jedoch in den Beispielen nicht erneut aufgezählt werden. Des Weiteren ist hinsichtlich der in Kapitel 2 erwähnten Bedingungen für strategisches Gebotsverhalten zu berücksichtigen, dass das C/sells FlexPlattform-Konzept ein „hybrides Modell“ vorsieht, also die parallele Existenz bestehender Mechanismen für Netzengpassmanagement und der FlexPlattform. Die Teilnahme an der FlexPlattform ist somit auf nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und kleinere Erzeugungsanlagen beschränkt und für diese freiwillig. Die Erzeugungsseite, die einen Großteil der an strategischem Gebotsverhalten beteiligten Anlagen in der Untersuchung von Hirth et al. (2019) ausmacht, wird folglich weitestgehend ausgeschlossen. Da es jedoch auch auf der Nachfrageseite zu strategischem Gebotsverhalten kommen kann, ist die qualitative Bewertung des Anreizes zu strategischem Gebotsverhalten anhand der Produktvarianten weiterhin sinnvoll.

¹⁷ „Ursache“ für einen Netzengpass ist die gesamte Erzeugungs-, Verbrauchs- und netztopologische Situation. Vereinfachend wird hier als Ursache von Netzengpässen auf die Anlagen verwiesen, die zu einer gegenüber dem ursprünglichen Auslegungszustand des Übertragungs- und Verteilnetzes geänderten Anforderung geführt haben.

¹⁸ In allen Beispielen werden zunächst netztopologische Maßnahmen genutzt, wobei ein zusätzlicher Bedarf an Anpassungen im Anlagenbetrieb bestehen bleibt.

¹⁹ Zur Komplexitätsreduktion wird hier auf „einen Spotmarktpreis“ verwiesen. Dieser existiert aufgrund der unterschiedlichen Spotmärkte (z.B. Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion, kontinuierlicher Intraday-Handel) und der je nach Informationsstand zeitlich unterschiedlich ausfallenden Bewertung nicht in einheitlicher und unveränderlicher Form. Zur Bestimmung des Spotmarktpreises kann hier ähnlich dem Vorgehen bei der Definition des Ausgleichsenergiepreises der ID3 bzw. ID1 genutzt werden.

4.1 Netzengpasssituation ① „Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“

4.1.1 Ursache für Netzengpasssituation ①

Ursache für den heute am häufigsten vorkommenden Engpassfall, Netzengpasssituation ①, liegt in der nicht ausreichenden Übertragungs- und Verteilnetzkapazität. Die hohe Einspeisung von Anlagen im Norden und Osten Deutschlands kann dabei nicht in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportiert werden. Es entsteht ein Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz, d. h. ein horizontaler Netzengpass auf Höchstspannungsebene (HöS). Als mittelfristige Lösungsoption wird die investive Erhöhung der Netzkapazitäten angestrebt, wobei bis zur Fertigstellung dieser Maßnahmen Netzengpässe zu erwarten sind.

4.1.2 Behebung der Netzengpasssituation heute

Zur Behebung der Netzengpasssituation heute werden als Maßnahmen zur Anpassung des Anlagenbetriebs die Einspeiseleistung von netztechnisch relevanten Anlagen „vor“ dem Engpass reduziert und „hinter“ dem Engpass erhöht.²⁰ Die Reduktion wird im Beispiel im Osten und Norden Deutschlands durch konventionelle Kraftwerke (z. B. Braunkohle) und Windenergieanlagen an Land und auf See erbracht. Die Einspeiseerhöhung erfolgt durch konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland (z. B. Gaskraftwerke) und Pumpspeicherwerke (PSW) in Österreich. Der Einsatz der fossilen Kraftwerke und der PSW erfolgt nach § 13 I EnWG und die Entschädigungszahlung auf Basis der in der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV festgehaltenen Kostenkomponenten (z.B. Energieträgerkosten, Laständerungskosten, Opportunitätskosten). Diese werden durch die Einsatzverantwortlichen (EIV) der Kraftwerke quantifiziert, an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeldet und von den ÜNB geprüft. Bei Reduktion der Einspeiseleistung sind vermiedene variable Kosten an den Netzbetreiber zu erstatten. Die Reduktion der Einspeiseleistung der WEA erfolgt nach § 13 II EnWG in Verbindung mit § 17 EEG²¹, wobei die Entschädigungszahlung neben den Erlösen am Spotmarkt insbesondere die nach EEG regulierte Vergütung enthält.²²

4.1.3 Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Das C/sells-FlexPlattform-Konzept hat folgende Vorteile: anstelle der Einspeiseerhöhung „hinter“ dem Engpass durch konventionelle Kraftwerke und PSW, die hohe Entschädigungszahlungen aufgrund der variablen Kosten und der Opportunitätskosten erfordern, kann nun günstiger die Bezugsleistung auf der Nachfrageseite durch flexible Verbraucher reduziert werden (z.B. Querschnittstechnologien im Industrie- und GHD-Sektor: Kältekompressionsmaschinen (KKM) in Kühlhäusern oder Supermärkten; raumluftechnische (RLT-)Anlagen in großen Liegenschaften).²³

²⁰ Siehe Fußnoten 17 und 18.

²¹ Dies entspricht dem heutigen Netzengpassmanagementprozess, der durch die Umsetzung der NABEG-Novelle angepasst wird. Eingriffe bei EEG-Anlagen erfolgen dann ebenfalls nach § 13 I EnWG, wobei die Höhe der Entschädigungszahlungen davon unberührt bleibt.

²² An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass durch die Abregelung von EE-Anlagen zwar hohe Kosten für das Netzengpassmanagement anfallen, die Letztverbraucher über Netzentgelte zahlen müssen, diese jedoch im selben Maß zu einer reduzierten EEG-Umlage führen.

²³ Theoretisch denkbar ist auch die Zuschaltung flexibler Lasten „vor“ dem Engpass, um weniger WEA abzuregeln. Dieser Fall ist strukturell vergleichbar mit Beispiel 2, weshalb er im ersten Beispiel ausgespart wird.

4.1.4 Informationstransparenz

Die Prognose des Auftretens ist durch die zugrundeliegende strukturelle Ursache gut möglich und Informationstransparenz für die benötigten Eingangsdaten gegeben, was sich auch anhand heute existierender kommerzieller Anbieter für Netzengpassprognosen zeigt.

4.1.5 Marktmacht

Unabhängig von der Ausgestaltung des Flexibilitätsprodukts ist das Risiko, dass Situationen mit potentieller Marktmacht durch einzelne flexible Verbraucher entstehen, als gering einzustufen. Dies liegt darin begründet, dass anstelle einer Lastreduktion auch stets eine Einspeiserhöhung vorgenommen werden kann und somit eine hohe Zahl auf den Engpass wirksamer Anlagen alternativ genutzt werden kann. Trotz geringem Risiko ist ein geeignetes Monitoring einzuführen und die Einführung von Preisgrenzen zu prüfen (s. Kapitel 3).

4.1.6 Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Fahrplanprodukt“) bieten flexible Verbraucher, die sich „hinter“ dem Netzengpass befinden (Süd- und Westdeutschland), ihre Flexibilität (Lastreduktion) auf der FlexPlattform zu einem Arbeitspreis oberhalb des Spotmarktpreises an. Die Gebote beziehen sich dabei auf kleine Zeitscheiben (bspw. Viertelstunden) und sind kurzfristig änderbar (bspw. bis 15 Minuten vor physikalischer Erfüllung). Sie werden abgerufen, falls sie günstiger sind als alternative „hinter“ dem Engpass befindliche und nicht eingesetzte konventionelle Kraftwerke. Für den flexiblen Verbraucher stellt die Differenz zwischen den am Spotmarkt zu zahlenden Kosten und den durch den Abruf auf der FlexPlattform generierten Erlösen den Anreiz zur Teilnahme dar. Aus Systemsicht sinken in diesem Fall die Gesamtkosten, da eine im Vergleich zum Kraftwerksredispatch günstigere Option genutzt werden kann als dies ohne FlexPlattform der Fall wäre.

Vorteil der Ausgestaltungsvariante ist, dass sie auf den bestehenden europäisch harmonisierten Netzbetreiberprozessen aufbaut und somit eine direkte Integration möglich ist. Zudem bietet die Option zur kurzfristigen Gebotsanpassung den Anbietern die Möglichkeit, auf Änderungen in der Verfügbarkeit flexibler Anlagen zu reagieren und diese zu melden. Allerdings trägt in diesem Fall das Produktdesign nicht zur Verhinderung von strategischem Gebotsverhalten bei. Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen haben einen Anreiz möglichst häufig auf der FlexPlattform zum Einsatz zu kommen und können durch strategisches Bieten die Anzahl der Abrufe erhöhen, indem sie ihre ursprüngliche Einsatzplanung wie folgt verändern: Die erwähnten Anlagen „hinter“ dem Netzengpass verschieben ihren ursprünglich zu einem anderen Zeitpunkt geplanten Einsatz auf den Zeitraum eines potentiellen Netzengpasses, was die Gesamtlast „hinter“ dem Engpass erhöht. Damit wirkt die nachfrageseitige Flexibilitätsoption in diesem Fall engpassverstärkend und führt zu einem Anstieg des benötigten Volumens an Maßnahmen zur Engpassbehebung. Der Korridor der aus Anbietersicht gewinnbringenden Gebote ist dabei durch das „hybride“ Modell eingeschränkt. Dies ist zum einen bedingt durch die Begrenzung der Höhe der Gebote auf der FlexPlattform durch alternative Flexibilitätsoptionen, die sich im regulierten Redispatch befinden. Zum anderen reduziert sich der Erlös durch die Kosten für die Strombeschaffung am Spotmarkt und gegebenenfalls entstehende Kosten durch den Abruf. Der zugrundeliegende Anreiz für strategisches Gebotsverhalten bleibt jedoch davon unberührt.

Aus Systemsicht ist die Integration günstigerer Flexibilitätsoptionen erstrebenswert. Jedoch können bei einem durch engpassverstärkendes Verhalten gesteigerten Volumen an Netzengpassmaßnahmen auch die damit verbundenen Gesamtkosten ansteigen, was zu verhindern ist. Ein solches Produktdesign würde folglich alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

4.1.7 Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Langzeitkontrahierung“) ist ein beispielhafter Vertragszeitraum von einer Woche vorgesehen. Der Flexibilitätsanbieter bietet für eine limitierte Anzahl an Abrufen in diesem Zeitraum eine Bezugsleistungsreduktion an und erzielt ausschließlich durch den erhaltenen Leistungspreis einen Erlös. Der Arbeitspreis auf der FlexPlattform ist auf den Spotmarktpreis reguliert und im Falle eines Abrufs bekommt der flexible Verbraucher den Spotmarktpreis erstattet. Dies entspricht den Kosten, die dem flexiblen Verbraucher zuvor für die Bilanzkreisdeckung am Spotmarkt entstanden sind und stellt keinen zusätzlichen Erlös dar. Da keine Differenz zwischen Arbeitspreis auf der FlexPlattform und Spotmarktpreis existiert, aus der der flexible Verbraucher einen Vorteil von einem Abruf ziehen könnte, existiert auch kein Anreiz den Engpass zu verstärken. Ein solches Produktdesign würde folglich ein strategisches Gebotsverhalten stark einschränken.

4.2 Netzengpasssituation ② „PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“

4.2.1 Ursache für Netzengpasssituation ②

Ursache für Netzengpasssituation ②, die einen heute vereinzelt bereits auftretenden Fall darstellt, ist eine hohe Rückspeisung aus PV-Anlagen in der Mittel- und Niederspannung. Dies führt zu einer Überschreitung des zulässigen Betriebsbereichs der Netzbetriebsmittel in der Umspannung von Mittel- auf Hochspannung („PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ – vertikaler Netzengpass in der Mittel-/Hochspannungsebene, MS/HS). Falls der Netzengpass in nur wenigen Stunden im Jahr auftritt, ist eine dauerhafte Lösung durch Erhöhung der Netzkapazität nicht wirtschaftlich. Da diese Situation isoliert betrachtet keine dauerhafte wirtschaftliche Lösung zulässt, jedoch in einer Vielzahl an Netzabschnitten vorkommt, wird eine kosteneffiziente Lösung zur Behebung des Engpasses in diesen Stunden relevant.

4.2.2 Behebung der Netzengpasssituation heute

Zur Behebung der Netzengpasssituation wird heute in einer solchen Situation die PV-Freiflächenanlage seitens des Verteilnetzbetreibers angewiesen die Einspeisung zu reduzieren und für die entgangenen Erlöse wird eine Entschädigung nach § 13 II EnWG in Verbindung mit § 17 EEG gezahlt.²⁴ Ein energetischer Ausgleich zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz erfolgt seitens des Netzbetreibers nicht und muss vom EIV der PV-Anlage vorgenommen werden. Falls letzteres zeitlich nicht mehr möglich ist, wird der Ausgleich durch den Einsatz von Regelleistung sichergestellt, was jedoch die Verfügbarkeit der Regelleistung für weitere Ausgleichsmaßnahmen einschränkt.

²⁴ siehe Fußnote 6

4.2.3 Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts bestehen darin, dass einerseits gezielt Maßnahmen für den energetischen Ausgleich durch den Netzbetreiber sichergestellt werden können und damit die Regelleistung für ihren eigentlichen Bestimmungszweck verfügbar bleibt. Andererseits können sich genau wie in Engpasssituation ① durch die C/sells-FlexPlattform anstelle konventioneller Kraftwerke auch flexible Verbraucher am Engpassmanagement beteiligen. So können über die FlexPlattform auch flexible Lasten zugeschaltet werden, die in einer auf den Engpass am HS-/MS-Umspannwerk wirksamen unterlagerten Netzebene angeschlossen sind (bspw. in Haushalten befindliche Batteriespeicher oder Wärmepumpen²⁵). Dadurch werden Entschädigungszahlungen an die PV-Anlagenbetreiber verhindert und der Einspeisevorrang von EE-Anlagen sichergestellt.

4.2.4 Informationstransparenz

Die Prognose des Auftretens ist erneut durch die zugrundeliegende strukturelle Ursache gut möglich. Jedoch ist die Informationstransparenz für die benötigten Eingangsdaten im Verteilnetz zum Teil eingeschränkter, die Anzahl an prinzipiell möglichen Netzstrukturen höher. Da es kaum einheitliche Planungsgrundsätze bei VNB gibt, lassen sich Erkenntnisse eines speziellen Netzgebietes nicht auf ein anderes Netzgebiet übertragen. Dadurch kann der Aufwand für Prognose von Netzengpässen und Näherungen für nodale Preise steigen, was jedoch strategisches Gebotsverhalten im Kern nicht ausschließt.

4.2.5 Marktmacht

Die Wahrscheinlichkeit, dass Situationen entstehen, in denen einzelne Anbieter auf der FlexPlattform pivotal sind und damit Marktmacht ausüben können, steigt mit sinkender Netzebene an, da die Anzahl der angeschlossenen und insbesondere der potentiell für Netzengpassmanagement verfügbaren Anlagen abnimmt. Als Obergrenze für die Kosten sind allerdings die Entschädigungszahlungen für die PV-Anlagenbetreiber anzusehen, da die Option der Abregelung der PV-Anlage weiterhin bestehen bleibt. Trotz mäßigem Risiko ist ein geeignetes Monitoring einzuführen, die Einführung von Preisgrenzen zu prüfen und bei Bedarf die Implementierung weiterer etablierter Maßnahmen gegen die Ausübung von Marktmacht in Erwägung zu ziehen (s. Kapitel 3).

4.2.6 Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der ersten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt („Fahrplanprodukt“) bieten die flexiblen Verbraucher in der unterlagerten Niederspannungsebene diesmal als Flexibilität eine Bezugsleistungserhöhung an²⁶. Der Anreiz für strategisches Bieten ist hier höher als in Engpasssituation ①, da neben dem (ggf. negativen) Arbeitspreisgebot auf der FlexPlattform insbesondere der mit der bezogenen Energiemenge verbundene Nutzen für den Verbraucher als Erlös betrachtet werden kann. Die Kosten zur Behebung der Engpasssituation können im theoretischen Fall durch den flexiblen Verbraucher erneut gesenkt werden (Arbeitspreisgebot auf der FlexPlattform muss für einen Abruf geringer sein als die Entschädigungszahlung der

²⁵ Grundsätzlich ist die Zuschaltung flexibler Lasten nur dann energetisch sinnvoll, wenn diese einen Nutzen aus dem Strombezug haben (hier bei vorhandenem Wärmebedarf).

²⁶ Einsatzverantwortliche bei flexiblen Verbrauchern müssen in der Lage sein ein Fahrplangebot mit Arbeitspreisgeboten abzugeben und über bestehende Messtechnik die Erbringung abzurechnen. Bei den heute im Rahmen des Strombelieferungsvertrags meist bestehenden Tarifen mit statischen Preisen je Energiemenge würde der Anreiz zur Verschiebung des Verbrauchs in Engpasszeitpunkte nicht bestehen.

PV-Anlage). Jedoch beinhaltet das Produktdesign einen starken Anreiz für flexible Verbraucher, die Engpasssituation durch Verschiebung ihrer geplanten Bezugsleistung verbunden mit einer Teilnahme auf der FlexPlattform zu verstärken. Ein solches Produktdesign würde folglich alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

4.2.7 Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird ein Vertragszeitraum von einem Jahr vorgesehen, um hohe Transaktionskosten für eine häufige Vermarktungsentcheidung der kleinteiligen flexiblen Verbraucher zu vermeiden. Bei Bedarf kann dies in Absprache mit den Anbietern flexibel angepasst werden. Die Erlöse, die der flexible Verbraucher über den Leistungspreis generiert, müssen den in diesem Fall vom Anbieter an den Netzbetreiber zu zahlenden regulierten Arbeitspreis in Höhe des Spotmarktpreises berücksichtigen. Es entsteht erneut kein Anreiz einen Abruf zu forcieren und folglich würde ein solches Produktdesign ein strategisches Gebotsverhalten stark einschränken.

4.3 Netzengpasssituation ③ „Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“

4.3.1 Ursache für Netzengpasssituation ③

Die Ursache für Netzengpasssituation ③ liegt in einer Gleichzeitigkeit der mit hohen Bezugsleistungen einhergehenden Ladevorgänge mehrerer batterie-elektrischer Fahrzeuge (BEV) im selben Niederspannungsnetzabschnitt. Dies führt zu einer Überschreitung des maximal zulässigen Betriebsbereichs eines Netzbetriebsmittels in der Umspannung von Mittel- auf Niederspannung oder den Zuleitungen zum Transformator („Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ – vertikaler Netzengpass auf der Nieder-/Mittelspannungsebene, NS/MS). Die Situation stellt einen heute in den meisten Netzgebieten noch nicht relevanten Netzengpass dar. Aufgrund der zu erwartenden höheren Durchdringungsraten von BEV und bislang unkoordiniert bzw. bedingungslos möglichen Ladevorgänge mit hohen Ladeleistungen, wird eine hohe Relevanz für den zukünftigen Verteilnetzbetrieb, insbesondere in urbanen Netzen, vermutet.

4.3.2 Behebung der Netzengpasssituation heute

Die Behebung der Netzengpasssituation wäre heute über § 14a EnWG möglich, falls die für die BEV-Ladung verantwortlichen Akteure oder andere Akteure auf der gleichen Seite des Engpasses, wie bspw. Wärmepumpen, vorab freiwillig zur Teilnahme eingewilligt haben. Alternativ wären kurzfristig nur entschädigungslose Notmaßnahmen nach § 13 II EnWG möglich. Falls eine Überschreitung des maximal zulässigen Betriebsbereichs des NS/MS-Transformator bereits bei gleichzeitigem Ladevorgang weniger BEV auftritt, ist zusätzlich als investive Maßnahme der Einsatz eines leistungsfähigeren Transformators bzw. die Erhöhung der Leitungskapazität in Betracht zu ziehen. Darüber hinaus werden in der Branche verschiedene Konzepte zur Beschränkung der maximal zulässigen Bezugsleistung am Netzanschluss diskutiert.

4.3.3 Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts

Vorteile des C/sells-FlexPlattform-Konzepts bestehen in der Möglichkeit zur gezielten Ansteuerung aller auf den Engpass sensibler Anlagen, was neben Lasten in der Niederspannung (bspw. BEV, Wärmepumpen, Speicherheizungen) auch Hausspeichersysteme beinhaltet. Zur Integration möglichst vieler Verbraucher einerseits und zur Vermeidung einer für einzelne

Technologien zu hohen pauschalen Vergütung, können hierbei technologiespezifische Einschränkungen und Vorteile im Produktdesign berücksichtigt werden. Bei Bedarf können Maßnahmen für den energetischen Ausgleich mit anderen Netzbetreiber koordiniert und somit der Bedarf aggregiert kostengünstig gedeckt werden.

4.3.4 Informationstransparenz

Die Informationstransparenz hinsichtlich Netztopologie und angeschlossener Anlagen ist in der Niederspannung gering, entsprechende Daten sind jedoch aufgrund der begrenzten Anzahl an Anlagen mit mittlerem Aufwand zu erheben. Das Ladeverhalten einzelner BEV ist schwierig zu prognostizieren. Erneut führt die begrenzte Anzahl an Anlagen zur Möglichkeit von kollusivem Verhalten²⁷ und macht damit Prognosen obsolet.

4.3.5 Marktmacht

Auf Niederspannungsebene ist die Gefahr sehr hoch, dass einzelne Anlagen und Akteure (z. B. Aggregatoren) pivotal sind, da die Anzahl relevanter Anlagen niedrig ist. Im Gegensatz zu Netzengpasssituation ② ist nicht sichergestellt, dass eine erzeugungsseitige Alternative über bestehende regulierte Maßnahmen zur Verfügung steht. Es existiert also keine indirekte Preisobergrenze. Somit sind Maßnahmen gegen die Ausübung von Marktmacht erforderlich. Dies sollte in jedem Fall ein geeignetes Monitoring sowie weitere Maßnahmen zum Umgang mit Knappheitssituationen umfassen (s. Kapitel 3).

4.3.6 Erste Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Fahrplanprodukt

In der Ausgestaltungsvariante „Fahrplanprodukt“ kann strategisches Gebotsverhalten in beiden Ausprägungen auftreten, da sowohl die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz als auch der Missbrauch von Marktmacht möglich sind. Durch koordiniertes engpassverursachendes Anpassen der geplanten Bezugsleistung zur Fahrzeugladung entsteht ein Bedarf, den die beteiligten BEV auch selbst wieder lösen können. Aufgrund einer möglichen pivotalen Stellung auf der FlexPlattform können sie hierbei im Gegensatz zum Fallbeispiel Netzengpasssituation ② zusätzlich beliebige Arbeitspreise verlangen. Ein solches Produktdesign würde folglich zwingend alternative Maßnahmen zur Eindämmung des beschriebenen Gebotsverhaltens erfordern.

4.3.7 Zweite Ausgestaltungsvariante Flexibilitätsprodukt: Langzeitkontrahierung

In der zweiten Ausgestaltungsvariante für das Flexibilitätsprodukt wird entsprechend der Ausgestaltung im Fallbeispiel Netzengpasssituation ② ein Vertragszeitraum von einem Jahr vorgesehen und der Arbeitspreis an den Spotmarktpreis gekoppelt. Hier besteht für die Ladung der BEV im Gegensatz zum „Fahrplanprodukt“ kein Anreiz abgerufen zu werden und es kommt somit nicht zu strategischem Gebotsverhalten. Der Anreiz zur Teilnahme besteht durch die Vergütung mit Leistungspreis sowie durch die bei nicht ausreichender Teilnahmebereitschaft drohenden alternativen entschädigungsfreien Maßnahmen nach § 13 II EnWG.

Auch wenn die FlexPlattform die Aufgabe der Engpassbewirtschaftung bei Wahl dieses Produktdesigns hinreichend erfüllen kann und somit einen sinnvollen Baustein im zukünftigen

²⁷ „Kollusives Verhalten“ bezeichnet das „Verhalten von zwei oder mehreren Personen im Zusammenwirken zum Nachteil anderer, „dritter“ Personen [...]“ (Gabler Bankenlexikon 2020).

Netzbetrieb darstellt, bleibt festzuhalten, dass ohne ergänzende Maßnahmen ein hoher Koordinationsaufwand für den Verteilnetzbetreiber entstehen würde. Diese Problematik trifft im selben Maß auch auf die aktuelle Ausgestaltung von § 14 a EnWG zu. Als mögliche ergänzende Maßnahmen erscheinen präventive, also engpassvermeidende, Mechanismen zielführend, die entweder regulatorisch die maximale Bezugsleistung begrenzen („bedingte Netznutzung“) oder einen tariflichen Anreiz zur Reduzierung einer möglichen hohen Gleichzeitigkeit bei Ladevorgängen von BEV beinhalten.

4.4 Schlussfolgerungen aus den Fallbeispielen

Die Betrachtung der Beispielsituationen verdeutlicht, dass es nicht eine typische Netzengpass-situation gibt, die für die Erweiterung des bestehenden Netzengpassmanagements isoliert betrachtet werden kann, sondern eine Vielzahl unterschiedlicher Situationen existiert. Es lässt sich festhalten, dass die Informationstransparenz im Verteilnetz im Vergleich zum Übertragungsnetz geringer sein kann, dies jedoch lediglich den Aufwand zur Informationsbeschaffung erhöht (und somit letztendlich als gegeben angesehen werden). Marktmachtprobleme nehmen im Verteilnetz tendenziell zu und machen insbesondere auf der Niederspannungsebene zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Die beispielhaften Ausgestaltungsvarianten für die Flexibilitätsprodukte „Fahrplanprodukt“ und „Langzeitkontrahierung“ weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf.

Bei „Fahrplanprodukten“ ist aufgrund der Möglichkeit zur kurzfristigen Anpassung von Geboten die Angebotslegung für Flexibilitätsanbieter mit fahrplanbasierten Anlagen vergleichsweise einfach. Zusätzlich ist die Integration in die heutigen Netzengpassmanagementprozesse aufgrund der Verwendung der selben Datenstandards einfach. Jedoch ist bei Fahrplanprodukten die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz möglich, was alternative Maßnahmen, insbesondere Monitoring und Pönalisierung, zur Eindämmung von strategischem Gebotsverhalten erforderlich macht.

Bei der „Langzeitkontrahierung“ kann das Produktdesign zur Vermeidung von strategischem Gebotsverhalten beitragen, wenn sichergestellt wird, dass der Abruf von Flexibilität keine Anreizkomponente enthält. Ein solches Produktdesign erscheint somit empfehlenswert. Allerdings sind für die finale Ausgestaltung noch weitere Parameter im Markt- und Produktdesign abzustimmen. Dies beinhaltet insbesondere das Verfahren zur Festlegung der Beschaffungsmenge an für Netzdienstleistung zur Verfügung stehender Flexibilität, die Länge des Vertragszeitraums sowie die Verfügbarkeit und den Prozess des Erbringungsnachweises, verbunden mit einer gegebenenfalls erfolgenden Sanktionierung bei Nichterfüllung.

Tabelle 4-1: Übersicht über die beschriebenen Netzengpasssituationen

Netzengpasssituation	①	②	③
Ursache (Kapitel 4.x.1)	„Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz“ (horizontal, HöS)	„PV-Rückspeiseengpass im Verteilnetz“ (vertikal, MS/HS)	„Verteilnetzengpass durch Elektromobilität“ (vertikal, NS/MS)
Behebung heute (Kapitel 4.x.2)	Eingriff nach § 13 I EnWG	Eingriff nach § 13 I EnWG	Eingriff nach § 14 a EnWG
	Netzausbau		
	Zusätzliche Einbindung kostengünstiger (lastseitiger) Flexibilitätsoptionen		
Vorteile durch C/sells FlexPlattform (Kapitel 4.x.3)	Kostenreduktion durch Ersatz konventioneller Kraftwerke für den energetischen Ausgleich	Kostenreduktion und Nutzung des PV Stroms anstatt Abregelung	Kostenreduktion; technologiespezifisches Produktdesign stellt kosten-/bedarfs-gerechte Integration sicher
Informationstransparenz (Kapitel 4.x.4)	Geringer spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit	Mittlerer spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit	Hoher spez. Aufwand für Prognostizierbarkeit, jedoch kollusives Verhalten möglich
Marktmacht? (Kapitel 4.x.5)	Geringes Potential	Gesteigertes Potential mit sinkender Netzebene	Hohes Potential
	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring einführen • Ggf. Gegenmaßnahmen implementieren (s. Kapitel 3) 		
Marktdesigninkonsistenz bei „Fahrplanprodukt“? (Kapitel 4.x.6)	<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung mit begrenzten Anpassungsbedarf der bestehenden Prozesse • Kurzfristige Angebotsanpassungen möglich • Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz prinzipiell möglich • Regulatorische Maßnahmen nötig • Monitoring einführen 		
Marktdesigninkonsistenz bei „Langfristkontrahierung“? (Kapitel 4.x.7)	<ul style="list-style-type: none"> • Geringer Anreiz für Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz • Ausgestaltungsmöglichkeiten im Hinblick auf die Vertragslänge, Verfügbarkeit und den Ergebnisnachweis • Monitoring einführen 		

5 Fazit

Ausgehend von den sich wandelnden Anforderungen an elektrische Netze besteht der Bedarf das bestehende Engpassmanagement weiter zu verbessern. Insbesondere die Integration der lastseitigen Flexibilität ist im derzeitigen regulierten Redispatch nicht möglich (Hirth et al 2019).

Ein marktbasierter Ansatz zur Beschaffung von Flexibilität ist grundsätzlich geeignet die Lastseite in die Prozesse des Netzengpassmanagements einzubinden. Ein generelles marktbasierendes Redispatch führt jedoch im Allgemeinen zu einer Inkonsistenz des Marktdesigns. Abseits dessen können Marktmachtprobleme auftreten, da die Liquidität in den Teilmärkten des marktbasierten Ansatzes kleiner ist als in der gesamten Marktzone.

Diese grundsätzliche Problematik tritt auch im C/sells FlexPlattform-Konzept auf. Allerdings beinhaltet dieses kein generelles marktbasierendes Redispatch, sondern einen sogenannten „hybriden“ Ansatz, bei dem auf die aktuellen Prozesse nach § 13 EnWG aufgebaut wird. Durch einen weiten Spielraum für das Design von Flexibilitätsprodukten können sowohl die Anforderungen der Netzbetreiberseite als auch die der Anbieterseite abgebildet werden. Das Produktdesign kann um geeignete regulatorische Instrumente, wie detaillierte Marktregeln oder Preisgrenzen, ergänzt werden. Dadurch stehen verschiedene Varianten zur Eindämmung strategischen Gebotsverhaltens zur Verfügung. Dennoch ist ein allgemeingültiges optimales Design von Flexibilitätsprodukten und entsprechenden Regeln nicht möglich, da die einzelnen Ausgestaltungsvarianten jeweils spezifische Vor- und Nachteile beinhalten (vgl. Kapitel 4.4). Abseits der Debatte um die Möglichkeit strategischen Gebotsverhaltens bietet das C/sells FlexPlattform-Konzept die folgenden Vorteile:

- Flexibilität, welche durch aktuelle Mechanismen dem Netzengpassmanagement noch nicht zur Verfügung steht (lastseitig sowie kleinere Erzeugungsanlagen), kann technologieoffen in die bestehenden Prozesse eingebunden werden.
- Die Planungsprozesse der FlexPlattform beinhalten einen gezielten Einsatz von Flexibilität unter Berücksichtigung der jeweiligen Sensitivität auf das Problem.
- Untergelagerte Netzebenen können für Probleme in übergelagerten Netzebenen eingebunden werden.
- Die Abregelung von EE kann potenziell verringert werden, was den Einspeisevorrang selbiger sichert.
- Die FlexPlattform ist grundsätzlich geeignet, das bestehende System der Netzreserve zu ergänzen. Ob eine Reduktion des Umfangs der Netzreserve bei gleichbleibendem Niveau der Versorgungssicherheit möglich ist, muss separat analysiert werden.

Damit stellt die FlexPlattform eine Verbesserung des aktuellen Netzengpassmanagements dar. Wir empfehlen die Einführung der FlexPlattform im „hybriden“ Modell. Ein problembezogenes Produktdesign sollte die detaillierten Anforderungen der Netz- und Angebotsseite berücksichtigen. Darauf basierend sollte ein sinnvolles Monitoringsystem implementiert werden, welches die Marktaktivitäten und das Verhalten der einzelnen Akteure überwacht. Sollte unerwünschtes Gebotsverhalten identifiziert werden, können gezielte problembezogene Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Dazu gehören insbesondere die Anpassung des Produktdesigns sowie die Erhöhung der Regulierung. Das optimale Produktdesign muss, ähnlich dem Vorgehen in anderen Energiemarktbereichen, iterativ ermittelt werden.

6 Literatur

Adib, Parvis, & Hurlbut, David (2008). Market Power and Market Monitoring. In: Competitive Electricity Markets, 267–296.

Adib, Parvis, Zarnikau, Jay, & Baldick, Ross (2013). Texas Electricity Market. In: Evolution of Global Electricity Markets, 265–296.

Alaywan, Ziad; Wu, Tong; Papalexopoulos, Alex D. (2014): Transitioning the California Market from a Zonal to a Nodal Framework: An Operational Perspective

Antoni, Oliver; Hilpert, Johannes; Klobasa, Marian; Eßer, Anke (2016): Gutachten zu zuschaltbaren Lasten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. Online verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten.pdf.pdf

Baldick, Ross. (2016). Mitigate Market Power to Improve Market Efficiency. In: Power Grid Operation in a Market Environment, 43–66

Borenstein, Severin; Bushnell, James B.; Wolak, Frank A. (2002): Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market. In: American Economic Review 92 (5): 1376-1405. DOI: 10.1257/000282802762024557

Brunekreeft, Gert; Buchmann, Marius; Höckner, Jonas; Palovic, Martin; Voswinkel, Simon; Weber, Christoph (2020): Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt, HEMF Working Paper No. 01/2020

Büchner, Jens; Böttcher, Enno; Woodhouse, Stephen (2019): Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Online verfügbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf

Bundesnetzagentur (2018): Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Redispatch-Maßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode, Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/591_SystemDL/BK8-18-0007-A/BK8-18-0007-A.html

Cramton, Peter (2019): Local Flexibility Market. In: Working Paper der Universität zu Köln

Europäische Union (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

Gabler Wirtschaftslexikon (2020), Springer Gabler Verlag (Hrsg.), Stichwort: Windfall-Profit. Online verfügbar unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/windfall-profit-48481/version-271733>

Gabler Bankenlexikon (2020), Springer Gabler Verlag (Hrsg.), Stichwort: Kollusives Handeln. Online verfügbar unter: <https://www.gabler-banklexikon.de/definition/kollusives-handeln-70632/version-346440>

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar (2019): Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). In: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar; Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarktes, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar; Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland - Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“, Studie Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Höckner, Jonas; Simon, Voswinkel; Weber, Christoph; Kramer, Nikolaus; Rinck, Maximilian; Hofer, Steffen (2019): Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpass-mangement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69 Heft 7/8

Holmberg, Pr; Lazarczyk, Ewa (2015): Comparison of congestion management techniques: Nodal, zonal and discriminatory pricing, In: The Energy Journal, Volume 36

Perekhodtsev, Dmitri; Cervigni, Guido (2010): UK Transmission Congestion Problem: Causes and Solutions, Online verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/228242875_UK_Transmission_Congestion_Problem_Causes_and_Solutions

Sweeney, J. (2006): California Electricity Restructuring, Crisis and Its Aftermath. In Electricity Market Reform: An International Perspective, Elsevier. 319-381. DOI: 10.1016/B978-008045030-8/50012-6

Weber, Christoph (2015): Berücksichtigung von Intraday-Opportunitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung, Gutachten im Auftrag der EnBW