

**CONNECT**  
ENERGY ECONOMICS  
connect the dots ...

**ENDBERICHT**

# KONZEPTE FÜR REDISPATCH- BESCHAFFUNG UND BEWERTUNGSKRITERIEN

Im Auftrag des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

13.11.2018

# **KONZEPTE FÜR REDISPATCH-BESCHAFFUNG UND BEWERTUNGSKRITERIEN**

**ARBEITSPAKET 4 IM PROJEKT:  
UNTERSUCHUNG ZUR BESCHAFFUNG VON REDISPATCH**

Im Auftrag des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Endbericht,  
13.11.2018

Connect Energy Economics GmbH

Gabriele-Tergit-Promenade 15  
10963 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi  
[kontakt@connect-ee.com](mailto:kontakt@connect-ee.com)

[www.connect-ee.com](http://www.connect-ee.com)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>II</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>II</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>III</b>
<b>Summary</b> .....	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Hintergrund und ökonomische Einordnung</b> .....	<b>2</b>
2.1 Zielstellung.....	2
2.2 Redispatch und der Strommarkt 2.0.....	4
2.3 Kategorisierung und Auswahl von Redispatchkonzepten.....	9
2.3.1 Grundlegende Unterscheidungsmerkmale.....	9
2.3.2 Übersicht und Auswahl von Redispatchkonzepten.....	10
2.4 Bewertungskriterien.....	14
<b>3 Redispatchkonzepte</b> .....	<b>16</b>
3.1 Regulatorischer Redispatch mit individuellem Reporting.....	16
3.1.1 Intention und Funktionsweise.....	16
3.1.2 Bewertung.....	18
3.2 Verhandlungslösung mit expliziter Leistungsvergütung.....	21
3.2.1 Intention und Funktionsweise.....	21
3.2.2 Bewertung.....	23
3.3 Stark regulierter Redispatchmarkt.....	25
3.3.1 Intention und Funktionsweise.....	25
3.3.2 Bewertung.....	27
3.4 Beschaffung über den Regelarbeitsmarkt.....	29
3.4.1 Intention und Funktionsweise.....	29
3.4.2 Bewertung.....	31
3.5 Beschaffung über den Intradaymarkt.....	35
3.5.1 Intention und Funktionsweise.....	35
3.5.2 Bewertung.....	38

3.6 Redispatch-Auktionsplattform .....	41
3.6.1 Intention und Funktionsweise .....	41
3.6.2 Bewertung .....	43
3.7 Beschaffung über dezentrale Flexmärkte .....	45
3.7.1 Intention und Funktionsweise .....	45
3.7.2 Bewertung.....	48
<b>4 Fazit .....</b>	<b>50</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>52</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strukturierende Übersicht verschiedener Redispatchkonzepte .....	11
Abbildung 2: Anreizwirkung vs. Regulierungstiefe von Redispatchkonzepten .....	13

## Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
CEP	Clean Energy Package
EE	Erneuerbare Energie
EOM	Energy-Only-Markt
RAM	Regelarbeitsmarkt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

# KONZEPTE FÜR REDISPATCH-BESCHAFFUNG UND BEWERTUNGSKRITERIEN

## Zusammenfassung

In Deutschland ist Redispatch ein zentrales Instrument für das Management von Engpässen im Stromnetz. Zur Beschaffung von Redispatch stehen verschiedene Konzepte zur Auswahl, die an unterschiedlichen Punkten des Spektrums zwischen einer vollständig regulatorischen und einer weitestgehend marktbasierter Organisation angesiedelt sind. Je nach Position in diesem Spektrum können sich die Redispatchkonzepte u. a. in ihren Beschaffungsprozessen und in ihrer Vergütung deutlich unterscheiden. Folglich können die Konzepte auch signifikante Unterschiede in ihrer Effektivität bei der Behebung von Netzengpässen sowie in ihrer Effizienz und Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0 aufweisen.

Die vorliegende Studie stellt die Ergebnisse des vierten Arbeitspakets im Projekt „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vor. Gegenstand des vierten Arbeitspakets ist die Entwicklung von Bewertungskriterien für Redispatchkonzepte und die qualitative Bewertung der grundlegenden Eigenschaften von ausgewählten Konzepten.

### Bewertungskriterien

Um zu einer fundierten Bewertung der Konzepte zu gelangen, werden im Gesamtvorhaben sowohl die Effektivität und Effizienz der Redispatchkonzepte an sich als auch ihre Wechselwirkungen mit anderen Elementen des Stromsystems und ihre Effekte auf energiepolitische Ziele beleuchtet. Die Bewertungskriterien decken dementsprechend sowohl technische, ökonomische als auch energiepolitische Dimensionen ab. Des Weiteren erfolgt die Bewertung im Gesamtvorhaben sowohl qualitativ als auch auf quantitativ. Beide Ebenen der Analyse ergänzen sich gegenseitig und sind für eine fundierte Einschätzung gleichermaßen notwendig.

Qualitative Kriterien	Quantitative Kriterien
Bedarf einer zusätzlichen Netzreserve	Redispatch-Volumen und -Spitze
Kompatibilität Strommarkt 2.0	Systemkosten
Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken	Verteilung der Systemkosten auf Akteure
Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt	Redispatchkosten
	Effekte auf Energiewendeziele

Im hier vorgestellten vierten Arbeitspaket werden die qualitativen Kriterien genutzt, um ausgewählte Redispatchkonzepte zu bewerten.

### Untersuchte Konzepte für die Beschaffung von Redispatch

Die ausgewählten Redispatchkonzepte decken das Spektrum zwischen vollständig regulierten und weitestgehend marktbasierter Organisationsformen breit ab. Wir konzentrieren uns auf Redispatchkonzepte für das Management von Engpässen im Übertragungsnetz. Eine Ausnahme von dieser Regel bildet die Untersuchung eines sog. dezentralen Flexibilitätsmarktes (Flexmarkt), der auch das Verteilnetz explizit mit einbezieht. Die folgende Liste gibt die untersuchten Konzepte in der Reihenfolge abnehmender Regulierungstiefe an, d. h. von vollständig reguliert bis weitestgehend marktbasierter.

- Regulatorischer Redispatch mit individuellem Reporting
- Stark regulierter Redispatchmarkt
- Beschaffung über den Regelarbeitsmarkt
- Beschaffung über den Intradaymarkt
- Beschaffung über dezentrale Flexmärkte
- Verhandlungslösung mit expliziter Leistungsvergütung
- Redispatch-Auktionsplattform

Jedes der Konzepte hat individuelle Vor- und Nachteile. Regulatorische Beschaffungskonzepte einerseits und überwiegend marktbasierter Ansätze andererseits haben dabei jeweils spezifische Herausforderungen.

### Spezifische Herausforderungen für regulatorische und überwiegend marktbasierter Redispatchkonzepte

Im regulatorischen Redispatch liegt die größte Herausforderung darin, Einnahmeneutralität im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Opportunitäts- und Verschleißkosten zu erreichen, d. h. Anlagenbetreiber finanziell weder besser noch schlechter zu stellen als ohne Teilnahme am Redispatch. Diese Herausforderung scheint jedoch gegenüber den Marktmacht- und Regulierungsrisiken von Redispatchmärkten eine vergleichsweise kleine Hürde zu sein. Im regulatorischen Redispatch

kann die Einbindung dezentraler Anbieter eine weitere Herausforderung sein, die über Redispatchmärkte jedoch auch nicht strukturell bzw. anreizkompatibel gelöst werden kann. Die Überlegungen in diesem Bereich deuten darauf hin, dass sich die Erschließung neuer Redispatchpotenziale mit maßgeschneiderten Lösungen ggf. besser adressieren lässt, als mit illiquiden lokalen Märkten.

#### Zentrale Bedeutung der Anreizkompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

In der Gesamtschau wird deutlich, dass die Stärke der lokalen Anreize aus dem Engpassmanagement die größten Auswirkungen auf die Bewertung der Konzepte hat. Je stärker lokale Anreize wirken, desto mehr wird die Anreizlogik des zonalen Strommarkt 2.0 außer Kraft gesetzt. Das Nebeneinander von lokalen und zonalen Anreizsystemen führt zu Opportunitäten. Für die Marktteilnehmer ist es rational, diese Opportunitäten (ähnlich wie beim Zusammenspiel von Spot- und Regelreservemärkten) in ihrem Gebotsverhalten zu berücksichtigen. Dadurch verändern sich die Marktergebnisse an den Strommärkten und es kommt zu stärkeren Engpässen und einem höheren Redispatchbedarf. Gleichzeitig ist das System anfällig für die Ausübung von lokaler Marktmacht. Über diese Marktverzerrungen und das Marktmachtpotenzial manifestieren sich die Inkonsistenzen zwischen den Anreizsystemen.

#### Herausforderungen der Regulierung

Die aus Sicht des Regulierers naheliegende Antwort auf diese Symptome sind Markt Eingriffe und starke Kontrollmechanismen. Diese Eingriffe führen zum einen dazu, dass die wettbewerblich angelegten Konzepte ihren Marktcharakter verlieren. Zum anderen schwächen die Eingriffe das Anreizsystem des Strommarkt 2.0, da sie typischerweise die effiziente Preisbildung und die Anreize zum Bilanzkreismanagement unterwandern. Aus dieser Dynamik kann dann eine Slippery Slope zur Abkehr vom Strommarkt 2.0 und zur Einführung von Nodal Pricing folgen.

#### Anreizkompatibler Redispatch für die Energiewende

Insbesondere aus Sicht der Energiewende und der kostengünstigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit sprechen viele gute Gründe für große Marktzone und das Anreizsystem des Strommarkt 2.0. Den Herausforderungen dieses Systems durch den Versuch einer Integration lokaler Marktsegmente zu begegnen, widerspricht der zonalen Grundausrichtung und führt zwangsläufig zu Inkonsistenzen. Nach dem jetzigen Stand der Analysen scheint es lohnenswert, die Optimierung und gezielte Ergänzung des anreizkompatiblen, regulatorischen Redispatch als ersten Ansatzpunkt für eine Weiterentwicklung zu wählen.

# CONCEPTS FOR REDISPATCH PROCUREMENT AND EVALUATION CRITERIA

## Summary

In Germany, redispatch is a key instrument for managing congestion in the power grid. Various concepts to procure redispatch are available. They range from fully regulated approaches to largely market-based approaches. Depending on their position in this spectrum, the redispatch concepts can differ substantially in their procurement processes and their remuneration schemes, amongst others. Consequently, the concepts may also show significant differences in their effectiveness in addressing congestion, in their efficiency and in their compatibility with the German Power Market 2.0.

The present report summarizes the results of the fourth work package in the project "Analysis of the Procurement of Redispatch" on behalf of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). The subjects of the fourth work package are the development of evaluation criteria for redispatch concepts and the qualitative assessment of the basic characteristics of selected redispatch concepts.

### Evaluation criteria

To enable a sound evaluation of the concepts, the project as a whole examines the effectiveness and efficiency of the redispatch concepts themselves as well as their interactions with other elements of the electricity system and their effects on energy policy goals. Accordingly, the evaluation criteria cover technical, economic and energy policy dimensions. Furthermore, the assessment of the concepts in the project is both qualitative and quantitative. These levels of analysis complement each other and are equally necessary for an informed assessment.

Qualitative criteria	Quantitative criteria
Need for an additional network reserve	Redispatch volumes and peaks
Compatibility with the Power Market 2.0	System costs
Challenges in monitoring market power and regulatory risks	Distribution of system costs between parties
Effects on the European Internal Market	Redispatch costs
	Effects on Energiewende goals



In the fourth work package presented here, the qualitative criteria are used to evaluate the main characteristics of selected redispatch concepts.

### Concepts for the procurement of redispatch

The selected redispatch concepts cover the spectrum between fully regulated and largely market-based approaches. We concentrate on redispatch concepts for congestion management in the transmission network. An exception to this rule is the analysis of a so-called decentralized flexibility market (flex market), which also explicitly includes the distribution network. The following list indicates the studied concepts in order of decreasing depth of regulation, i. e. from fully regulated approaches to largely market based redispatch.

- Regulatory redispatch with individual reporting
- Highly regulated redispatch market
- Procurement via the balancing energy market
- Acquisition via the intraday market
- Procurement via decentralized flex markets
- Bilateral negotiation solution with explicit capacity remuneration
- Auction platform for redispatch

Each of the concepts has its own advantages and disadvantages. Regulatory procurement concepts on the one hand, and market-based approaches on the other hand, each have specific challenges.

### Specific challenges for regulatory and predominantly market-based redispatch

With regulatory redispatch, the biggest challenge is to achieve revenue neutrality in the context of opportunity cost and cost of wear, that is, to compensate redispatch suppliers such that they are financially indifferent to being called upon. However, this challenge appears to be a relatively small hurdle compared to the market power issues and regulatory risks of redispatch markets. Also, the potential challenge of including decentralized redispatch providers in regulatory redispatch cannot be solved structurally or incentive-compatibly via redispatch markets. Considerations in this area suggest that opening up additional redispatch potential may be better achieved with tailored solutions than with illiquid local markets.

### Importance of incentive compatibility with the Power Market 2.0

Overall, the strength of local incentives from congestion management has the greatest impact on the evaluation of the concepts. The stronger the local incentives, the greater the conflict with the incentives of the zonal German Power Market 2.0. The juxtaposition of local and zonal incentive systems creates opportunities for market

participants. For them, it is rational to consider these opportunities in their bidding behavior (similarly, the interdependency of spot and balancing markets influences bidding on both markets). In consequence, the power market results change, and congestion and the need for redispatching increase. At the same time, the system is vulnerable to the exercise of local market power. These market distortions and the market power potential manifest the inconsistencies between the local and zonal incentive systems.

### Challenges of regulation

The regulator's most likely answer to these symptoms is market intervention and strong control mechanisms. These interventions diminish the competitive character of market-based redispatch concepts. At the same time, the interventions weaken the incentive system of the Power Market 2.0, as they typically undermine efficient pricing as well as incentives for self-balancing. This dynamic can start a slippery slope of regulation away from the Power Market 2.0 and towards the introduction of nodal pricing.

### Incentive-compatible redispatch for the Energiewende

Especially from the point of view of the Energiewende and the cost-efficient guarantee of security of supply, there are many good reasons for large market zones and the incentive system of the Power Market 2.0. Addressing the challenges of this system by attempting to integrate local market segments contradicts the zonal concept and inevitably leads to inconsistencies. According to the current state of the analysis, the optimization and targeted supplementation of the incentive-compatible regulatory redispatch seems to be the best starting point for improving congestion management.

# 1 Einleitung

Im Rahmen der Energiewende hat Deutschland die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien als ein zentrales Ziel festgelegt. Für den Stromsektor sieht der Koalitionsvertrag der Bundesregierung für 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % vor, der gemäß EEG 2017 auf mindestens 80 % in 2050 steigen soll. Aus diesen Zielen folgt eine Transformation des Stromsektors. Damit diese Transformation kostengünstig gelingt, muss das Zusammenspiel von Strommarkt und Stromnetz effizient funktionieren. Dazu zählt auch das Management von Engpässen im Stromnetz, für das in Deutschland u. a. Redispatch eingesetzt wird.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie das Konsortium aus Neon Neue Energieökonomik GmbH, Consentec GmbH, Connect Energy Economics GmbH, Ecofys Germany GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI und der Stiftung Umweltenergierecht mit dem Projekt „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ beauftragt. Das Ziel des Vorhabens ist es, grundsätzliche Fragen zum Zusammenspiel von Strommarkt und Stromnetz zu beleuchten und verschiedene Konzepte für Redispatch zu entwickeln und zu bewerten.

Im vierten Arbeitspaket „Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien“ (AP4, Connect Energy Economics) werden Konzepte für die Beschaffung von Redispatch in Deutschland ausgearbeitet, die eine große Bandbreite an Organisationsformen mit unterschiedlicher Marktnähe bzw. Regulierungstiefe abdecken. Des Weiteren werden Bewertungskriterien für die Konzepte entwickelt. In AP4 erfolgt auf dieser Basis eine erste grundsätzliche, qualitative Bewertung der Konzepte, die im weiteren Projektverlauf durch quantitative Analysen (AP5, AP6) ergänzt wird und in die abschließende Gesamtbewertung (AP7) einfließt.

Der vorliegende Zwischenbericht stellt den Stand der Analysen in AP4 dar. In Kapitel 2 erläutern wir zunächst die Hintergründe und den ökonomischen Kontext der Untersuchung. Das Kapitel gibt auch eine erste strukturierende Übersicht verschiedener Redispatchkonzepte und stellt die Bewertungskriterien vor. In Kapitel 3 stellen wir dann ausgewählte Konzepte ausführlicher vor und bewerten sie anhand der zuvor entwickelten qualitativen Kriterien. Der Bericht schließt mit einem Fazit in Kapitel 4.

## 2 Hintergrund und ökonomische Einordnung

Im Folgenden beschreiben wir zunächst das Ziel der Analysen im vierten Arbeitspaket sowie den energiewirtschaftlichen Kontext der Untersuchungen. Darauf aufbauend geben wir eine erste strukturierende Übersicht der betrachteten Konzepte und erläutern die Bewertungskriterien, die im Vorhaben herangezogen werden.

### 2.1 ZIELSTELLUNG

#### Konzepte für die Beschaffung von Redispatch

Zur Beschaffung von Redispatch stehen verschiedene Konzepte zur Auswahl, die an unterschiedlichen Punkten des Spektrums zwischen einer weitestgehend marktbasieren und einer vollständig regulatorischen Organisation angesiedelt sind. Je nach Position in diesem Spektrum können sich die Redispatchkonzepte u. a. in ihren Beschaffungsprozessen und ihrer Vergütung deutlich unterscheiden. Folglich können die Konzepte auch signifikante Unterschiede in ihrer Effektivität bei der Behebung von Netzengpässen bzw. der Gewährleistung der Systemsicherheit, in ihren Kosten sowie in ihrer Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0 und seinem Anreizsystem aufweisen.

Die Aufgabenstellung in AP4 ist es, ausgewählte Redispatchkonzepte auszuarbeiten, die den o. g. Optionsraum möglichst vollständig abdecken. Diese Konzepte werden dann im Gesamtvorhaben eingehend untersucht und bewertet. Da bei Ausgestaltung der Konzepte große Freiheitsgrade bestehen, konzentrieren wir uns im Folgenden auf ihre grundlegenden Eigenschaften. Im Rahmen der quantitativen Analysen in AP5/AP6 sowie der Gesamtbewertung in AP7 werden die Untersuchungen dann weiter vertieft.

Bei der Auswahl der Redispatchkonzepte berücksichtigen wir das Ziel, dass es sich um praxisrelevante Konzepte handeln soll, die beispielsweise bereits in anderen europäischen Ländern in ähnlicher Form angewendet werden. Es gilt dabei die Grundprämisse, dass der deutsche Strommarkt 2.0 beibehalten wird, und die Konzepte mit dem europäischen Regelwerk kompatibel sein müssen.<sup>1</sup> Des Weiteren konzentrieren wir uns auf Redispatchkonzepte für das Management von Engpässen im Übertragungsnetz. Eine Ausnahme von dieser Regel bildet die Untersuchung eines sog. dezentralen Flexibilitätsmarktes (Flexmarkt), der auch das Verteilnetz explizit mit einbezieht. Diese Erweiterung der Perspektive trägt der derzeitigen Relevanz von

---

<sup>1</sup> Eine dezidierte rechtliche Prüfung ausgewählter Konzepte erfolgt in AP7.

Engpässen im Verteilnetz bzw. den aktuellen Diskussionen zu Flexmärkten Rechnung. Wir untersuchen außerdem für alle ausgewählten Konzepte, ob sie aufgrund ihrer Anreizsystematik strukturell eine Netzreserve zur zusätzlichen Absicherung bzw. Vorhaltung ausreichender Kapazitäten an netzkritischen Standorten benötigen. Die Ausgestaltung der Netzreserve selbst steht dabei nicht im Vordergrund, sondern wird in AP8 dieses Vorhabens vertieft.

### Bewertungskriterien

Der zweite Teil der Aufgabenstellung in AP4 ist die Definition eines Kriterienkatalogs, mit dem die ausgewählten Redispatchkonzepte im Rahmen dieses Projekts bewertet werden sollen. Um eine fundierte Handlungsempfehlung für die Auswahl eines geeigneten Konzepts abzuleiten, sollten sowohl die Effektivität und Effizienz des Redispatchkonzepts an sich als auch seine Wechselwirkungen mit anderen Elementen des Stromsystems und seine Effekte auf energiepolitische Ziele beleuchtet werden. Die Bewertungskriterien sollten dementsprechend sowohl technische, ökonomische als auch energiepolitische Dimensionen abdecken.

Die qualitativen Kriterien sollen dabei als Grundlage für eine erste Bewertung der Redispatchkonzepte in diesem Arbeitspaket dienen. Die quantitativ zu prüfenden Kriterien stehen dann in AP5/AP6 im Fokus. Die abschließende, übergreifende Bewertung erfolgt schließlich in AP7.

## 2.2 REDISPATCH UND DER STROMMARKT 2.0

Ein sinnvolles Redispatchkonzept berücksichtigt das Zusammenspiel des Engpassmanagements mit dem umliegenden Marktdesign. Wie bereits erwähnt, ist in dieser Untersuchung der deutsche Strommarkt 2.0 der Maßstab für das Marktdesign. Den Kern des Strommarkt 2.0 bildet der liberalisierte Energy-Only-Markt, in dem wettbewerbliche Marktpreise effiziente Anreize für die Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer setzen. Der große Vorteil dieses Marktdesigns ist, dass es die Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleisten kann und die Flexibilisierung des Stromsystems sowie die Integration erneuerbarer Energien unterstützt. Anreize zum aktiven Bilanzkreismanagement spielen dabei eine zentrale Rolle.

Der Strommarkt 2.0 ist ein zonaler Markt, in dem innerhalb einer Marktzone einheitliche, d. h. räumlich nicht weiter differenzierte Marktpreise gelten, und in dem sich Marktteilnehmer an verschiedenen Standorten zu Pools zusammenschließen und gemeinsame Gebote abgeben können. Der zonale Markt zeichnet sich durch eine hohe Liquidität und ein hohes Wettbewerbsniveau aus. Innerhalb des zonalen Marktes übernimmt das Stromnetz die Transportaufgabe. Falls die Ergebnisse des zonalen Marktes (der Dispatch) zu Netzengpässen führen, setzen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) u. a. Redispatch ein, um die Engpässe durch Eingriffe in den Dispatch des Marktes zu beheben. Mittel- bis langfristig wird über den Ausbau des Netzes gewährleistet, dass die Transportaufgabe effizient bewältigt werden kann.<sup>2</sup>

### Anreize im regulierten und marktbasieren Redispatch

Die konkrete Ausgestaltung des Redispatches und insbesondere die Beschaffung und Vergütung beeinflussen maßgeblich, ob die Anreizsystematiken des Engpassmanagements und des Strommarkt 2.0 konsistent sind. Um diesen Zusammenhang zu verdeutlichen, skizzieren wir an dieser Stelle schematisch die Anreize in einem vollständig regulierten Redispatch mit Kostenerstattung einerseits, und in einem weitestgehend marktbasieren Redispatch andererseits: In einem idealisierten regulierten Redispatch mit Kostenerstattung durch den ÜNB ist der Redispatch für die herangezogenen Marktteilnehmer finanziell ergebnisneutral. Die Redispatchanbieter haben also weder einen Gewinn noch einen Verlust, und der Redispatch ist folglich frei von Anreizen. Dadurch sind die Anreize des Strommarkt 2.0 unbeeinflusst und wirken weiterhin effizient.

Bei einer weitestgehend marktbasieren Beschaffung treten Redispatchanbieter in den Wettbewerb um die Deckung der Redispatchnachfrage des ÜNB. Der ÜNB wählt dann die Anbieter mit der kostengünstigsten Kombination aus Gebotspreis und

---

<sup>2</sup> Grundsätzliche Überlegungen zu den Vor- und Nachteilen zonaler bzw. nodaler Marktdesigns und ihrer Relation zum Netzausbau liefert AP2.

standortgebundener Wirksamkeit auf den Engpass aus. Der Wert und die Vergütung der Angebote unterscheiden sich daher je nach Standort, sodass sich am Redispatchmarkt lokal differenzierte Preise einstellen.

#### Interdependenzen zwischen Spot- und Redispatchmarkt

Der Redispatchbedarf hängt von der Netzbelastung ab, die wiederum eine Folge des Spotmarktergebnisses ist. Gleichzeitig hängt das potenzielle Redispatchangebot der Marktteilnehmer ebenfalls vom Spotmarkt ab. Durch diese Wechselwirkungen ist die Teilnahme an dem einen Markt mit Opportunitäten auf dem anderen Markt verbunden, ähnlich wie beim Zusammenspiel von Spot- und Regelleistungsmärkten. Für Marktteilnehmer ist es rational, die Opportunitäten zwischen den Spot- und Redispatchmärkten in ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen und ihr Gebotsverhalten entsprechend anzupassen. Wenn sie beispielsweise am Redispatchmarkt für eine Erhöhung ihrer Erzeugung größere Erträge erzielen können als für die Vermarktung der Erzeugung am Spotmarkt, dann werden sie am Spotmarkt weniger anbieten. Dieses Gebotsverhalten ist als das sogenannte Inc/Dec-Game bekannt.

---

#### DAS INC/DEC-GAME

Das Inc/Dec-Game (von engl.: increase/decrease) beschreibt ein Gebotsverhalten, das in zonalen Strommärkten mit internen Netzengpässen und marktbasierendem Redispatch auftreten kann. In einer solchen Konstellation werden am Strommarkt der zonale Dispatch und ein Marktpreis ermittelt, der für alle Marktteilnehmer gleichermaßen und unabhängig von ihrem Standort gilt. Wenn aufgrund der räumlichen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Marktzone Engpässe auftreten, beschafft der Netzbetreiber Redispatch, mit dem er die räumliche Allokation von Erzeugung und Verbrauch nachträglich verändert. Da der Redispatch ortsgebunden ist, ist auch der Preis, den der Netzbetreiber für den Redispatch bezahlt, je nach Standort unterschiedlich. Die lokalen Preise spiegeln den Wert der eingesetzten Energie an diesem Standort wider.

Da sich die lokalen Preise des Redispatches von den zonalen Preisen des Dispatchs unterscheiden, ist es für die Marktteilnehmer rational, die Opportunitäten zwischen den beiden Märkten in ihren Geboten zu berücksichtigen. Wenn ein Marktteilnehmer erwartet, dass er im Redispatch eine höhere Vergütung erzielen kann als am Strommarkt, dann wird er sein Angebot stärker am Redispatchmarkt ausrichten. Für einen Erzeuger, dessen Anlage an einem netzentlastenden Standort steht, kann das beispielsweise bedeuten, dass er auf ein Gebot am Strommarkt ganz verzichtet (decrease), sodass er dann im Redispatch auf Anweisung des Netzbetreibers seine maximale Erzeugung abrufen kann (increase) und dafür die höhere Vergütung erhält. Das hat zur Folge, dass auf der Ebene des zonalen Dispatches die Stromerzeugung an netzentlastenden Standorten geringer ist, als in einem Marktdesign

ohne Redispatchmarkt. Dementsprechend steigen die Netzbelastung und somit der Redispatchbedarf.

Die Opportunitäten zwischen den Spot- und Redispatchmärkten in den jeweiligen Geboten zu berücksichtigen, ist nicht nur im oben beschriebenen Beispiel rational, sondern für alle Erzeuger und Verbraucher an netzentlastenden und auch an netzbelastenden Standorten. Um die höhere Vergütung durch die Wechselwirkung zwischen Spot- und Redispatchmarkt realisieren zu können, müssen die Handelsgeschäfte allerdings nicht zwangsläufig physisch unterlegt sein, sondern können (mit einem gewissen Restrisiko für den Anbieter) rein finanziell abgewickelt werden (sog. Leerverkäufe). Beispielsweise bestehen bei Windenergieanlagen Freiheitsgrade bei der zu vermarktenden Strommenge, da diese von Windprognosen abhängen. Die Entscheidung für eine mehr oder weniger optimistische Prognose kann bei der möglichen Vermarktung auf einem Redispatchmarkt auch von der Netzsituation abhängen.

Das Gebotsverhalten im Inc/Dec-Game führt dazu, dass sich zunächst der Dispatch und die Preise in den zonalen Strommärkten (insb. Day-Ahead und Intraday) gegenüber einer Konstellation ohne Redispatchmarkt ändern. Aufgrund des großen Volumens dieser Marktplätze kann die Hebelwirkung der Veränderungen sehr hoch sein. Des Weiteren nehmen die Engpässe und in Konsequenz auch die Redispatchvolumina zu, sodass die Bedeutung des Redispatchmarktes immer weiter steigt. Letztendlich wird das lokale Marktsegment zum neuen Leitmarkt, von dem die dominanten Anreize für die Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer ausgehen. Das Anreizsystem des zonalen Strommarkt 2.0 kann in Folge nicht mehr effizient wirken.

Der Ursprung dieser Verzerrungen und der beschriebenen Wirkungskette ist das Nebeneinander von inkompatiblen zonalen und lokalen Anreizsystemen. Im Ergebnis sinkt die Effizienz des Gesamtsystems, da Investitionsentscheidungen weder aufgrund des lokalen Preises noch aufgrund des zonalen Preises sinnvoll getroffen werden können. Als Folge dieser Ineffizienz ist zu erwarten, dass der Regulierer, der mit diesen Nebenwirkungen der inkonsistenten Anreizsysteme konfrontiert ist, zunächst versucht, die Symptome abzumildern. Dabei ist es wahrscheinlich, dass weitreichende Markteingriffe erfolgen, die u. a. das für das Inc/Dec-Game typische Gebotsverhalten unterbinden sollen. Da diese tiefen Markteingriffe in der Regel selbst negative Rückwirkungen auf den Strommarkt haben, ist früher oder später ein Wechsel von einem zonalen auf ein nodales Marktdesign wahrscheinlich, um die grundlegenden Inkonsistenzen zu beseitigen (sog. Slippery Slope of Regulation in Richtung Nodal Pricing).

Wichtig für die Interpretation der hier beschriebenen Zusammenhänge ist, dass das Inc/Dec-Game für alle Marktteilnehmer mit Einfluss auf den Engpass ein rationales Marktverhalten darstellt, und zwar unabhängig von ihrer Größe und ihrem Marktanteil. Inc/Dec-Gaming ist daher nicht mit dem Missbrauch von Marktmacht gleichzusetzen. In ökonomischen Begriffen ausgedrückt, werden lediglich Opportunitäten



zwischen verschiedenen Marktsegmenten eingepreist, wie es beispielsweise auch bei einer Teilnahme an den Regelreservemärkten üblich und akzeptiert ist. Gelegentlich wird die Berücksichtigung von Opportunitäten kritisch diskutiert. Die Marktaufsicht hat jedoch in der legitimen Berücksichtigung von Opportunitäten bisher kein missbräuchliches Verhalten gesehen. Neben dem Beispiel aus den Regelreservemärkten wurde bei der Einführung des Emissionshandels kritisch hinterfragt, ob die kostenlos zur Verfügung gestellten CO<sub>2</sub>-Zertifikate in den Geboten am Strommarkt eingepreist werden dürften. Da es sich dabei ebenfalls um die Berücksichtigung von Opportunitäten handelte, war diese Einpreisung legitim. Wenn allerdings Redispatchanbieter mit einer lokalen marktbeherrschenden Stellung Redispatchpreise oberhalb ihrer Grenz- bzw. Opportunitätskosten durchsetzen, dann Marktmachtmissbrauch vor, der sich auch im Spotmarkt durch das Einpreisen der überhöhten lokalen Erlösmöglichkeiten im Inc/Dec-Game niederschlägt. Solange jedoch kein Marktmachtmissbrauch vorliegt, ist es unwahrscheinlich, dass die Marktaufsichtsbehörde das Einpreisen von Opportunitäten beanstandet.

---

Im Ergebnis unterscheiden sich die Strompreise und Anreize mit Redispatchmarkt von denjenigen in unserem effizienten Benchmark, dem unverzerrten Strommarkt 2.0. Es kommt also zu Verzerrungen, die signifikante Ausmaße annehmen können, und die auf das Nebeneinander von zonalen und lokalen Anreizsystemen zurückzuführen sind. Je nach Ausmaß des Problems in einem spezifischen Redispatchdesign werden regulatorische Eingriffe zur Eindämmung der Rückwirkungen auf den Strommarkt 2.0, administrative Detailplanung und strenge Wettbewerbskontrollen nötig bzw. wahrscheinlich, sodass der liberalisierte Strommarkt zusätzlich geschwächt wird. Gleichzeitig sind die genannten Wettbewerbskontrollen in einem Redispatchmarkt aufgrund der schwierigen Unterscheidung zwischen Marktmachtmissbrauch und legitimen lokalen Marktpreisen besonders herausfordernd.

#### Lokale Investitionsanreize

Befürworter von Redispatchmärkten erhoffen sich lokale Anreize, die zu verzögerten Stilllegungen und zu Neuinvestitionen führen können. Eine Voraussetzung dafür wäre, dass signifikant höhere lokale Preise dauerhaft politisch akzeptiert werden, und dass Marktakteure die Preise als belastbar interpretieren. Lokale Preise sind jedoch von einer Reihe von Einflussfaktoren abhängig, wodurch sie über längere Zeiträume hinweg schwerer zu antizipieren sind: Neue Stromleitungen, neue Erzeuger oder Verbrauchsveränderungen haben deutlich stärkere Auswirkungen auf lokale Preise als auf einen zonalen Preis. Bei dauerhaft hohen lokalen Preisen besteht aus Marktsicht das Risiko, dass der Regulierer in die Preisbildung aus Sorge vor Marktmachtmissbrauch oder aus Verbraucherschutzgründen eingreift und die lokalen Anreize dadurch wieder reduziert. Die damit verbundenen regulatorischen Risiken verringern die Verlässlichkeit der Preise zusätzlich. Daher scheint es lediglich denkbar, dass lokale Anreize die Stilllegung von Anlagen an netzentlastenden Standorten verzögern

könnten. Die Wahrscheinlichkeit von Neuinvestitionen aufgrund lokaler Preise halten wir für deutlich geringer.

### Teilnehmerkreis

In einem marktbasierten Redispatch bestünde je nach Ausgestaltung die Möglichkeit, dass ein breiterer Teilnehmerkreis erreicht wird als über einen regulatorischen Ansatz, sodass die Kosten der Redispatchbeschaffung sinken könnten. Im Gegenzug würde jedoch die Anreizsystematik des Strommarkt 2.0 ausgehebelt. In Kombination mit der eingeschränkten Belastbarkeit lokaler Preise ist daher fraglich, ob die Investitionsanreize in dem inkonsistenten Nebeneinander zwischen lokalen und zonalen Preisen ausreichen würden, um zusätzliche lokale Leistung anzureizen. Je stärker jedoch die Divergenz zwischen lokalen und zonalen Anreizen bzw. die Marktverzerrungen sind, und je stärker die Funktionsfähigkeit des Strommarkt 2.0 durch sie beeinträchtigt wird, desto wahrscheinlicher wird es, dass nach einer Reihe von regulatorischen Eingriffen eine Abkehr vom Strommarkt 2.0 stattfindet, und auch am Großhandel lokale Anreize eingeführt werden (Slippery Slope zu Nodal Pricing).

In der folgenden Analyse liegt der Fokus auf den hier skizzierten Wechselwirkungen zwischen den Redispatchkonzepten und dem Strommarkt 2.0, da sie für das Stromsystem und die Energiewende von großer Bedeutung sind. In der abschließenden Bewertung der Redispatchkonzepte sollte der Grad der jeweiligen Verzerrung in Betracht gezogen werden, und die möglicherweise gewünschten Anreize durch marktbasierten Redispatch sollten gegen ihre unerwünschten Nebenwirkungen abgewogen werden. Dabei sollte ebenfalls eruiert werden, ob die angestrebten positiven Effekte lokaler Anreize bzw. marktbasierter Beschaffungssysteme auch durch Alternativen mit geringeren Rückwirkungen erreicht werden können.

## 2.3 KATEGORISIERUNG UND AUSWAHL VON REDISPATCHKONZEPTEN

Aufgrund der Vielzahl der denkbaren Redispatchkonzepte nehmen wir im Folgenden eine Kategorisierung vor, um die Unterscheidung der Ansätze zu erleichtern. Anhand der Übersicht der Konzepte stellen wir dann kurz die Auswahl vor, die wir im Rahmen dieses Arbeitspakets genauer untersuchen.

### 2.3.1 Grundlegende Unterscheidungsmerkmale

Die folgenden Grundeigenschaften können dabei helfen, Redispatchkonzepte zu kategorisieren. Die Orientierung an diesen Eigenschaften ist nur eine von vielen Möglichkeiten der Strukturierung. Ohne Ausgestaltungsdetails vertiefen zu müssen, gibt dieses Vorgehen allerdings bereits hilfreiche Hinweise auf die Funktionsweise der Konzepte und ihre Wechselwirkungen mit dem Strommarkt.

#### Redispatchvergütung mit oder ohne explizitem Leistungspreis

Redispatch ist die gezielte Veränderung von Einspeisung und Entnahmen im Stromnetz gegenüber dem Ergebnis des Strommarktes. Dementsprechend bezieht sich die Vergütung in der Regel auf die bereitgestellte Energiemenge. Es gibt jedoch auch Konzepte, in denen der ÜNB explizit Leistung kontrahiert, die ihm dann im Bedarfsfall für den Einsatz von Redispatch zur Verfügung steht. Dieses Vorgehen kann sinnvoll sein, wenn das Redispatchpotenzial an netzkritischen Standorten knapp ist und lokale Kapazitäten einen hohen Nutzen für die Systemsicherheit haben. Wenn Leistung beschafft wird, erhält der Redispatchanbieter typischerweise auch einen expliziten Leistungspreis, der das Bereithalten der Leistung und ggf. damit verbundene Opportunitäten (wie beispielsweise den Verzicht auf die Stilllegung eines Kraftwerks) ganz oder teilweise vergütet. Ein Beispiel für die Kontrahierung und Vergütung von Kapazitäten für Redispatchzwecke ist die deutsche Netzreserve.

#### Teilnahme der Redispatchanbieter am Strommarkt

Anknüpfend an die Frage nach dem Leistungspreis ist ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal, ob die Redispatchanbieter neben der Bereitstellung dieser Systemdienstleistung auch am Strommarkt teilnehmen können. Insbesondere wenn Redispatchkapazitäten explizit beschafft und vergütet werden, ist diese Designeigenschaft von großer Bedeutung für die Wechselwirkungen mit dem Strommarkt und seinem Anreizsystem. Wenn beispielsweise ein Kraftwerksneubau explizite Leistungszahlungen für Redispatch erhält und das Kraftwerk gleichzeitig am Strommarkt teilnehmen kann, dann betreten zusätzliche Erzeugungskapazitäten den zonalen Energy-Only-Markt (EOM). Diese Kapazitäten müssen sich aber nicht oder nur zu einem Teil über

den EOM finanzieren. Denkbar ist, dass die Kapazitäten ohne die Leistungsvergütung nicht wirtschaftlich gewesen wären. Das zusätzliche Angebot am EOM senkt nun aber die Preise am Strommarkt, sodass auch die wirtschaftliche Situation anderer bestehender oder neuer Anbieter beeinträchtigt wird. Ähnliche Effekte gelten bei der Zahlung eines Leistungspreises an Bestandsanlagen, die am Strommarkt teilnehmen. Eine explizite Vergütung von Redispatchkapazitäten mit gleichzeitiger Teilnahme am Strommarkt verzerrt folglich das Anreizsystem des Energy-Only-Marktes. Diese spezifische Verzerrung tritt dagegen nicht auf, wenn Redispatchkapazitäten zwar explizit vergütet, aber vollständig außerhalb des Strommarktes bereitgehalten werden. Für Redispatchkonzepte ohne explizite Leistungsvergütung gilt nicht zwangsläufig, dass sie verzerrungsfrei sind. Insbesondere wenn implizite Leistungsaufschläge in der Redispatchvergütung enthalten sind, ergeben sich aus den lokalen Anreizen Rückwirkungen auf den Strommarkt (s. Abschnitt 2.2).

#### Regulatorische oder wettbewerbliche Beschaffung

Redispatch kann entweder regulatorisch oder wettbewerblich beschafft werden. Konzepte mit einem regulatorischen Beschaffungsprozess nutzen gesetzliche Verpflichtungen, über die der ÜNB beispielsweise Erzeuger oder Verbraucher zum Redispatch direkt anweisen kann. In einem solchen System bestehen typischerweise auch regulierte Vergütungssysteme, die beispielsweise die abrechenbaren Kosten vorgeben. Bei einer marktbasierter Beschaffung stehen Redispatchanbieter im Wettbewerb untereinander und berücksichtigen in ihren Geboten auch die Opportunitäten der angrenzenden Marktsegmente. Die Auswahl der Anbieter kann dabei über Marktplätze mit standardisierten Regeln (bspw. über eine eigens geschaffene Auktionsplattform) oder im Rahmen bilateraler Verhandlungen erfolgen. In der Praxis sind die Übergänge zwischen Markt und Regulierung fließend. So enthalten die meisten marktbasierter Redispatchkonzepte regulatorische Vorgaben, bspw. in Form einer Preisobergrenze oder anderer Maßnahmen zur Eingrenzung von Marktmachtmissbrauch. Wie bereits in Abschnitt 2.2 andiskutiert, spielt die Anordnung der Redispatchkonzepte auf dem Spektrum Markt/Regulierung eine relevante Rolle für ihre Anreizwirkung und ihre Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0.

### 2.3.2 Übersicht und Auswahl von Redispatchkonzepten

Die folgende Abbildung gibt entlang der oben beschriebenen Strukturierungselemente eine Übersicht verschiedener Redispatchkonzepte. Die mit einem Stern gekennzeichneten Konzepte haben wir gemeinsam mit dem Auftraggeber für die Analyse in diesem Vorhaben ausgewählt.

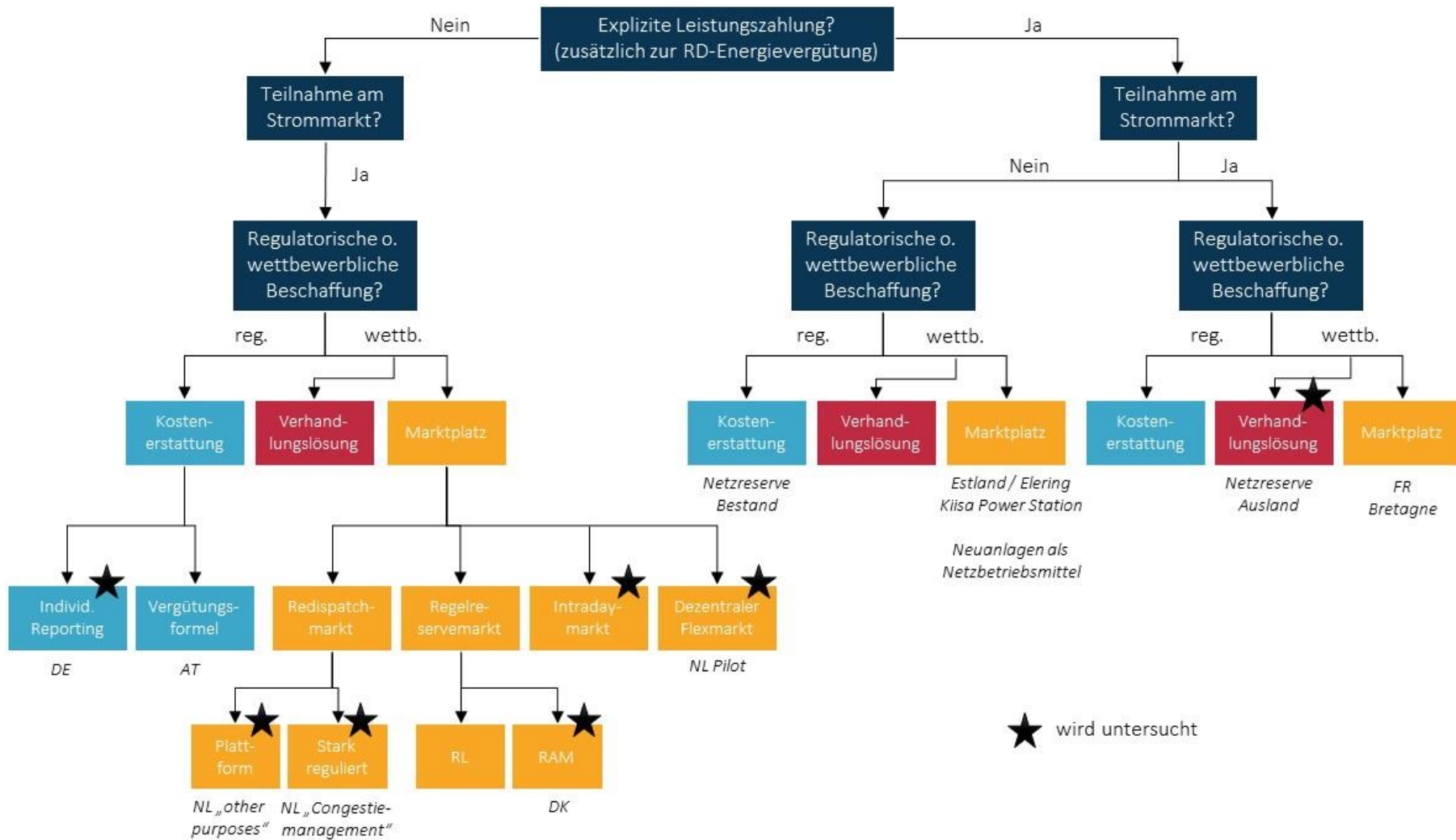


Abbildung 1: Strukturierende Übersicht verschiedener Redispatchkonzepte  
 Quelle: Eigene Darstellung.

Die ausgewählten Redispatchkonzepte decken das Spektrum zwischen vollständig regulierten und weitestgehend marktbasierter Organisationsformen weitreichend ab. Unter den bisher ausgewählten Konzepten liegt der Fokus auf Ansätzen ohne explizite Leistungsvergütung, da diese Ansätze in der Praxis am weitesten verbreitet sind und derzeit am häufigsten diskutiert werden. Bei den Konzepten mit expliziter Leistungsvergütung aber ohne Teilnahme am Strommarkt handelt es sich häufig um Instrumente zur ergänzenden Absicherung eines primären Redispatchkonzepts, wie bspw. bei der deutschen Netzreserve oder der Beschaffung von Neuanlagen als Netzbetriebsmittel. Aus den Konzepten mit expliziter Leistungsvergütung wählen wir allerdings eine Option mit Teilnahme am Strommarkt für die weiterführenden Analysen aus, um die besonderen Wechselwirkungen dieses Konzepttyps mit dem Strommarkt 2.0 herauszuarbeiten.

Die folgende Liste fasst die ausgewählten Konzepte nochmals zusammen:

- Regulatorischer Redispatch mit individuellem Reporting
- Verhandlungslösung mit expliziter Leistungsvergütung
- Stark regulierter Redispatchmarkt
- Beschaffung über den Regelarbeitsmarkt
- Beschaffung über den Intradaymarkt
- Redispatch-Auktionsplattform
- Beschaffung über dezentrale Flexmärkte

Die folgende Abbildung 2 ordnet die Konzepte illustrativ entlang der Dimensionen Regulierungstiefe bzw. Marktnähe (horizontale Achse) und Stärke der lokalen Anreize bzw. Verzerrungen der Anreizlogik des Strommarkt 2.0 (vertikale Achse) an. Die Einordnung der Regulierungstiefe hängt dabei mit der in diesem Projekt betrachteten Ausgestaltung der verschiedenen Konzepte zusammen: Beispielsweise kann auch eine Redispatch-Auktionsplattform einer mehr oder weniger starken Regulierung unterliegen. In Abbildung 2 spiegelt die Anordnung dieses Konzeptes am rechten Ende der horizontalen Achse wider, dass wir hier von einer Variante mit minimaler Regulierung ausgehen. In dieser Variante ist die Intention des Konzeptes, dass durch eine weitestgehend freie Preisbildung starke lokale Preissignale gesendet werden, die den Erhalt bestehender und die Aktivierung neuer Redispatchpotenziale unterstützen sollen und bei Bedarf lokale Investitionen in neue Anlagen anreizen sollen. Die Verteilung der anderen Konzepte auf der horizontalen Achse verdeutlicht, dass die mit den hier betrachteten Konzepten angestrebte Steuerungswirkung der lokalen Preise bzw. die Akzeptanz des Regulierers für hohe lokale Preise graduell abnimmt, je weiter links das Konzept angeordnet ist.

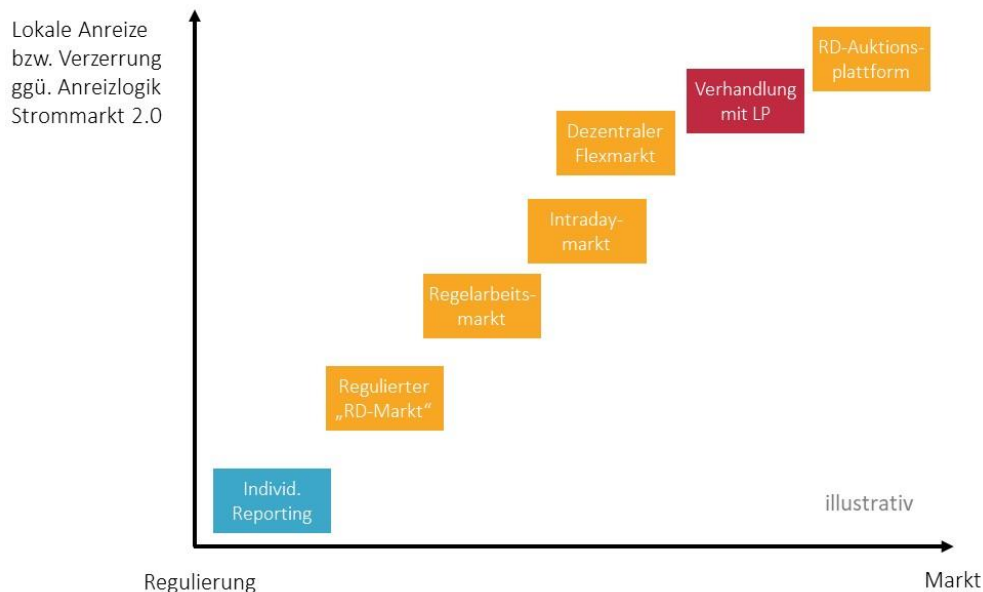


Abbildung 2: Anreizwirkung vs. Regulierungstiefe von Redispatchkonzepten

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Abbildung verdeutlicht außerdem, dass die Anordnung der Konzepte auf dem Spektrum Markt/Regulierung eng mit der Stärke der lokalen Anreize bzw. der Verzerrungen des Strommarkt 2.0 korreliert. Während der regulatorische Redispatch mit individuellem Reporting die geringste Anreizwirkung entfaltet, ist die wettbewerblich gestaltete Redispatch-Auktionsplattform mit freier Preisbildung das Konzept mit der stärksten lokalen Anreizwirkung, und folglich mit den stärksten Verzerrungseffekten im Strommarkt 2.0. Die detaillierte Diskussion der einzelnen Konzepte und die Herleitung der hier bereits angedeuteten Ergebnisse folgen in Kapitel 3.

## 2.4 BEWERTUNGSKRITERIEN

Die folgende Übersicht fasst die Bewertungskriterien zusammen, die in diesem Vorhaben zur Analyse der Redispatchkonzepte herangezogen werden. Wir unterscheiden dabei zwischen qualitativen Kriterien, die im Rahmen des hier beschriebenen AP4 untersucht werden, und quantitativen Kriterien, die in den AP5/AP6 im Fokus stehen. Eine abschließende Bewertung auf Basis aller Kriterien erfolgt in AP7.

### Qualitative Bewertungskriterien (AP4)

- **Bedarf einer Netzreserve:** Sowohl bei marktbasieren als auch bei regulatorischen Redispatchkonzepten kann aus Gründen der Systemsicherheit der Bedarf nach zusätzlicher Absicherung des Engpassmanagements bestehen. Eine Absicherungsoption ist die Vorhaltung von Redispatchkapazitäten in einer Netzreserve.<sup>3</sup> Wir analysieren hier qualitativ, ob die Redispatchkonzepte selbst ausreichende Anreize setzen können, um systemrelevante Kapazitäten am Netz zu halten. In diesem Kriterium ist der Übergang zwischen Konzepteigenschaft und -bewertung daher fließend.
- **Kompatibilität Strommarkt 2.0:** Im Rahmen der qualitativen Bewertung ist die Kompatibilität des Redispatchkonzeptes mit dem Strommarkt 2.0 ein zentrales Kriterium. Die Analyse erfolgt aus der Perspektive, dass mit dem Strommarkt 2.0 bereits ein Anreizsystem besteht, das die Stromversorgung auf zentraler Ebene kostengünstig und sicher gewährleisten kann. Redispatch ist in diesem Kontext eine Maßnahme, die Engpässe innerhalb der Zone bewirtschaften und die Zeit des Netzausbaus überbrücken soll. Falls ein Redispatchkonzept zu Verzerrungen des Anreizsystems führt, sind sowohl die statische Effizienz als auch die Verlässlichkeit der Preis- und Investitionssignale gefährdet, die zentrale Vorteile des Strommarkt 2.0 sind. Das Redispatchkonzept sollte sich daher bestmöglich in das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 einfügen.
- **Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken:** Als ergänzendes Kriterium für die Funktionsfähigkeit der Konzepte untersuchen wir die Herausforderungen der Regulierung. Dabei stehen die Effektivität der Wettbewerbskontrolle und die Wahrscheinlichkeit nachträglicher regulatorischer Eingriffe besonders im Fokus. Beide Aspekte beeinflussen die Nachhaltigkeit des Redispatchkonzeptes. Regulatorische Eingriffe können zudem negative Auswirkungen auf den Strommarkt 2.0 entfalten, wenn zwecks strengerer Regulierung des Redispatches Kompromisse im Strommarktdesign eingegangen werden, beispielsweise wenn durch regulatorische

---

<sup>3</sup> Wir treffen in AP4 keine Aussage über die Ausgestaltungsdetails der Netzreserve. Weiterführende Analysen zur deutschen Netzreserve werden in AP8 durchgeführt.



Vorgaben das Pooling oder die Preisbildung am Strommarkt eingeschränkt wird.

- **Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt:** Mit diesem Bewertungskriterium weiten wir den Blick von der nationalen Perspektive auf den europäischen Binnenmarkt aus. Im Zuge der Binnenmarktintegration können große Effizienzvorteile durch das Zusammenwachsen der europäischen Märkte erzielt werden. Die Effekte des deutschen Redispatches auf den Binnenmarkt sollten daher berücksichtigt werden.

#### Quantitative Bewertungskriterien (AP5/AP6)

- **Redispatchvolumen (TWh) und -Spitze (GW):** Die jährlichen Redispatchvolumina und der maximalen Redispatcheinsatzes sind wichtige Ergebnisgrößen der quantitativen Analysen. Beide Kennzahlen können zwischen den Redispatchkonzepten variieren, wenn die Konzepte den Dispatch und die Netzbelastung verändern, oder wenn sich die für den Redispatch genutzten Anlagen (das verfügbare Redispatchpotenzial) unterscheiden.
- **Systemkosten:** Die individuellen Effekte der Konzepte auf den Strommarkt und die Redispatchbeschaffung münden in unterschiedlichen Systemkosten. In der quantitativen Modellierung in AP6 sind die Systemkosten ein Maß für die statische Effizienz.
- **Verteilung der Systemkosten auf Akteure:** Als ergänzende Information wird aus der Modellierung zudem die Verteilung der Kosten zwischen Akteuren abgeleitet, sodass Schlussfolgerungen über die Relevanz von Verteilungsfragen und die Akzeptanz des Konzepts gezogen werden können.
- **Redispatchkosten:** Die Redispatchkosten isolieren einen Teil der o. g. Systemkosten für die Bewertung der Konzepte. Diese Kennzahl gibt zum einen Aufschluss über die Akzeptanzchancen der Konzepte. Zum anderen gibt sie Hinweise auf potenzielle Veränderungen der Kostenverhältnisse zwischen Dispatch und Redispatch, die als Indikator für die Kompatibilität der Konzepte mit dem Strommarkt herangezogen werden können.
- **Effekte auf Energiewendeziele:** Als weiteres quantitatives Bewertungskriterium werden die Effekte der Redispatchkonzepte auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Integration der erneuerbaren Energien untersucht. Auf diese Weise geben die quantitativen Analysen einen Hinweis auf die Kompatibilität der Konzepte mit den Zielen der Energiewende.

## 3 Redispatchkonzepte

In diesem Kapitel widmen wir uns der Beschreibung und der ersten qualitativen Bewertung der ausgewählten Redispatchkonzepte.

### 3.1 REGULATORISCHER REDISPATC H MIT INDIVIDUELLEM REPORTING

Von den hier betrachteten Konzepten ist der regulatorische Redispatch mit individuellem Reporting dem derzeit in Deutschland angewendeten Redispatch am ähnlichsten. Im Rahmen dieses Arbeitspakets diskutieren wir allerdings nicht das deutsche Redispatchmodell an sich (eine ausführliche Beschreibung findet sich in AP1), sondern das Grundkonzept in seiner abstrakteren Form.

#### 3.1.1 Intention und Funktionsweise

##### Intention

Die Intention des regulatorischen Redispatches mit individuellem Reporting ist es, dem ÜNB Zugriff auf die für das Engpassmanagement benötigten Kapazitäten zu verschaffen, und gleichzeitig Rückwirkungen auf das Anreizsystem der Spot- und Regelreservemärkte so weit wie möglich zu vermeiden. Das impliziert, dass der Redispatch für die eingesetzten Marktteilnehmer ertragsneutral sein soll. Das Konzept ist folglich darauf ausgerichtet, dass der zonale Strommarkt 2.0 das effiziente und einzig relevante Anreizsystem für Einsatz- und Investitionsentscheidungen darstellt, und keine lokalen Anreize gesetzt werden.

##### Beschaffungsprozess

Im regulatorischen Redispatch werden Marktakteure gesetzlich zur Teilnahme verpflichtet, sodass der ÜNB im Bedarfsfall Redispatch anfordern kann. Die gesetzliche Teilnahmeverpflichtung gilt häufig für spezifische Marktteilnehmer, die beispielsweise nach Anlagengröße, Technologie oder Netzebene ausgewählt sind. Der Teilnehmerkreis wird also ex-ante definiert, sodass die Regelungen unter Umständen im Zeitverlauf weiterentwickelt werden müssen, um neue potenzielle Anbieter einzubeziehen. Je nach Ausgestaltung können zudem Ausnahmeregelungen für bestimmte Betriebszustände (Kopplung der Stromerzeugung an industrielle Prozess oder Wärmeerzeugung etc.) definiert werden. Diese Ausnahmen sollten so gestaltet werden, dass sie die Effizienz und Effektivität des Redispatches nicht unnötig einschränken.

Die Marktteilnehmer melden ihre für den Redispatch abrechnungsrelevanten Kostensätze ex-ante an den ÜNB (z. B. bei Fahrplananmeldung). Der ÜNB wählt dann diejenigen Anlagen für den Redispatch aus, die in der Kombination aus den gemeldeten Kostensätzen einerseits und der Effektivität der Anlage in Bezug auf die Engpassbehebung andererseits am kostengünstigsten sind. Der Redispatch kann weitestgehend kontinuierlich erfolgen, d. h. der ÜNB kann Redispatch auslösen, sobald er ausreichende Informationen über die voraussichtliche Netzbelastung hat, die wiederum vom Dispatch, dem internationalen Handel, Ausfällen im Stromnetz etc. abhängt. Dabei kann der ÜNB auch Anlagen mit längeren Anfahrzeiten präventiv auf Basis von Prognosen hochfahren, um im Bedarfsfall ausreichend Redispatchpotenzial verfügbar zu haben. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass der Redispatch nicht zu Fehlmengen in den Bilanzkreisen der Anbieter führt.

### Vergütung

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Vergütung auf Basis einer regulierten Erstattung der individuell gemeldeten Kosten. Damit der Redispatch gemäß der Intention des Konzeptes für die Anbieter ergebnisneutral ist, kann dafür neben einem Ausgleich der variablen Kosten (insb. zusätzliche bzw. eingesparte Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten) auch eine Kompensation für Opportunitäts- und Verschleißkosten notwendig sein. Opportunitätskosten können beispielsweise anfallen, wenn ein Marktteilnehmer aufgrund des Redispatches eine Erlösmöglichkeit am Intradaymarkt nicht wahrnehmen kann. Die Festlegung von Regeln zur standardisierten Erfassung von Opportunitäts- und Verschleißkosten bzw. die Abwägung zwischen Aufwand und Genauigkeit der Erfassung ist nicht trivial. Die Beteiligung der relevanten Stakeholder an diesen Festlegungen (s. bspw. Entwicklung des Branchenkompromisses in Deutschland) kann die Akzeptanz und Treffsicherheit der Regelungen erhöhen. Je diverser der Kreis der Stakeholder ist, desto größer sind die Chancen, dass die Lösung dem Prinzip der Kostenneutralität gerecht wird, da sich unterschiedliche Interessenslagen gegenseitig ausgleichen können.

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Aus dem individuellen Reporting der Kosten folgt, dass ein Kontrollmechanismus zur Prüfung der Meldungen notwendig ist. Eine solche Kostenkontrolle ist nicht trivial, da zwischen den Marktteilnehmern und dem ÜNB bzw. dem Regulierer Informationsasymmetrie besteht. Mögliche Ansätze zum Umgang mit dieser Informationsasymmetrie könnten beispielsweise Benchmarkverfahren sein, mit denen Gebote identifiziert werden, die außerhalb eines gewissen Toleranzbereichs liegen. Zumindest extreme Gebote könnten so abgefangen werden. Die bereits o. g. Entwicklung von Branchen- und/oder Regulierungsleitfäden zur Kostenermittlung hätte außerdem das Potenzial, die Transparenz zu erhöhen und die Informationsasymmetrie zu vermindern.

Da der regulierte Redispatch (zumindest der Motivation nach) kostenneutral ist, haben die Marktteilnehmer keinen Anlass, ihr Gebotsverhalten an den Spotmärkten oder andere wirtschaftliche Entscheidungen aufgrund des Redispatches systematisch zu verändern. Daher werden beispielsweise auch Entscheidungen über Kraftwerksstilllegungen an systemrelevanten Standorten allein auf Basis der zonalen Marktergebnisse getroffen. Es kann daher notwendig sein, ein zusätzliches Absicherungsinstrument wie eine Netzreserve anzuwenden, um eine ausreichende Verfügbarkeit von Redispatchkapazitäten an systemrelevanten Standorten zu gewährleisten. Je größer der Bedarf einer Netzreserve ist, desto höher werden dabei die Anforderungen an eine effiziente Dimensionierung der Reserve und eine kostengünstige Beschaffung.

#### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Die Teilnahme ausländischer Anbieter am regulierten Redispatch ist grundsätzlich möglich. Sie erfordert allerdings Rahmenvereinbarungen zwischen den beteiligten ÜNB. Falls auch ausländische Anbieter zur Teilnahme verpflichtet sein sollen, müssten entsprechende regulatorische Regelwerke auf europäischer Ebene geschaffen werden. Falls die Teilnahme dagegen auf freiwilliger Basis erfolgen soll, müssten für ausländische Anbieter zusätzliche finanzielle Anreize über die reine Kostenerstattung hinaus gesetzt werden, um eine Beteiligung am Redispatch zu motivieren.

#### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Um im Inland den Teilnehmerkreis im Vergleich zur o. g. regulatorischen Festlegung zu erweitern, könnten ebenfalls zusätzliche finanzielle Anreize für die freiwillige Teilnahme weiterer Anbieter gesetzt werden, z. B. durch eine Kostenerstattung plus Bonuszahlung. Als Adressaten für eine solche Regelung kämen beispielsweise durch die Teilnahmeverpflichtung nicht erfasste dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher in Frage. Ein finanzieller Bonus für diese Marktteilnehmer könnte beispielsweise als Prozentwert des zonalen Marktpreises festgelegt werden, sodass die Transaktionskosten der neuen Anbieter ausgeglichen und sie gegenüber der Teilnahme am Strommarkt leicht bessergestellt werden. Um die Konsistenz mit dem Prinzip der Kostenerstattung zu wahren, sollten die Boni jedoch eng begrenzt sein.

## 3.1.2 Bewertung

#### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Wie bereits an verschiedenen Stellen beschrieben, erfolgt die Vergütung der Redispatchanbieter auf Basis einer Kostenerstattung, sodass der Redispatch für sie möglichst ertragsneutral ist. Folglich haben die Marktteilnehmer keine strukturellen Anreize, ihre Einsatz- und Investitionsverhalten am Strommarkt zu verändern. In der Praxis ist zwar davon auszugehen, dass die erstatteten Kosten von den tatsächlichen

Kosten abweichen können, da insbesondere die Erfassung von Opportunitätskosten mit gewissen Unschärfen verbunden ist, oder da Redispatchanbieter innerhalb gewisser Grenzen von ihrem Informationsvorsprung profitieren können. In Konsequenz könnte der Redispatch mit begrenzten Renten verbunden bzw. aus Systemsicht nicht kostenoptimal sein. Für Redispatchanbieter bestehen allerdings im Vergleich zu den marktbasierenden Ansätzen nur sehr begrenzte Anreize zur Anpassung ihres Verhaltens am Strommarkt, sodass auch keine bzw. vergleichsweise geringe strukturelle Verzerrungen des Strommarktes zu erwarten sind. Zudem ist das Pooling im zonalen Strommarkt weiterhin möglich, und der Redispatch hat keinen Einfluss auf das Bilanzkreismanagement der Marktteilnehmer.

Im Ergebnis bleibt die Preisbildung im Strommarkt durch den regulierten Redispatch mit Kostenerstattung weitestgehend unberührt und das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 kann effizient wirken. Werden ausgewählten Marktteilnehmern Boni für die Teilnahme am Redispatch gewährt, kann sich dieses idealtypische Ergebnis abschwächen. Solange die betroffenen Redispatchmengen und finanziellen Volumina eng begrenzt sind, ist jedoch auch kein signifikanter Effekt auf den Strommarkt 2.0 zu erwarten.

#### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Der Ausübung von Marktmacht sind durch die Kostenregulierung enge Grenzen gesetzt. Zwar ist die Kostenkontrolle aufgrund der Informationsasymmetrie nicht exakt treffsicher, jedoch lassen sich durch Benchmarking und Erfahrungswerte voraussichtlich unverhältnismäßig hohe gemeldete Kosten identifizieren. Gleichzeitig führt das Prinzip der Kostenneutralität dazu, dass der Strommarkt weiterhin effizient funktioniert und es keinen Anlass für regulatorische Eingriffe in das Marktdesign gibt. Daher sind die Regulierungsrisiken als gering einzustufen.

Auf europäischer Ebene müsste der regulatorische Redispatch über die Ausnahmeregelungen des Energiepakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (engl. Clean Energy Package, CEP) gerechtfertigt werden, da das CEP nach seinem derzeitigen Stand eine marktbasierende Beschaffung als Leitlinie vorgibt. Zum derzeitigen Abstimmungsstand des CEP ist davon auszugehen, dass Deutschland sich auf die Ausnahmeregelung berufen könnte.

#### Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt

Analog zur Bewertung der Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0 gilt, dass der regulatorische Redispatch auf Basis einer Kostenerstattung den Binnenmarkt nicht verzerrt. Effekte auf den internationalen Handel sind allenfalls zu erwarten, wenn ausländische Anbieter über einen Bonus einen finanziellen Gewinn aus der Redispatchteilnahme erzielen können. Da die Boni zwecks Konsistenz mit der Vergütung

heimischer Anbieter stark begrenzt sein sollten, wären auch in diesem Fall keine größeren Rückwirkungen auf den Binnenmarkt zu erwarten.

Zwischenfazit

Intention	Nebenwirkungen
<p>Keine Rückwirkungen auf die Anreizsysteme des Strommarkt 2.0</p> <p>Keine Verzerrung des Binnenmarktes</p>	<p>Ergänzung durch Netzreserve je nach Systemsituation nötig</p> <p>Informationsasymmetrie und herausfordernde Erfassung von Opportunitätskosten können Kostenneutralität einschränken</p> <p>Tendenziell eingeschränkte Teilnahme von kleinen Anlagen und flexiblen Lasten</p> <p>Regelmäßige Prüfung auf nötige Anpassungen des verpflichteten Teilnehmerkreises nötig</p> <p>Europäische Genehmigung über Ausnahmeregelung des CEP</p>
<p>Beste Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0 und dem europäischen Binnenmarkt</p>	

## 3.2 VERHANDLUNGSLÖSUNG MIT EXPLIZITER LEISTUNGSVERGÜTUNG

Die Redispatchbeschaffung über eine Verhandlungslösung mit expliziter Leistungsvergütung weist Parallelen zur Beschaffung ausländischer Kapazitäten für die deutsche Netzreserve auf. Im Gegensatz zur Netzreserve betrachten wir das im Folgenden vorgestellte Konzept allerdings als Option für einen primären Redispatchmechanismus, sodass sich der Anwendungsfall deutlich von dem o. g. Beispiel entfernt. Dabei gehen wir davon aus, dass nur Bestandsanlagen unter Vertrag genommen werden.

### 3.2.1 Intention und Funktionsweise

#### Intention

Das Konzept zielt darauf ab, dass sich der ÜNB die benötigten Redispatchkapazitäten auch über längere Zeiträume hinweg sichern kann. Dafür kann der ÜNB individuelle Verträge mit Redispatchanbietern schließen, die ihm für die Vertragslaufzeit im Bedarfsfall Zugriff auf ihre Kapazität gewähren. Die Vergütung kann dabei aus der Kombination von Arbeits- und Leistungspreisen so gestaltet werden, dass systemrelevante Anlagen solange am Netz bleiben, wie sie für das Engpassmanagement benötigt werden.

#### Beschaffungsprozess

Die bilateralen Vereinbarungen zwischen dem ÜNB und den Marktteilnehmern werden auf freiwilliger Basis geschlossen und regeln sowohl die Bereithaltung von Leistung als auch den Einsatz der Kapazitäten für Redispatch in der (individuell festgelegten) Vertragslaufzeit. Das insgesamt beschaffte Volumen basiert dabei auf Bedarfsabschätzungen des ÜNB. Als Anbieter kommen in dem hier betrachteten Konzept nur Bestandsanlagen in Frage, d. h. es werden keine Verträge über den Neubau von Anlagen zum Zweck des Engpassmanagements geschlossen. Ansonsten ist der ÜNB in der Wahl der Redispatchanbieter frei. Es ist allerdings wahrscheinlich, dass er vorrangig Verträge mit konventionellen Anbietern schließt, da sie ihre Verfügbarkeit auf einem höheren Niveau und über längere Zeiträume zusagen können, als es bei Verbrauchern oder Betreibern von EE-Anlagen typischerweise der Fall wäre. Die Anbieter, die unter Vertrag genommen werden, können weiterhin am Strommarkt teilnehmen.

#### Vergütung

Die Arbeits- und Leistungspreise, die der ÜNB an die Anbieter zahlt, sind das Ergebnis bilateraler Verhandlungen. Die Preise können sowohl die kurzfristigen Grenzkosten des Einsatzes als auch die langfristigen Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung

einschließlich der jeweiligen Opportunitäten (bspw. Verzicht auf Einsatz am Intradaymarkt oder Verzicht auf Stilllegung) abbilden. Darüber hinaus können die Anbieter auch Mark-Ups (Preisaufschläge) erzielen, wenn die Zahlungsbereitschaft des ÜNB ausreichend hoch ist. Die Zahlungsbereitschaft des ÜNB hängt sowohl von der Höhe des lokal verfügbaren Kapazitätsangebots ab, als auch von seiner grundlegenden Einschätzung der Grenzkosten der Anbieter und seiner Gewichtung von Effizienz und Effektivität bei der Bewertung der Angebote. Des Weiteren kann seine Zahlungsbereitschaft davon abhängen, ob und in welchem Umfang er die Kosten umwälzen kann.

#### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Da zwischen Anbieter und ÜNB Informationsasymmetrie über die kurz- und langfristigen Grenzkosten des Redispatches herrscht, benötigt der ÜNB ein Kostenmonitoringsystem (bspw. in Form von Benchmarking) zur besseren Bewertung der Angebote. Diesem Monitoring sollte eine Marktaufsicht zur Seite gestellt werden, da lokale Angebotsknappheit das Marktmachtpotenzial erhöht.

Eine ergänzende Netzreserve oder ein gesetzlich festgelegtes Notfallzugriffsrecht auf Anlagen sind in diesem Konzept nicht zwingend erforderlich. Diese Schlussfolgerung beruht auf der Annahme, dass der ÜNB systemkritische Anlagen rechtzeitig vor ihrer Stilllegung unter Vertrag nehmen kann und somit immer ausreichendes Redispatchpotenzial verfügbar ist. Das impliziert, dass systemrelevante Anlagen bei einer ausreichend hohen Zahlungsbereitschaft des ÜNB lieber in Betrieb bleiben, als auf die Erlösmöglichkeiten im Redispatch zu verzichten, und sich folglich rational verhalten.

#### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Die Teilnahme von Anbietern aus dem Ausland ist unter den gleichen Bedingungen wie bei inländischen Anlagen möglich. Rahmenvereinbarungen zwischen den zuständigen ÜNB können dabei u. a. die Bilanzierung und Abrechnung des Redispatches regeln.

#### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Kombinationen des hier beschriebenen Grundkonzeptes mit Kosten- bzw. Preisobergrenzen sind denkbare Varianten, die das Konzept auf dem Spektrum „Wettbewerb vs. Regulierung“ stärker in Richtung der Regulierung verschieben. Wenn die Preisbildung eingeschränkt wird um die Kosten zu begrenzen bzw. überhöhte Mark-Ups zu vermeiden, kann das auch zu einer Abkehr vom Prinzip der Freiwilligkeit führen, da die eingeschränkten Erlösmöglichkeiten auch die Effektivität des Konzeptes bei der Absicherung der Redispatchpotenziale reduzieren. Bleibt es trotz regulierter Preise bei der Freiwilligkeit der Teilnahme, dann steigt die Notwendigkeit zusätzlicher Absicherungsmechanismen wie eines Notfallzugriffsrechts oder einer Netzreserve.



Wenn statt eines expliziten Preislimits ein Notfallzugriffsrecht gilt, das dem ÜNB den Eingriff in Fahrpläne erlaubt, wenn nicht genügend Angebot zu einem Preis unterhalb seiner Zahlungsbereitschaft verfügbar ist, kommt das einer impliziten Preisgrenze gleich. Auch in diesem Fall werden die Erlösmöglichkeiten der Anbieter eingeschränkt, sodass eine Netzreserve nötig werden kann, um ausreichende Kapazitäten am Netz zu halten.

## 3.2.2 Bewertung

### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, schwächt eine Leistungszahlung in Kombination mit einem freien Zugang der Kapazitäten zum Strommarkt die Anreizwirkung des Strommarkt 2.0, da Anlagen in Abhängigkeit von ihrem Standort einen finanziellen Vorteil aus der Teilnahme am Redispatch erhalten. Dieser Vorteil führt zu einer Veränderung ihrer Wettbewerbsposition gegenüber anderen Marktteilnehmern und verzerrt die zonalen Investitionsanreize. Wenn zudem die vereinbarten Arbeitspreise über den kurzfristigen Grenzkosten liegen, dann ist es für die Redispatchanbieter rational, die Opportunitäten zwischen Strom- und Redispatchmärkten zu berücksichtigen und ihr Gebotsverhalten am Strommarkt entsprechend anzupassen (Inc/Dec-Game, s. Infobox im Abschnitt 2.2). Da ihre individuelle Redispatchvergütung vertraglich festgelegt ist und auch die Kapazitäten und Preise der anderen Redispatchanbieter über eine längere Vertragslaufzeit fixiert sind, können die Anbieter die Marktergebnisse unter Umständen leichter antizipieren und stabilere Renten erzielen. Dadurch können die lokalen Anreize zusätzlich verstärkt werden. Im Falle von Marktmacht steigern sich diese Effekte weiter. Im Ergebnis verzerren die lokalen Anreize aus dem Redispatch die zonalen Anreize im Strommarkt 2.0. Die Organisationselemente des Strommarktes wie die Möglichkeit zum Pooling und das Bilanzkreissystem bleiben nominal erhalten. Die Effizienz des Bilanzkreissystems steht aufgrund der Marktverzerrungen jedoch in Frage, da sich die Preissignale und somit die Anreize für den marktbasieren Ausgleich von Fahrplanabweichungen durch die Bilanzkreisverantwortlichen selbst ändern.

### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Da die Redispatchbeschaffung und -vergütung Ergebnisse freier Verhandlungen sind und insbesondere im Bereich der langfristigen Grenzkosten Informationsasymmetrie besteht, wird die Identifikation von unverhältnismäßig hohen Mark-Ups und der Beleg von Marktmachtmissbrauch deutlich erschwert. Daher ist eine effektive Wettbewerbskontrolle in der Praxis voraussichtlich kaum umzusetzen. Gleichzeitig können sowohl der ÜNB als auch der Regulierer Anreize haben, lieber hohe Leistungs- und Arbeitspreise und die damit verbundenen Verzerrungen des Strommarkt 2.0 zu

akzeptieren, als die Systemsicherheit durch eine unzureichende Absicherung von Redispatchkapazitäten zu gefährden. Dieses Regulierungsrisiko und die Herausforderungen einer effektiven Wettbewerbskontrolle tragen dazu bei, dass das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 unterwandert wird.

**Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt**

Die Teilnahme der Redispatchkapazitäten am Strommarkt und die Effekte des Nebeneinanders von zonalen und lokalen Anreizen beeinflussen auch den grenzüberschreitenden Handel und verzerren so den europäischen Binnenmarkt. Durch die Teilnahme ausländischer Anbieter kann sich die Verzerrung des Binnenmarktes zusätzlich verstärken, zumal sich das veränderte Gebotsverhalten dieser Anbieter auch direkt auf die Ergebnisse ihrer jeweiligen Heimatmärkte auswirkt.

**Zwischenfazit**

Intention	Nebenwirkungen
Sicherung ausreichender Redispatchkapazitäten	Intransparenter Beschaffungsprozess mit Anfälligkeit für Informationsasymmetrie und Marktmachtmissbrauch Kompromisse in der Systemeffizienz zugunsten der Effektivität wahrscheinlich Leistungszahlungen in Kombination mit Strommarktteilnahme führen zu Verzerrungen des Strommarkt 2.0 Anreize für Inc/Dec-Game
Hohes Kostenrisiko + starke Verzerrung von Investition und Dispatch	

### 3.3 STARK REGULIERTER REDISPATCMARKT

Bei diesem Konzept erfolgt die Beschaffung von Redispatch über einen eigenständigen Marktplatz mit Teilnahmepflicht, wie beispielsweise im niederländischen Congestion Management (vgl. van Blijswijk, 2012, und Spaan et al., 2012; s. auch AP1). Da die Beschaffung in dem hier beschriebenen Konzept allerdings starken regulatorischen Vorgaben unterliegt, ist diese Organisationsform von ihren Anreizen und ihrer Wechselwirkung mit dem Strommarkt her einem regulierten Redispatch ähnlicher als einem freien Markt. Hybridkonzepte aus Markt und Regulierung sind in der Praxis vielfach anzutreffen. Nach dem derzeitigen Stand der Analysen von Ansätzen in anderen europäischen Ländern (s. auch AP1) zu urteilen, kommen Redispatchmärkte in der Praxis nicht ohne regulatorische Vorgaben aus. Die Stärke dieser Vorgaben bestimmt dabei die Anordnung der Modelle auf dem Spektrum Markt/Regulierung.

#### 3.3.1 Intention und Funktionsweise

##### Intention

Auf dem hier betrachteten stark regulierten Marktplatz wird Redispatch in einem Verfahren beschafft, das zwar einige wettbewerbliche Eigenschaften hat, durch die strenge Regulierung aber weder eine freiwillige Teilnahme noch eine tatsächlich freie Preisbildung zulässt. Die Intention des Konzeptes ist es, sehr moderate lokale Anreize für Redispatchanbieter zuzulassen, diese jedoch auf kleine Mark-Ups auf die kurzfristigen Grenzkosten und Opportunitätskosten zu beschränken. Lokale Investitionsanreize durch die Vergütung langfristiger Grenzkosten werden dagegen nicht akzeptiert.

##### Beschaffungsprozess

Der ÜNB beschafft Redispatch über einen Marktplatz, an dem alle designierten Anlagenbetreiber (ggf. eingeschränkt über Mindestgrößen oder eine technologische Auswahl) verpflichtet sind teilzunehmen. Die Teilnahmepflicht ist notwendig, um trotz einer strengen Preisregulierung und der daher stark eingeschränkten Erlösmöglichkeiten am Redispatchmarkt (s. u.) ein möglichst großes Redispatchangebot zu erhalten. Gleichzeitig ist die Teilnahmepflicht nur in Kombination mit den niedrigen Preisobergrenzen effektiv, da sich Anbieter sonst durch sehr hohe Gebote dem Redispatchmarkt praktisch entziehen könnten. Im hier betrachteten Konzept erfolgt die Beschaffung über Auktionen, die nach dem Handelsschluss des Intradaymarktes und vor dem Lieferzeitpunkt stattfinden. Somit könnte es notwendig werden, den Handelsschluss des Intradaymarktes gegenüber der heutigen Ausgestaltung früher anzusetzen. Durch diesen zeitlichen Ablauf sind die finalen Fahrpläne im zonalen Strommarkt fixiert, wenn der Redispatchbedarf bestimmt bzw. gedeckt wird, sodass keine handelsbedingten Änderungen der Netzbelastung mehr erfolgen. Ein präventiver Redispatch

mit mehr Vorlaufzeit, z. B. um Anlagen mit längeren Anfahrzeiten in Bereitschaft zu versetzen, ist durch dieses Beschaffungskonzept nicht abgedeckt.

### Vergütung

Die Vergütung erfolgt in diesem Konzept ausschließlich über einen Arbeitspreis, der - wie in der Praxis bei Redispatchmärkten üblich - nach dem Pay-as-Bid-Prinzip ausgezahlt wird. Häufig ist die Motivation hinter der Pay-as-Bid-Vergütung, den Aufwand der Preisfindung und die Renten im Vergleich zu einer Pay-as-Cleared-Vergütung zu begrenzen. Für die Anbieter ist es allerdings rational, mit ihren Geboten auf den lokalen Grenzpreis zu zielen, sodass die Renten im für die Anbieter besten Fall jenen bei einer Pay-as-Cleared-Vergütung entsprechen. Pay-as-bid schafft allerdings Potenzial für Ineffizienzen, da die Bieter sich bei der Gebotsabgabe verschätzen können. Durch eine sehr strenge Preis- bzw. Kostenregulierung sind Mehrerlöse, die die kurzfristigen Grenz- bzw. Opportunitätskosten übersteigen, allerdings stark begrenzt. Die Implementierung der Regulierung kann dabei beispielsweise durch eine Preisobergrenze, die den maximalen Redispatchpreis an den zonalen Marktpreis koppelt, und/oder durch einen allgemeinen Kostendeckel erfolgen. Die implizite Vergütung von Leistung bzw. lokale Investitionsanreize werden durch die eingesetzten Obergrenzen weitestgehend ausgeschlossen.

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Wie beschrieben, wird das Redispatchkonzept durch eine regulatorische, ex-ante festgelegte Preis- oder Kostengrenze ergänzt.

Ob der ÜNB ein regulatorisches Zugriffsrecht zur Gewährleistung der Effektivität des Redispatches im Notfall benötigt, hängt im Wesentlichen davon ab, wie weitreichend die Teilnahmepflicht gestaltet ist. Zur Absicherung des Redispatchpotenzials kann außerdem eine Netzreserve notwendig werden, wenn signifikante Kapazitäten systemrelevanter Anlagen vor der Stilllegung stehen. Wie beschrieben, entstehen aus der Redispatchvergütung keine ausreichenden lokalen Anreize, mit denen Anlagen am Markt gehalten werden könnten, die aus der Perspektive des zonalen Strommarktes nicht wirtschaftlich sind.

### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Im stark regulierten Redispatchmarkt ist die Teilnahme ausländischer Anlagen grundsätzlich möglich. Wie beim kostenbasierten Redispatch ist auch in diesem Konzept eine internationale Kooperation nötig, um den Redispatch mit dem Handel an den Spotmärkten anzustimmen und seine bilanzielle Abrechnung zu koordinieren. Wie attraktiv die Teilnahme für ausländische Anbieter ist, hängt von der Strenge der Preis- bzw. Kostenregulierung ab.

### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Freiräume in der Ausgestaltung des hier beschriebenen Redispatchmarktes bestehen im Wesentlichen darin, dass die Höhe der Preis- bzw. Kostengrenzen verändert werden kann. Je höher die Freiheitsgrade der Gebotsgestaltung gewählt werden, desto stärker sind die lokalen Anreizsignale und der Einfluss der Redispatchvergütung auf die Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Anbieter. Durch eine Anhebung der Grenzen entfernt sich das Konzept als weiter von einem regulatorischen Redispatch.

## 3.3.2 Bewertung

### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Der zonale Strommarkt bleibt einschließlich der Möglichkeiten des Poolings und des Bilanzkreissystems in seiner Grundstruktur erhalten. Wie stark die Wechselwirkungen zwischen den Anreizen im Redispatch- und im Strommarkt ausfallen, hängt von der Stärke der Regulierung des Redispatchmarktes ab. Je strenger die Kostenregulierung ausgestaltet ist, desto geringer sind die Opportunitäten zwischen den Märkten und die Effekte auf die Marktergebnisse durch das veränderte Gebotsverhalten der Marktteilnehmer (Inc/Dec-Game, s. Infobox in Abschnitt 2.2). Daraus folgt, dass die lokalen Anreize und die Verzerrungen im Strommarkt durch eine strengere Regulierung abgeschwächt werden können. Gleichzeitig begrenzt die Regulierung die Potenziale für Marktmachtmissbrauch. Je enger die Preis- bzw. Kostengrenzen gesetzt sind, desto näher kommt die Wirkungsweise des Konzeptes dem eines regulierten Redispatches. Umgekehrt führt eine weniger strenge Regulierung zu stärkeren lokalen Anreizen und den bereits diskutierten Rückwirkungen auf den Strommarkt 2.0.

### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Die Regulierung spielt in diesem Redispatchkonzept eine große Rolle und hat starken Einfluss auf die Anreize und Erlösmöglichkeiten auf den Strom- und Redispatchmärkten. Es bestehen entsprechend große Regulierungsrisiken und die Gefahr, dass interessierte Stakeholder ihre Einflussmöglichkeiten nutzen, um die regulatorischen Festlegungen in ihrem Sinne zu beeinflussen. Das Konzept ist daher anfällig für eine sukzessive Anhebung der Preis- und Kostengrenzen, die zu einer zunehmenden Verzerrung des Strommarkt 2.0 führen.

Im Kontext des europäischen Regelwerks könnte das hier betrachtete, stark regulierte Konzept möglicherweise als wettbewerbliches Beschaffungsinstrument im Sinne des CEP von der Europäischen Kommission akzeptiert werden. Da es wahrscheinlich ist, dass Stakeholder versuchen, Einfluss auf die Regulierung zu nehmen, besteht allerdings auch das Risiko, dass die Kommission eine Lockerung der Regulierung

durchsetzt. In diesem Fall steigt im Zeitverlauf die Gefahr, dass der Strommarkt 2.0 durch den Redispatchmarkt immer stärker verzerrt wird.

**Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt**

Die bisher beschriebenen Effekte einer mehr oder weniger starken Regulierung auf den Strommarkt 2.0 übertragen sich analog auf den Binnenmarkt. Je schwächer die Regulierung, desto stärker die Verzerrungen des deutschen Strommarktes sowie die Konsequenzen für die Allokation von Erzeugung und Leistung im europäischen Binnenmarkt.

**Zwischenfazit**

Intention	Nebenwirkungen
<p>Marktbasierter Ansatz mit sehr moderaten Renten für Redispatchanbieter</p>	<p>Stärke der lokalen Anreize und Verzerrungen reagiert sensibel auf Höhe der Preis- und Kostengrenzen</p> <p>Regulierungsrisiken durch Anfälligkeit für Einflussnahme von Stakeholdern</p> <p>Kompatibilität mit CEP auf längere Sicht unsicher</p>
<p>Geringe Verzerrungswirkung bei strenger Regulierung, aber hohes Risiko für nachträgliches Aufweichen der regulatorischen Vorgaben</p>	

## 3.4 BESCHAFFUNG ÜBER DEN REGELARBEITSMARKT

Eine Möglichkeit zur wettbewerblichen Beschaffung von Redispatch ist es, bestehende Marktplattformen mit zu nutzen, da diese Lösung insbesondere bei kleinen Redispatchmengen im Vergleich zum Aufbau eines eigenständigen Marktplatzes weniger aufwändig ist. Die Beschaffung von Redispatch über den Regelarbeitsmarkt ist eine Variante dieses Ansatzes, die u. a. in den skandinavischen Ländern genutzt wird (vgl. ENTSO-E, 2016, Energinet, 2018, Svenska kraftnät & Statnett, 2017; s. auch AP1).

### 3.4.1 Intention und Funktionsweise

#### Intention

Das Ziel der Beschaffung von Redispatch über den Regelarbeitsmarkt (RAM) ist es, mit geringem Zusatzaufwand eine marktbasierete Beschaffung zu etablieren und die Effizienzvorteile einer wettbewerblichen, transparenten Organisationsform zu nutzen. Dabei ist die Annahme, dass die Redispatchmengen in Relation zur Regelarbeit klein sind und nur sporadisch anfallen, sodass sich der Aufbau eines eigenständigen Redispatchmarktes im Verhältnis nicht lohnt.

#### Beschaffungsprozess

Der Handel am RAM und damit auch die Beschaffung des Redispatches finden nach dem Ende des kontinuierlichen Intradayhandels bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt statt.<sup>4</sup> Für den Redispatch bedeutet dieses Timing, dass Engpässe kurz vor dem Lieferzeitpunkt bewirtschaftet werden. Ein präventiver Redispatch mit längeren Vorlaufzeiten ist innerhalb dieses Beschaffungskonzepts nicht vorgesehen.

Alle Anbieter, die am RAM teilnehmen, können in dem hier beschriebenen Konzept auf freiwilliger Basis auch Redispatch anbieten. Das bedeutet, dass sich die Präqualifikationsbedingungen des RAM automatisch auf den Redispatch übertragen. Da die technischen Voraussetzungen für den Redispatch typischerweise geringer sind als für Regelarbeit, kann dieser Aspekt zu einer unnötigen Verkleinerung des verfügbaren Redispatchangebots führen.

Wenn sich Anbieter von Regelarbeit auch für die Teilnahme am Redispatch entscheiden, geben sie mit ihrem Gebot eine Information zu ihrem Standort ab. Das bedeutet, dass ein Pooling von Angeboten an verschiedenen Standorten für diese Anlagen nicht mehr möglich ist. Die Angebotspreise gelten gleichermaßen für Regelarbeit und Redispatch. Der ÜNB wählt dann aus der Gesamtheit der Angebote die jeweils

---

<sup>4</sup> Siehe Art. 24 der Leitlinie über den Systemausgleich in Elektrizitätsversorgungssystemen (EU, 2017).

kostenoptimalen Gebote zur Deckung des Redispatch- und Regelarbeitsbedarfs aus. Dabei berücksichtigt er bei der Auswahl für den Redispatch wie gehabt die Kombination aus Angebotspreis und Effektivität bei der Engpassbehebung. Bei der Berechnung der Ausgleichenergie werden die Abrufe für den Redispatch nicht berücksichtigt. Diese Berechnungen basieren somit lediglich auf einer bereinigten Regelarbeits-Merit-Order.

### Vergütung

Wie bereits erwähnt, gilt das am RAM abgegebene Preisgebot potenzieller Redispatchanbieter für beide Produkte. Die Vergütung für Redispatch erfolgt allein auf Basis eines Arbeitspreises und nach dem Pay-as-Bid-Prinzip. Am RAM richten die Anbieter ihre Gebote an den erwarteten Grenzpreisen aus, die für Regelernergie und Redispatch jeweils erreicht werden können, und kalkulieren dabei ihre entsprechenden Zuschlagswahrscheinlichkeiten mit ein.<sup>5</sup> Falls in einem der beiden Segmente Angebotsknappheit herrscht, können die Gebote auch implizite Leistungsaufschläge enthalten. Dann sind Preise in Höhe der langfristigen Grenzkosten des letzten benötigten Anbieters möglich, da explizite Preislimits in diesem Konzept nicht vorgesehen sind. Der Verzicht auf Preisobergrenzen ist dabei auch für den RAM bzw. den Strommarkt 2.0 wichtig, da die Regelarbeitspreise in die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise einfließen und somit eine wichtige Rolle für die Anreize zur Bilanzkreistreue spielen.

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Da der Kreis der Redispatchanbieter durch die Marktzugangsbedingungen des RAM eingeschränkt wird, die Teilnahme am Redispatch freiwillig ist und die Beschaffung erst kurz vor dem Lieferzeitpunkt erfolgt, benötigt der ÜNB für den Notfall ein regulatorisch festgelegtes Zugriffsrecht auf andere Anlagen, die für Redispatch in Frage kommen. Die Notwendigkeit einer zusätzlichen Netzreserve hängt von mehreren Punkten ab. Wenn die Annahme gilt, dass Redispatch nur in geringen Mengen und sporadisch auftritt, dann sind sowohl die lokalen Anreize aus dem Redispatch als auch der Bedarf nach einer Netzreserve gering. Die Kosten der Reserve sollten dann bewusst gegen die Wahrscheinlichkeit eines Einsatzes der Kapazitäten abgewogen werden. Sollte jedoch signifikanter Redispatchbedarf bestehen oder sollten strukturelle Engpässe vorliegen, hängt die Stärke der Anreize zur Kapazitätserhaltung oder zu Investitionen an systemrelevanten Standorten davon ab, welche Preisniveaus akzeptiert werden, und ob die Preissignale für die Marktteilnehmer verlässlich sind. Es ist davon auszugehen, dass lokale Preise mit signifikanten Leistungsaufschlägen für einzelne Akteure politisch nicht akzeptabel wären. Die daraus folgenden regulatorischen Eingriffe würden die Verlässlichkeit des Preissignals, das auf nodaler Ebene per

---

<sup>5</sup> Zukünftig werden voraussichtlich aufgrund der Vorgaben aus der Regelleistungsverordnung (2017/2195) und/oder des CEP alle oder ausgewählte RAM-Produkte auf das Grenzpreisverfahren umgestellt.



se weniger beständig ist als auf zentraler Ebene, zusätzlich verringern. Eine Netzreserve wäre daher voraussichtlich weiterhin notwendig. Die Intention dieses Ansatzes und die Notwendigkeit einer Netzreserve sind unseres Erachtens fundamental nicht kompatibel, weswegen bei signifikanten Redispatchmengen alternative Ansätze zu bevorzugen wären.

Eine ex-post Marktaufsicht, die potenziellen Marktmachtmissbrauch prüft, ist ebenfalls notwendig.

#### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Im Zuge einer grenzüberschreitenden Öffnung von RAM ist die freiwillige Bereitstellung von Redispatch durch ausländische Anbieter möglich. Die für die Öffnungen des RAM nötigen Kooperationsvereinbarungen zwischen den beteiligten ÜNB könnten dazu auf den Redispatch ausgeweitet oder durch eigenständige Vereinbarungen ergänzt werden.

#### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Je nach der Strenge der Präqualifikationsbedingungen und je nach Situation auf den angrenzenden Märkten kann die Liquidität bzw. das Angebot am RAM gering sein. Die Teilmenge der potenziellen Redispatchanbieter kann bei einer freiwilligen Teilnahme nochmals kleiner sein. Daher könnte eine verpflichtende Abgabe von Standortinformationen für alle RAM-Teilnehmer eingeführt werden, um den Anbieterkreis zu erweitern. Dadurch entfielen jedoch die Optionen des Pooling komplett. Pooling ist jedoch ein wichtiges Mittel für kleine Anbieter und viele Flexibilitätsoptionen, um die Marktteilnahmebedingungen wie z. B. Mindestgebotsgrößen leichter erfüllen zu können und die Transaktionskosten zu senken. Der Wegfall des Pooling würde daher sowohl für Redispatch als auch für Regelenergie zu einem gegenläufigen, negativen Effekt auf den Teilnehmerkreis führen. Für die Regelenergiebeschaffung ergäben sich daraus Effizienzverluste.

## 3.4.2 Bewertung

#### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Die Beschaffung des Redispatches führt zu lokal differenzierten Preisen und dementsprechend zu Opportunitäten gegenüber der zonal organisierten Beschaffung von Regelarbeitsleistung und gegenüber dem zonalen Spotmarkt. Für die Anbieter ist es rational, diese Opportunitäten in ihren Geboten zu berücksichtigen. Durch das angepasste Gebotsverhalten ändern sich die Marktergebnisse der zonalen Marktsegmente und die Redispatchvolumina steigen durch das Inc/Dec-Game am Spotmarkt. Wie stark die lokalen Anreize und dementsprechend die Veränderungen der Marktergebnisse sind,

hängt von der Stärke und Häufigkeit der Netzengpässe ab. Das hier besprochene Konzept ist auf geringe und sporadische Redispatchmengen ausgelegt, bei denen die lokalen Anreize und die entsprechenden Verzerrungen begrenzt sind. Sobald allerdings die über den RAM beschafften Redispatchmengen ansteigen, steigen auch die standortspezifischen Ertragsmöglichkeiten, an denen die Marktteilnehmer ihr Gebotsverhalten ausrichten. Solange keine Preisobergrenze existiert, besteht dabei das Potenzial für signifikante lokale Renten. Je stärker die lokalen Anreize sind, desto eher wird das Redispatch-Marktsegment zum Leitmarkt, von dem die dominanten Preissignale für die Einsatz- und Investitionsentscheidungen ausgehen. Die Beschaffung von Regelenergie über den RAM tritt dann ebenfalls in den Hintergrund, sodass auch der ursprüngliche Hauptzweck des Marktes an Bedeutung verliert wird. Das Ergebnis dieser Wirkungsketten sind signifikante Verzerrungen der Spot- und Reservemärkte. Daraus folgt, dass dieses Konzept nicht für ein System mit substantiellen Engpässen geeignet ist.

Eine weitere unerwünschte Nebenwirkung der Beschaffung von Redispatch über den RAM ist die Einschränkung des Pooling für Redispatchanbieter. Pooling ist wichtig, da es kleineren Erzeugern und Verbrauchern sowie erneuerbaren Anbietern den Zutritt zu den Märkten für Systemdienstleistungen erleichtert (entweder direkt, weil sie durch Pooling die Marktteilnahmebedingungen erfüllen können, oder indirekt, weil ihre Transaktionskosten sinken). Fällt für Redispatchanbieter die Option des Pooling weg, verkleinert sich der Anbieterkreis, sodass die Effizienz und die Effektivität der Redispatchbeschaffung sinken. Marktteilnehmer, die nur über Pooling Zugang zum RAM erlangen können, können dann „nur“ Regelenergie anbieten. Umgekehrt lösen sich eventuell für die Bereitstellung von Regelenergie gebildete Pools auf, wenn die beteiligten Anbieter auch individuell die Mindestgebotsgröße erfüllen können, und wenn sie durch individuelle Angebote am (eventuell ertragreicheren) Redispatch teilnehmen können. In diesem Fall leidet auch die Effizienz der Regelenergiebeschaffung.

#### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Die Größe der Herausforderungen und Risiken in der Regulierung hängt wieder stark mit den Redispatchvolumina zusammen. Die im Folgenden beschriebenen Probleme sind weniger relevant, wenn nur geringe Mengen Redispatch beschafft werden. Wenn die Mengen steigen, können die Herausforderungen in der Regulierung allerdings schnell und signifikant zunehmen.

Der Nachweis von Marktmachtmissbrauch ist im hier beschriebenen Redispatchkonzept sehr herausfordernd und voraussichtlich erst ab sehr hohen Geboten möglich. Das gilt insbesondere bei Geboten von Speichern oder Verbrauchern, deren kurz- und langfristige Grenzkosten nur schwer durch die Marktaufsicht verifiziert werden können. Dementsprechend ist das System anfällig für die Ausnutzung von lokaler

Marktmacht. Für den Regulierer ist die Einführung von Preisgrenzen am RAM die einfachste Möglichkeit, um das Potenzial für die Ausübung von Marktmacht zu reduzieren. Gleichzeitig können Preisgrenzen für den Regulierer ein Weg sein, um wettbewerbliche, aber politisch nicht akzeptable Preisspitzen im Redispatch zu vermeiden. Durch solche Eingriffe in die Preisbildung verringern sich die lokalen Anreize und damit auch der wettbewerbliche Charakter des Konzepts. Die Einführung von Preisgrenzen am RAM schadet allerdings auch den Anreizen für Bilanzkreismanagement und damit der Effizienz und Versorgungssicherheit des Strommarkt 2.0. Dementsprechend besteht bei der Beschaffung von Redispatch über den RAM ein signifikantes Regulierungsrisiko.

Ein weiteres Regulierungsrisiko ergibt sich, wenn die Liquidität des RAM gering und das Redispatchangebot entsprechend klein ist. In diesem Fall wird die Verpflichtung der RAM-Teilnehmer zur Angabe ihres Standorts für den Regulierer zu einer naheliegenden Gegenmaßnahme, die jedoch das Pooling mit den bereits oben beschriebenen Konsequenzen vollständig verhindert, und die Effektivität und Effizienz des Redispatches und der Regelenergiebeschaffung reduziert.

#### Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt

Bei seltenen Engpässen und geringen Redispatchmengen sind die Rückwirkungen dieses Beschaffungskonzeptes auf die europäischen Strommärkte überschaubar. Sobald allerdings signifikantes Engpassmanagement stattfindet und der deutsche Strommarkt durch die oben beschriebenen Wirkungszusammenhänge verzerrt wird, ändert sich das Preisgefüge an den europäischen Märkten. Dadurch übertragen sich die nationalen Verzerrungen unmittelbar auf den Binnenmarkt. Zusätzlich zu den indirekten Auswirkungen des Inc/Dec-Games in Deutschland kann es dabei zu direkten Verzerrungseffekten in benachbarten Märkten kommen, wenn ausländische Anbieter von grenzüberschreitendem Redispatch ihr Gebotsverhalten auf ihren heimischen Strommärkten anpassen.

Zwischenfazit

Intention	Nebenwirkungen
<p>Effiziente Beschaffung kleiner Redispatchmengen</p> <p>Nutzung eines bestehenden Marktplatzes</p>	<p>Geringe Verzerrungen des Strommarkt 2.0 bei geringfügiger Nutzung des Konzeptes</p> <p>Bei großen Redispatchmengen dominiert das Engpassmanagement den RAM und konterkariert seinen ursprünglichen Zweck</p> <p>Starke lokale Anreize führen dann zu Verzerrungen der Spot- und Regelreservemärkte, und der Redispatchmarkt wird zum Leitmarkt</p> <p>Regulierungsrisiken können die Effizienzprobleme verstärken und die Anreize für effizientes Bilanzkreismanagement außer Kraft setzen</p>
<p>Bei leichten Engpässen denkbar – für das deutsche Stromsystem nicht geeignet</p>	

## 3.5 BESCHAFFUNG ÜBER DEN INTRADAYMARKT

Das zweite in diesem Vorhaben betrachtete Modell, das eine vorhandene Marktplattform zur Redispatchbeschaffung nutzt, setzt am Intradaymarkt an. Das im Folgenden vorgestellte Grundkonzept orientiert sich am niederländischen IDCONS-Projekt (Glismann, 2018) sowie am Enera-Pilotprojekt, das derzeit in Deutschland im Rahmen des SINTEG-Dachvorhabens erprobt wird (enera, 2018; EPEX SPOT/EWE, 2018). Beide Projekte legen einen besonderen Fokus auf die Nutzung dezentraler Erzeuger und Verbraucher für das Engpassmanagement im Verteilernetz. Hier abstrahieren wir von diesem Anwendungsfall und prüfen zunächst nur die Eignung des Grundkonzeptes für Engpassmanagement im Übertragungsnetz. Die erweiterte Anwendung auf das Verteilernetz untersuchen wir dann in Abschnitt 3.7.

### 3.5.1 Intention und Funktionsweise

#### Intention

Die Beschaffung von Redispatch über den Intradaymarkt folgt wiederum der Idee, dass eine bestehende Plattform für die effiziente Beschaffung kleinerer Redispatchvolumina mitgenutzt werden kann. Das Konzept basiert also ähnlich wie bei der Kopplung an den RAM auf der Annahme, dass Redispatch sporadisch und nicht in großen Mengen eingesetzt wird. Die Nutzung des Intradaymarktes mit seiner diversen Akteursstruktur soll dem ÜNB zudem neue Redispatchpotenziale zugänglich machen.

#### Beschaffungsprozess

Im hier betrachteten Modell beschafft der ÜNB Redispatch über den kontinuierlichen Intradayhandel. Der ÜNB hat im Vergleich zu anderen Akteuren am Intradaymarkt keine besonderen Zugriffsrechte auf die Gebote der Marktteilnehmer. Die Marktteilnehmer selbst entscheiden freiwillig, ob sie in ihren Geboten den Ort der physischen Erfüllung angeben und damit einem potenziellen Einsatz für Redispatch zustimmen. In diesem Fall verzichten sie auf die Möglichkeit des Pooling bzw. der bilanziellen Vermarktung der Energie und Verbrauchsmengen.

Zudem gilt wie im derzeitigen kontinuierlichen Intradayhandel auch, dass der Algorithmus der Börse korrespondierende Kaufs- und Verkaufsgebote in dem Moment zusammenführt, in dem ein passendes Gebot eingestellt wird. Der ÜNB kann daher nur offene Gebote mit einer Standortinformation für Redispatch nutzen. Indem er offene Gebote zusammenführt, beeinflusst er die räumliche Allokation von Verbrauch und Erzeugung so, dass die Netzengpässe entlastet werden. Dass die Gebote noch offen waren bedeutet per Definition, dass ihre jeweiligen Kaufs- und Verkaufspreise normalerweise nicht zum Abschluss eines Handelsgeschäfts geführt hätten. Der ÜNB

gleicht daher beim Zusammenführen der Gebote die Differenz zwischen den Preisen (den Bid-Ask-Spread) finanziell aus, und die beiden Marktteilnehmer zahlen bzw. erhalten im Ergebnis ihre jeweiligen Gebotspreise. Die Anlagen, die den Geboten physisch zugeordnet sind, werden dann vom weiteren Handel ausgenommen. Dieser Lock-in soll gewährleisten, dass die Anlagen nicht mehrfach vermarktet werden können bzw. den entlastenden Effekt des Redispatches nicht wieder aufheben können. Derzeit bleibt unklar, wie mit Änderungen der Prognose zum Redispatch eingesetzter erneuerbarer Energien umgegangen wird. Solange der kontinuierliche Handel nicht abgeschlossen ist, können sich außerdem die Fahrpläne anderer Anlagen und damit die Netzbelastung noch ändern. Der Zeitpunkt der Redispatchbeschaffung liegt im Ermessen des ÜNB, der die größere Sicherheit über die Engpasssituation kurz vor Handelsschluss gegen die Risiken einer potenziell geringeren Verfügbarkeit von Angeboten abwägen muss.

Die Teilnahme am Intradayhandel kann für erneuerbare Energien sowie kleine Erzeuger und Verbraucher leichter sein, als beispielsweise an Märkten für Systemdienstleistungen oder am Day-Ahead-Markt. Das liegt daran, dass der Intradayhandel bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt möglich ist, keine Präqualifikation erfordert und mit relativ geringen Transaktionskosten verbunden ist. Durch die Mitnutzung des Intradaymarktes kann der ÜNB so potenziell auf einen größeren Anbieterkreis für Redispatch zugreifen, als es im RAM oder je nach Ausgestaltung auch im regulierten Redispatch der Fall wäre. Allerdings müssen Anlagen, die am Redispatch teilnehmen wollen, eine Standortinformation angeben und können sich daher nicht mehr zu standortübergreifenden Pools zusammenschließen. Dadurch können die Transaktionskosten für kleine Anbieter wieder steigen, sodass es einen gegensätzlichen negativen Effekt auf den Teilnehmerkreis gibt.

### Vergütung

Alle Anbieter, die vom ÜNB für Redispatch eingesetzt werden, werden nach den üblichen im kontinuierlichen Intradayhandel geltenden Regeln vergütet. Es gilt daher das Pay-as-Bid-Prinzip. Wie bei Pay-as-Bid-Vergütung üblich, zielen die Anbieter mit ihrer Gebotshöhe auf den für sie relevanten Grenzpreis. Ob der zonale oder der lokale Grenzpreis (bzw. eine Mischung aus beiden) für die Anbieter relevant ist, hängt von ihrer Erwartung über die Engpasssituation und ihrer Zuschlagswahrscheinlichkeit im Redispatch bzw. im regulären Handel ab. Wenn entweder auf zonaler oder auf lokaler Ebene eine Knappheit herrscht, können die Anbieter auch Mark-Ups bzw. Leistungsaufschläge in ihren Geboten berücksichtigen. Nach oben sind ihre Gebote lediglich durch die technische Gebotsgrenze der Börse limitiert (derzeit 9.999,99 EUR/MWh

an der EPEX Spot), die jedoch nicht regulatorisch vorgegeben ist und von der Börse angehoben werden kann, wenn sich Preise dem technischen Gebotslimit annähern.<sup>6</sup>

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Da die Teilnahme am Redispatch freiwillig ist und die Verfügbarkeit engpasswirksamer offener Gebote auch von den Ergebnissen der Spotmärkte abhängt, benötigt der ÜNB für den Notfall ein regulatorisch festgelegtes Zugriffsrecht auf für den Redispatch geeignete Anlagen. Ob eine Netzreserve benötigt wird, hängt von ähnlichen Faktoren ab wie bei einer Redispatchbeschaffung über den RAM. Wenn Redispatch (wie bei der Implementierung des Konzepts unterstellt) nur sporadisch und in kleinen Mengen benötigt wird, dann sind sowohl die lokalen finanziellen Anreize als auch der Bedarf nach einer Netzreserve gering. Sollten dagegen größere bzw. strukturelle Engpässe auftreten, hängt die Stärke der lokalen Anreize zum einen davon ab, welche Preisniveaus durch den Regulierer zugelassen werden. Zum anderen spielt die Verlässlichkeit der Preissignale eine Rolle dabei, ob sie einen Einfluss auf die Stilllegungs- oder Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer haben. Da es unwahrscheinlich scheint, dass die für einen systematischen Einfluss auf die Stilllegungs- und Investitionsentscheidungen benötigten lokalen Preisniveaus für einzelne Marktteilnehmer dauerhaft politisch akzeptiert werden, und da regulatorische Eingriffe in die Preisbildung dementsprechend wahrscheinlich sind, ist ein vollständiger Verzicht auf eine Netzreserve nicht zu erwarten. Eine Marktaufsicht, die Gebote ex-post auf Anzeichen für potenziellen Marktmachtmissbrauch überprüft, ist zusätzlich notwendig.

### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Im Rahmen der Kopplung der europäischen Intradaymärkte könnten auch Anbieter aus dem Ausland am Redispatch teilnehmen, wenn sie mit ihren Geboten den Ort der physischen Erfüllung des Kontraktes angeben. Die Kooperationsvereinbarungen zur Intraday-Marktkopplung könnten zu diesem Zweck um Regelung zur Abrechnung und Bilanzierung des grenzüberschreitenden Redispatches erweitert oder um separate Vereinbarungen ergänzt werden.

### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Da sich die Engpasssituation im Laufe des kontinuierlichen Handels verändert, könnte dem ÜNB nach Handelsschluss ein Zeitfenster gewährt werden, in dem er mit dem Wissen über die finalen Fahrpläne weitere offene Gebote für Redispatch zusammenführen kann. Auf diese Weise könnte die Effektivität des Konzeptes leicht erhöht werden. Aufgrund der Unsicherheit darüber, wie viele „passende“ Gebote nach

---

<sup>6</sup> Der derzeitige Stand der EU- Strommarktverordnung sieht in Art. 9 eine verpflichtende Anhebung des technischen Gebotslimits vor, wenn zu erwarten ist, dass der Preis das Limit erreicht.

Intraday-Handelsschluss noch verfügbar sind, ist der Zusatznutzen dieser Änderung jedoch begrenzt.

Um den Anbieterkreis für Redispatch zu erweitern, könnte eine verpflichtende Angabe von Standortinformationen im Intradayhandel eingeführt werden. Durch diese Änderung wären dann ein Pooling von Anlagen im Intradaymarkt und eine bilanzielle Vermarktung von Erzeugungs- und Verbrauchsmengen für alle Marktteilnehmer ausgeschlossen. Wie bereits erwähnt, kann das auch negativ auf den Teilnehmerkreis wirken.

Die Ausdehnung des Beschaffungskonzeptes auf Engpassmanagement im Verteilnetz wäre möglich und wird in Abschnitt 3.7 analysiert.

## 3.5.2 Bewertung

### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Die Bewertung der Kompatibilität des Konzeptes mit dem Strommarkt 2.0 ist in vielerlei Hinsicht ähnlich zur Bewertung der Beschaffung über den RAM auf. In der Tendenz fallen die Redispatchmengen im Vergleich zu den Handelsvolumina am Intradaymarkt weniger ins Gewicht als am RAM, jedoch reichen bereits Änderungen im Gebotsverhalten eines kleinen Teils der Marktteilnehmer aus, um das Marktergebnis zu verändern.

Die hier diskutierte Beschaffung von Redispatch über den Intradaymarkt ist auf kleine Redispatchmengen ausgelegt. Wenn Engpässen selten auftreten und durch kleinere Eingriffe in den Dispatch zu beheben sind, dann ist das Ausmaß der lokalen Anreize gering. Dementsprechend sind auch die Verzerrungen des Strommarktes begrenzt. Wird das Konzept dagegen für Redispatch in substanziellem Umfang eingesetzt, können sich schnell signifikante Rückwirkungen auf das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 ergeben. Diese Entwicklungen können darin münden, dass der lokale Markt den zonalen Strommarkt 2.0 als Leitmarkt für Einsatz- und Investitionsentscheidungen ablöst.

Auch wenn eine Motivation für die Beschaffung von Redispatch über den Intradaymarkt die höhere Diversität der Marktteilnehmer ist, kann gerade der Ausschluss von Redispatchanbietern von Pooling negative Nebenwirkungen auf das verfügbare Redispatchpotenzial haben. Zusätzlich wird durch die Einschränkung des Pooling die Effizienz des Intradayhandels geschwächt. Dieser negative Effekt auf den Intradaymarkt kann sich substanziell verstärken, wenn die Abgabe von Standortinformationen verpflichtend wird und so Pooling vollständig ausgeschlossen wird. Mit einem solchen Eingriff in den Handel findet ein Paradigmenwechsel statt, da die bilanzielle



Vermarktung<sup>7</sup> von Erzeugungs- und Verbrauchsmengen durch eine deutlich aufwändigere und ineffizientere anlagenscharfe Vermarktung ersetzt wird.

Durch den Lock-In von Geboten, die für Redispatch genutzt werden, wird dem Intradaymarkt Liquidität entzogen, da die entsprechenden Anlagen nicht mehr am Handel teilnehmen können. Unklar ist hierbei, wie mit notwendigen Anpassungen, beispielsweise aufgrund aktualisierter Prognosen, umgegangen wird. Bei der Beschaffung von Redispatch über den kontinuierlichen Intradayhandel hat der ÜNB mehr zeitlichen Spielraum bei der Beschaffung als bei anderen marktbasierter Konzepte, deren Einsatzentscheidung nach Handelsschluss erfolgt, aber weniger Spielraum als im regulatorischen Redispatch.

### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Wie bei der Beschaffung über den RAM gilt, dass die Herausforderungen der Regulierung mit den Redispatchvolumina wachsen. Bleibt es bei geringfügigen Engpässen, dann sind Marktmachtprobleme und nachträgliche regulatorische Eingriffe in die Marktmechanismen weniger wahrscheinlich. Beide Risiken steigen aber mit der Stärke und Häufigkeit der Engpässe.

Der Nachweis von Marktmachtmissbrauch ist in dem hier betrachteten Konzept aufgrund von Informationsasymmetrie sehr schwierig und voraussichtlich erst ab sehr hohen Geboten möglich. Das gilt insbesondere bei der Überprüfung der Gebote von Speichern oder Verbrauchern, deren kurz- und langfristige Grenzkosten nur schwer zu bestimmen sind. Um Marktmachtmissbrauch zu begrenzen, könnte der Regulierer daher als ergänzende Maßnahme auf die Einführung von Preisgrenzen im Intradaymarkt zurückgreifen. Es ist auch denkbar, dass der Regulierer Preisgrenzen unabhängig von Marktmacht implementiert, um Redispatchpreise auf ein politisch akzeptables Niveau zu begrenzen. Preisobergrenzen sind allerdings mit einem hohen Regulierungsrisiko verbunden, da sie einen starken Eingriff in die Preisbildung und das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 darstellen. Die Einschränkung der Intradaypreise hätte negative Folgen für Investitions- und Flexibilisierungsanreize, sowie für die Anreize zum Bilanzkreismanagement. Diese Wirkungsketten können zu einer kontinuierlichen Ausweitung der regulatorischen Eingriffe und schließlich zu einer Abkehr vom Strommarkt 2.0 führen.

Ein weiteres Regulierungsrisiko besteht in der o. g. Option, die Abgabe von anlagenscharfen Standortinformationen zu einem Pflichtbestandteil des Intradaygebots zu machen. Dieser Ansatz, der das verfügbare Redispatchpotenzial erhöhen soll, hat

---

<sup>7</sup> Gemeint ist, dass der Handel mit Strommengen weitgehend unabhängig von ihrer physikalischen Herkunft oder Verwendung stattfinden kann. Beispielsweise kann ein Versorgungsunternehmen 10 MWh Strom verkaufen ohne angeben zu müssen, dass davon 2 MWh in Kraftwerk A und 8 MWh in Kraftwerk B erzeugt werden.

aufgrund der bereits beschriebenen Implikationen deutliche negative Rückwirkungen auf den Strommarkt 2.0.

**Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt**

Sobald signifikante Redispatchmengen über den Intradaymarkt beschafft werden, übersetzen sich die damit verbundenen Verzerrungen des Strommarktes in Deutschland in Verzerrungen des Binnenmarktes, da sich das Preisgefüge an den europäischen Märkten ändert. Zusätzlich zu den indirekten Auswirkungen des Inc/Dec-Games in Deutschland kann es dazu kommen, dass ausländische Anbieter von grenzüberschreitendem Redispatch ihr Gebotsverhalten auf ihren heimischen Strommärkten ebenfalls anpassen. Die hier genannten Verzerrungen fallen deutlich geringer aus, wenn Redispatch nur sporadisch und in begrenztem Umfang benötigt wird.

**Zwischenfazit**

Intention	Nebenwirkungen
Effiziente Beschaffung kleiner Redispatchmengen  Nutzung eines bestehenden Marktplatzes  Erschließung neuer Redispatchanbieter	Geringe Verzerrungen des Strommarkt 2.0 bei geringfügiger Nutzung des Konzeptes  Bei großen Redispatchmengen führen starke lokale Anreize zu signifikanten Verzerrungen  Die damit einhergehende Schwächung des Intradaymarktes beeinträchtigt insb. das Bilanzkreissystem und die Investitions- und Flexibilisierungsanreize  Regulierungsrisiken können die zonalen Anreizsysteme weiter schwächen und in einer Abkehr vom Strommarkt 2.0 münden
Bei leichten Engpässen denkbar – für das deutsche Stromsystem nicht geeignet	

## 3.6 REDISPATCH-AUKTIONSPLATTFORM

Mit diesem Konzept betrachten wir das Redispatchdesign, das unter den hier ausgewählten Modellen auf der Skala Markt/Regulierung einem reinen Redispatchmarkt mit freier Preisbildung am nächsten kommt. In der Praxis finden sich wettbewerblich ausgerichtete Redispatchmärkte beispielsweise in den Niederlanden (Vgl. Glismann, 2018, Overheid.nl, 2016, TenneT NL, 2017; s. auch AP1). Im Folgenden beschreiben wir das stilisierte Grundkonzept eines wettbewerblich organisierten Redispatchmarktes mit möglichst geringfügiger Regulierung, um die Wirkungsweise eines solchen Modells eindeutig herauszustellen. Ob sich in der Praxis ein Konzept mit vergleichbar geringer Regulierung langfristig durchsetzen ließe, ist jedoch angesichts der damit einhergehenden Kosten- und Regulierungsrisiken fraglich.

### 3.6.1 Intention und Funktionsweise

#### Intention

Die Intention der Organisation von Redispatch über einen eigenständigen Marktplatz mit freier Preisbildung ist es, auch größere Redispatchmengen effizient zu beschaffen und lokale Preissignale zu senden. Die starken lokalen Preissignale, die über den Redispatchmarkt gesendet werden, sollen dabei den Erhalt bestehender und die Aktivierung neuer Redispatchpotenziale unterstützen und bei Bedarf Investitionen in neue Anlagen an systemrelevanten Standorten anreizen. Signifikante Verzerrungen am zonalen Strommarkt 2.0, die mit den lokalen Anreizen des Redispatchmarktes einhergehen, werden dabei bewusst zugunsten des Engpassmanagements akzeptiert.

#### Beschaffungsprozess

Der ÜNB beschafft Redispatch über eine eigenständige Plattform, an der alle Marktteilnehmer auf freiwilliger Basis teilnehmen können. Damit wird der Markt für diverse Akteursgruppen wie beispielsweise dezentrale Erzeuger und Verbraucher zugänglich. Die Beschaffung erfolgt wie im stark regulierten Redispatchmarkt über Auktionen, die nach dem Handelsschluss des Intradaymarktes und vor dem Lieferzeitpunkt stattfinden. Daher sind die finalen Fahrpläne im zonalen Strommarkt bekannt, wenn der Redispatchbedarf bestimmt bzw. gedeckt wird. Bei diesem Ablauf kann es notwendig werden, den Handelsschluss des Intradaymarktes vorzulegen. Außerdem ist präventiver Redispatch in diesem Konzept nicht vorgesehen. Implizit wird folglich davon ausgegangen, dass am Redispatchmarkt jederzeit ausreichend Flexibilität verfügbar ist.

### Vergütung

Die Anbieter werden nach dem an Redispatchmärkten üblichen Pay-as-Bid-Prinzip für ihren Einsatz vergütet. Durch dieses Vergütungssystem soll insbesondere in Situationen mit hohen Redispatchpreisen das finanzielle Vergütungsvolumen begrenzt werden. Da die Marktteilnehmer auf den lokalen Grenzpreis wetten, ist diese Strategie allerdings wenig effektiv. Ein expliziter Leistungspreis wird im Redispatchmarkt nicht gezahlt, jedoch können die Gebote über die kurzfristigen Grenz- bzw. Opportunitätskosten hinaus implizite Leistungsaufschläge enthalten. Im Sinne der oben beschriebenen Intention bzw. der gewünschten lokalen Anreizwirkung wird akzeptiert, dass sich die Gebote an den langfristigen Grenzkosten orientieren können. Dementsprechend existieren auch keine Preis- oder Kostengrenzen.

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Um das Verhalten der Redispatchanbieter auf Marktmissbrauch zu kontrollieren, ist eine Marktaufsicht notwendig, die die Gebote ex-post prüft. Wie beschrieben, werden Gebote in der Höhe langfristiger Grenzkosten zugelassen.

Je nach Marktsituation kann das nach dem Intradayhandel noch verfügbare Redispatchangebot variieren. Sofern am Redispatchmarkt freie Preisbildung zugelassen ist, ist es durch die eindeutigen lokalen Anreize wahrscheinlich, dass ein ausreichendes Angebot für das Engpassmanagement verfügbar ist. Um etwaige Restrisiken auszuschließen, könnte ein Zugriffsrecht für den Notfall regulatorisch festgelegt werden. Unter der gleichen Annahme der freien Preisbildung wäre eine Netzreserve theoretisch nicht nötig. Wenn bei lokaler Knappheit Preise mit Leistungsaufschlägen in Höhe der langfristigen Grenzkosten akzeptiert werden, dann könnten bspw. Anbieter an systemrelevanten Standorten ausreichende finanzielle Anreize haben, um ihre Anlagen nicht stillzulegen. Das setzt allerdings voraus, dass die Anbieter den Redispatchbedarf an ihrem Standort gut antizipieren können, und dass das Preissignal stabil und glaubwürdig ist. In der Praxis ist es insbesondere über längere Zeiträume hinweg unwahrscheinlich, dass diese Bedingungen erfüllt werden können. Selbst wenn die Marktteilnehmer keine regulatorischen Eingriffe in die Preisbildung erwarten, können nodale Preise deutlich von der Allokation von Erzeugung und Verbrauch im Netz und von Veränderungen in der Netzinfrastruktur beeinflusst werden. Dadurch sind die nodalen Preise weniger beständig als die in einer großen Marktzone. Ein Verzicht auf eine Netzreserve scheint daher nicht realistisch. Allerdings wären in diesem Konzept die Voraussetzungen für einen Verzicht auf die Netzreserve aufgrund des Bekenntnisses zur freien Preisbildung am ehesten gegeben.

### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Im Redispatchmarkt ist die Teilnahme ausländischer Anlagen möglich. Wie bereits in der stark regulierten Variante ist internationale Kooperation nötig, um den Redispatch mit dem Handel an den Spotmärkten anzustimmen und seine bilanzielle Abrechnung zu koordinieren.

### Weitere Ausgestaltungsvarianten

Abweichend vom Prinzip der vollständig freien Preisbildung können Redispatchmärkte restriktiver gestaltet werden, indem Gebote in Höhe der langfristigen Grenzkosten von der Marktaufsicht nicht mehr zugelassen werden. Je näher die zulässige Obergrenze an die kurzfristigen Grenzkosten der Anbieter rückt, desto stärker sind die Ähnlichkeiten zum stark regulierten Redispatchmarkt. In Abhängigkeit von der Regulierung der Preisbildung ist der Übergang zwischen den Konzepten fließend.

## 3.6.2 Bewertung

### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Durch die Einführung des hier beschriebenen Redispatchmarktes wird das Anreizsystem des zonalen Strommarkt 2.0 zugunsten lokaler Preissignale aufgegeben. Durch die gewünschte freie Preisbildung am Redispatchmarkt entstehen große Opportunitäten zwischen den Spot- und Redispatchmärkten, die zu einer Anpassung des Gebotsverhaltens der Marktteilnehmer führen (Inc/Dec-Game). Dadurch wird das Preissignal am Strommarkt verzerrt, sodass es seinen Wert als zonales Anreizinstrument verliert. Stattdessen verlagert sich der Fokus des Handels auf den lokalen Redispatchmarkt, der zum Motivator für die Gebots-, Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer wird. Die lokalen Anreize aus dem Redispatchmarkt können eine signifikante Hebelwirkung entwickeln.

### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Für die Marktaufsicht ist es sehr schwierig, legitime Gebote in Höhe der langfristigen Grenzkosten von der Ausübung von Marktmacht zu unterscheiden. Unter der Prämisse einer freien Preisbildung sind eine effektive Wettbewerbskontrolle und eine wirksame Abschreckung für marktmächtige Anbieter kaum umsetzbar. Da außerdem das Nebeneinander der lokalen und der zonalen Anreize nicht anreizkompatibel ist und die Konsequenzen dieser Inkonsistenz deutlich sichtbar werden, sind regulatorische Eingriffe sehr wahrscheinlich.

Diese Eingriffe könnten bspw. über eine Preisobergrenze und eine Rückkehr zu stärker reguliertem Engpassmanagement erfolgen. Ein solcher Schritt scheint allerdings unwahrscheinlich, da der Redispatchmarkt gerade mit dem expliziten Ziel lokaler

Investitionsanreize verbunden ist, und eindeutige Stakeholderinteressen bestehen. Stattdessen legen Beobachtungen aus der Praxis nahe, dass bei signifikanten Redispatchvolumina auch auf der Ebene der Strommärkte lokale Anreize (z. B. Nodal-Pricing) eingeführt werden, um die Inkonsistenz zu beseitigen.<sup>8</sup> Die Abkehr vom Strommarkt 2.0 ist daher das wahrscheinliche Ergebnis.

**Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt**

Die Verzerrungen des Strommarktes übersetzen sich unmittelbar in Verzerrungen des Binnenmarktes, da sich das Preisgefüge an den europäischen Strom- und Redispatchmärkten ändert. Akteure in anderen europäischen Märkten stehen zudem vor der Herausforderung, die Ergebnisse der deutschen Märkte zu antizipieren, was mit hoher Unsicherheit bzw. hohen Informations- und Transaktionskosten verbunden ist.

**Zwischenfazit**

Intention	Nebenwirkungen
Effiziente Beschaffung signifikanter Redispatchmengen Erschließung neuer Anbieter Lokale Anreize zur räumlichen Steuerung von Investitionsentscheidungen nutzen	Anreizsystem des zonalen Strommarkt 2.0 wird ausgehebelt Redispatchmarkt wird zum Leitmarkt Keine effektive Wettbewerbskontrolle möglich; regulatorische Eingriffe sehr wahrscheinlich Paradigmenwechsel hin zu Nodal Pricing wahrscheinlich
Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0 ausgeschlossen	

<sup>8</sup> Das vermutlich prominenteste Beispiel ist die Einführung von Nodal Pricing in Kalifornien, die auch aus negativen Erfahrungen mit dem Inc-Dec-Game und der dadurch mit ausgelösten kalifornischen Energiekrise 2000/2001 folgte.

## 3.7 BESCHAFFUNG ÜBER DEZENTRALE FLEXMÄRKTE

Mit den dezentralen Flexmärkten ergänzen wir die Reihe der hier analysierten Redispatchkonzepte um einen Ansatz, der im Gegensatz zu den bisher diskutierten Modellen Engpassmanagement im Verteilernetz einbezieht. Durch die Veränderung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den Verteilernetzen im Laufe der letzten Jahre haben dort die Netzengpässe und der Netzausbaubedarf deutlich zugenommen. Vor diesem Hintergrund haben die Debatten um Instrumente zum Engpassmanagement im Verteilernetz und zur Reduzierung des Ausbaubedarfs an Intensität gewonnen. Bereits bei der Vorstellung des Redispatchkonzeptes mit Beschaffung über den Intradayhandel (s. Abschnitt 3.5) haben wir Bezug auf die IDCONS- und Enera-Projekte genommen, deren Ansätze das Engpassmanagement im Verteilernetz einbeziehen (vgl. u. a. Glismann, 2018, enera, 2018). In der folgenden Analyse liegt der Fokus allerdings nicht auf der Diskussion der Projektdetails, sondern wie bereits zuvor auf der Untersuchung der grundsätzlichen Wirkungsweise des auf das Verteilernetz erweiterten Grundkonzeptes. Dabei bauen wir auf den Überlegungen in Abschnitt 3.5 auf.

### 3.7.1 Intention und Funktionsweise

#### Intention

Die Hauptmotivation des hier betrachteten Konzeptes liegt in der Erschließung dezentraler Flexibilitätsoptionen (dezentrale Erzeuger, Verbraucher und Speicher, Elektromobilität etc.) für das Engpassmanagement im Stromnetz. Grundsätzlich ist hier die Ausweitung des Konzeptes auf alle Netzebenen möglich. Die Flexibilitätsoptionen stehen dann sowohl dem ÜNB als auch den VNB zur Bewirtschaftung ihrer Netze zur Verfügung. Um die Teilnahme dezentraler Flexibilitätsanbieter zu erleichtern, setzt das Konzept auf dem Intradayhandel auf, sodass die Transaktionskosten für dezentrale Anbieter möglichst niedrig ausfallen (Abschnitt 3.5).

#### Beschaffungsprozess

Die Beschaffung erfolgt in weiten Teilen analog zum Konzept aus Abschnitt 3.5. Der VNB tritt nun als zusätzlicher Akteur in Erscheinung, der nach dem gleichen Prinzip wie der ÜNB Redispatch beschaffen kann. Für die Anbieter aus dem Verteilernetz gilt in der Grundvariante des Konzeptes auch, dass sie als Voraussetzung für die Teilnahme am Engpassmanagement eine Angabe zum Standort ihrer Anlage machen müssen. Ein standortübergreifender Zusammenschluss von Redispatchanbietern ist daher nicht möglich, sodass sich für kleine Anbieter Transaktionskostennachteile ergeben. Damit sich ein Redispatchangebot trotzdem für sie lohnt, müssen die Ertragsmöglichkeiten entsprechend höher sein.

Damit sich das Engpassmanagement von VNB und ÜNB nach Möglichkeit nicht gegenseitig behindert, ist eine Koordination zwischen den Netzbetreibern notwendig (s. bspw. Gerard et al., 2016). Je umfassender die Koordination ist (bspw. im Extremfall über die gemeinsame Nutzung eines integrierten Übertragungs- und Verteilernetzmodells), desto effektiver und effizienter ist das Engpassmanagement auf allen Netzebenen. Als ein vergleichsweise wenig invasiver Koordinationsmechanismus wäre denkbar, dass der VNB gegenüber dem ÜNB das vorrangige Zugriffsrecht auf entsprechend gekennzeichnete dezentrale Anbieter erhält. Auch in diesem Fall ist der Implementierungsaufwand jedoch keinesfalls zu unterschätzen, da Informationsschnittstellen geschaffen und die Details der Zugriffsrechte geregelt werden müssen.

### Vergütung

Die Vergütung erfolgt wie bereits in Abschnitt 3.5 beschrieben. Die Gebote der Redispatchanbieter können also Mark-Ups enthalten, wenn das Angebot an einem systemrelevanten Standort knapp ist. Die Obergrenze für Gebote liegt beim technischen Gebotslimit der Börse, das nicht regulatorisch vorgegeben ist, und von der Börse nach angehoben werden kann, wenn sich die Preise dem technischen Gebotslimit annähern.<sup>9</sup>

### Notwendigkeit von Ergänzungssystemen

Die Effektivität des Engpassmanagements sollte durch ein regulatorisch festgelegtes Zugriffsrecht abgesichert werden. Im Verteilernetz kann eine solche Absicherung besonders sinnvoll sein, während die dezentralen Anbieter noch an den Markt herangeführt werden. Trotz der potenziellen Ausweitung des Anbieterkreises ist wie beim Konzept aus Abschnitt 3.5 weiterhin eine Netzreserve nötig, da die lokalen Preissignale voraussichtlich nicht beständig genug sind und die Akzeptanz für systematische Knappheitspreise wahrscheinlich gering ist. Zusätzlich wird eine Marktaufsicht zur Kontrolle des Gebotsverhaltens der Marktteilnehmer benötigt.

### Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Öffnung

Die Öffnung der Redispatchbeschaffung für ausländische Anbieter ist im Rahmen der Intraday-Marktkopplung möglich, spielt jedoch für das Engpassmanagement im Verteilernetz keine Rolle. Die Öffnung kann allerdings die Konkurrenz zwischen VNB und ÜNB um dezentrale Ressourcen entschärfen, wenn im Ausland günstige Redispatchpotenziale verfügbar sind.

---

<sup>9</sup> Der derzeitige Stand der EU- Strommarktverordnung sieht in Art. 9 eine verpflichtende Anhebung des technischen Gebotslimits vor, wenn zu erwarten ist, dass der Preis das Limit erreicht.



### Weitere Ausgestaltungsvarianten

In Abschnitt 3.5 haben wir bereits diskutiert, wie sich die für Redispatchanbieter verpflichtende Standortangabe auf das Pooling von Anlagen auswirkt. Auf Verteilernetzebene verstärken sich die Probleme einer solchen Verpflichtung, da dort kleine Anbieter eine noch größere Rolle spielen. Für diese Anbieter stellen Transaktionskosten eine große Hürde für eine aktive Beteiligung an Märkten dar. Gleichzeitig wird es für Aggregatoren aufwändiger, als Intermediär zwischen den dezentralen Anbietern und dem Handel aufzutreten. Es entsteht also eine Opportunität zwischen der Teilnahme einzelner Anlagen am Redispatch und der Teilnahme eines Pools am Strommarkt. Letzteres wird vollständig ausgeschlossen, wenn anlagenscharfe Gebote für alle Intradayteilnehmer zur Pflicht werden. Auf Verteilernetzebene könnte die Einschränkung des Pooling leicht abgeschwächt werden, wenn Verteilernetzgebiete definiert werden, in denen ein Zusammenschluss dezentraler Anbieter erlaubt ist. Die Vorteile dieses Ansatzes müssten allerdings gegen die in der Regel niedrigere Effektivität des Engpassmanagements und die Herausforderungen der Netzzonendefinition abgewogen werden. Gleichzeitig bliebe das Grundproblem bestehen, da Pooling zwischen Netzgebieten und auf Übertragungsnetzebene weiterhin nicht möglich wäre.

Des Weiteren gibt es verschiedene Alternativen bei der Koordination zwischen ÜNB und VNB. Um unerwünschte Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen zu vermeiden, könnte beispielsweise der VNB einen eigenen lokalen Engpassmanagementprozess etablieren und nur für das Verteilernetz unkritischen Flexibilitätsanbietern den Zugang zum Intradaymarkt und zum Redispatch des ÜNB gewähren (s. bspw. Gerard et al., 2016). Welche Kooperationsformen in dem weiten Feld der Möglichkeiten gewählt werden, wird maßgeblich durch die Prioritäten zwischen effektivem Engpassmanagement im Verteilernetz und der Effizienz des Gesamtsystems determiniert.

Für Anbieter aus dem Verteilernetz sind zudem andere Vergütungsprinzipien denkbar. Wenn das Ziel die Erschließung dezentraler Flexibilitätsoptionen im Vordergrund steht, dann können auch Leistungsprämien oder die Zahlung regulierter Leistungs- und Energiepreise für Engpassmanagement im Verteilernetz zu diesem Ziel beitragen. In letzterem Fall könnten die Opportunitäten zwischen Redispatch und den Strommärkten und die damit verbundenen Rückwirkungen auf das zonale Anreizsystem begrenzt werden.

## 3.7.2 Bewertung

### Kompatibilität mit dem Strommarkt 2.0

Die in Abschnitt 3.5 geschilderten Wirkungszusammenhänge und Verzerrungseffekte bei einer Beschaffung von Redispatch über den Intradaymarkt verstärken sich durch die Ausweitung auf die Verteilernetze. Zum einen erhöht die zusätzliche Redispatchnachfrage des VNB die Opportunitäten zwischen dem zonalen Strommarkt und dem nodalen Engpassmanagement, sodass sich die Rückwirkungen auf den Strommarkt erhöhen (Inc/Dec-Game). Zum anderen erhöht die spezifische Infrastruktur im Verteilernetz das Potenzial für Marktmachtmissbrauch. Insbesondere auf der Mittel- und Niederspannungsebene dominieren Strangnetze, deren Abgänge häufig nur eine geringe Anzahl an Verbrauchern und Erzeugern aufweisen. Dadurch sind die Einflussmöglichkeiten einzelner Akteure deutlich größer als in vermaschten Strukturen wie im Übertragungsnetz. Zusätzlich gibt es Potenzial für kollusives Verhalten, da die an einem Abgang angeschlossenen Akteure häufig untereinander bekannt sind. Das Risiko kollusiven Verhaltens kann durch eine unvollständige Entflechtung auf Verteilernetzebene nochmals verstärkt werden. Es besteht auch die Möglichkeit, dass Aggregatoren die Steuerung mehrerer lokaler Anbieter übernehmen, und deren Einzelgebote koordinieren. Aggregatoren stehen dabei deutlich mehr algorithmische und technologische Möglichkeiten zur Verfügung als einzelnen dezentralen Akteuren, sodass ihr Marktmachtpotenzial deutlich größer ist.

Im Ergebnis steigen also die lokalen Anreize und die Risiken von Marktmacht und Kollusion, die gemeinsam zu einer nochmals stärkeren Verzerrung des Anreizsystems des Strommarkt 2.0 führen als bei einem Fokus auf das Übertragungsnetz. Hinzu kommt, dass sich im Verteilernetz auch unterschiedliche Preise an einem Standort ergeben können, wenn sich dort Netzebenen überlagern, sodass die politische Akzeptanz für einen Mechanismus mit derart stark differenzierten Preisen zusätzlich sinken kann. Gleichzeitig steigen mit der räumlichen Auflösung der Preise die Transaktions- und Betriebskosten für den marktbasieren Redispatch.

Die Rückwirkungen auf den Strommarkt 2.0 des hier betrachteten Konzepts gehören unter den analysierten Optionen mit zu den stärksten. Gleichzeitig hat die Option, Netzausbau durch lokale Anreize für Erzeuger und Verbraucher zu vermeiden, im Verteilernetz eventuell einen höheren Wert als im Übertragungsnetz, da der erwartete Ausbaubedarf im Verteilernetz gemessen an den Bestandskapazitäten eine größere Dimension annehmen kann (s. AP2 zu grundsätzlichen Überlegungen zu zonalen Märkten, nodalen Märkten und Netzausbau). Ob und inwieweit sogenannte Non-Wire-Alternatives, also Einsparungen von Netzausbau durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilität, volkswirtschaftlich effizient sind, kann nur ein intertemporaler Kostenvergleich zwischen beiden zeigen, der für jedes Verteilernetz individuell durchgeführt werden muss.

### Herausforderungen der Marktmachtmessung und Regulierungsrisiken

Selbst ohne Einbindung des Verteilernetzes zeigt sich die Wettbewerbskontrolle bei einer Beschaffung von Redispatch über den Intradaymarkt als schwierig (s. Abschnitt 3.5). Auf dezentralen Flexmarkt steigen die Risiken von Marktmachtmissbrauch und Kollusion durch die Ausweitung auf niedrigere Netzebenen und die teilweise fehlende vollständige Entflechtung der Akteure im Verteilernetz. In Folge steigen auch die Regulierungsrisiken, da Eingriffe in den Markt wahrscheinlicher werden, um lokale Marktmacht und die Symptome der Inkonsistenz zwischen zonalen und nodalen Anreizsystemen zu adressieren. Denkbare Maßnahmen sind dabei die Einführung von Preisgrenzen (möglicherweise sogar differenziert nach Netzebene und Akteursgruppe) und die verpflichtende Angabe von Standortinformationen für alle Intraday-Marktteilnehmer. Wie bereits an vorheriger Stelle diskutiert, können diese Eingriffe das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 aushebeln, sodass es zu einer Slippery Slope der Regulierung bis hin zu einer Umstellung auf Nodal Pricing kommen kann.

### Auswirkungen auf den europäischen Binnenmarkt

Die Korrelation zwischen der Stärke der Verzerrung auf nationaler Ebene und der Verzerrungen des europäischen Binnenmarktes schlägt sich auch in dem hier betrachteten Konzept auf die Märkte nieder. Auch wenn sich ein Teil des Engpassmanagements auf der Verteilernetzebene abspielt, die weniger Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel hat, wirkt das Inc/Dec-Game auf den zonalen Strommärkten. Im Ergebnis ist daher davon auszugehen, dass die Verzerrungen stärker sind, als bei einer Beschränkung des Konzeptes auf das Engpassmanagement im Übertragungsnetz.

### Zwischenfazit

Intention	Nebenwirkungen
Effizientes Engpassmanagement in Übertragungs- und Verteilernetzen Beteiligung dezentraler Anbieter am Engpassmanagement Idealerweise Vermeidung oder zeitliche Verlagerung von Investitionen im Verteilernetz	Einbezug des Verteilernetzes erhöht Anreize für Inc/Dec-Gaming und Marktverzerrung Engpassmanagement im Verteilernetz besonders anfällig für Marktmachtmissbrauch und Kollusion Effektive Wettbewerbskontrolle besonders schwierig Regulatorische Eingriffe zur Symptombekämpfung können das Anreizsystem des Strommarkt 2.0 weiter schwächen Slippery Slope in Richtung nodaler Markt-designs wahrscheinlich
Starke Verzerrungs- und Kostenrisiken machen Engpassmanagement über dezentrale Flexmärkte inkompatibel mit dem Strommarkt 2.0	

## 4 Fazit

Die Untersuchung der ausgewählten Konzepte zeigt, dass es viele verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Beschaffung von Redispatch gibt. Jedes der Konzepte hat individuelle Vor- und Nachteile. Regulatorische Beschaffungskonzepte einerseits und überwiegend marktbasierende Ansätze andererseits haben dabei jeweils spezifische Herausforderungen.

Im regulatorischen Redispatch liegt die größte Herausforderung darin, Einnahmeneutralität im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Opportunitäts- und Verschleißkosten zu erreichen. Diese Herausforderung scheint jedoch gegenüber den Marktmacht- und Regulierungsrisiken von Redispatchmärkten eine vergleichsweise kleine Hürde zu sein. Im regulatorischen Redispatch kann die Einbindung dezentraler Anbieter eine weitere Herausforderung sein, die über Redispatchmärkte jedoch auch nicht strukturell bzw. anreizkompatibel gelöst werden kann. Die Überlegungen in diesem Bereich deuten darauf hin, dass sich die Erschließung neuer Redispatchpotenziale mit maßgeschneiderten Lösungen ggf. besser adressieren lässt, als mit illiquiden lokalen Märkten.

In der Gesamtschau wird deutlich, dass die Stärke der lokalen Anreize aus dem Engpassmanagement die größten Auswirkungen auf die Bewertung der Konzepte hat. Je stärker lokale Anreize wirken, desto mehr wird die Anreizlogik des zonalen Strommarkt 2.0 aufgegeben. Das Nebeneinander von lokalen und zonalen Anreizsystemen führt zu Opportunitäten. Für die Marktteilnehmer ist es rational, diese Opportunitäten (ähnlich wie beim Zusammenspiel von Spot- und Regelreservemärkten) in ihrem Gebotsverhalten zu berücksichtigen. Dadurch verändern sich die Marktergebnisse an den Strommärkten, und es kommt zu stärkeren Engpässen und einem höheren Redispatchbedarf. Gleichzeitig ist das System anfällig für die Ausübung von lokaler Marktmacht. Über diese Marktverzerrungen und das Marktmachtpotenzial manifestieren sich die Inkonsistenzen zwischen den Anreizsystemen.

Die aus Sicht des Regulierers naheliegende Antwort auf diese Symptome sind Markteingriffe und starke Kontrollmechanismen. Diese Eingriffe führen zum einen dazu, dass die wettbewerblich angelegten Konzepte ihren Marktcharakter verlieren. Zum anderen schwächen die Eingriffe das Anreizsystem des Strommarkt 2.0, da sie typischerweise die effiziente Preisbildung und die Anreize zum Bilanzkreismanagement unterwandern. Aus dieser Dynamik kann dann eine Slippery Slope zur Abkehr vom Strommarkt 2.0 und zur Einführung von Nodal Pricing folgen.

Insbesondere aus Sicht der Energiewende und der kostengünstigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit sprechen viele gute Gründe für große Marktzone und das Anreizsystem des Strommarkt 2.0. Den Herausforderungen dieses Systems durch

den Versuch einer Integration lokaler Marktsegmente zu begegnen, widerspricht der zonalen Grundausrichtung und führt zwangsläufig zu Inkonsistenzen. Nach dem jetzigen Stand der Analysen scheint es lohnenswert, die Optimierung und gezielte Ergänzung des anreizkompatiblen regulatorischen Redispatchs als ersten Ansatzpunkt für eine Weiterentwicklung zu wählen.

## Literaturverzeichnis

**enera (2018):** enera Marktplattform für dezentrale Flexibilität. April 2018.

**Energinet (2018):** Market Regulations. Energinet, 2018. Verfügbar online unter <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Market-Regulations> (Abruf am 14.08.2018).

**ENTSO-E (2016):** Nordic Balancing Philosophy. European Network of Transmission System Operators ENTSO-E, 2016. Verfügbar online unter <http://www.svk.se/contentassets/bc60c82ceaec44c0b9ffbf3ee2126adf/nordic-balancing-philosophy-160616-final-external.pdf> (Abruf am 14.08.2018).

**EPEX SPOT/EWE (2018):** Projekt enera: EWE und EPEX SPOT schaffen lokale Marktplattform zur Vermeidung von Netzengpässen. EWE AG und EPEX SPOT AG, 06.02.2018. Verfügbar online unter <https://www.ewe.com/de/presse/pressemitteilungen/2018/02/projekt-enera-ewe-und-epex-spot-schaffen-lokale-marktplattform-zur-vermeidung-von-netzengpässen-ewe-ag> (Abruf am 13.08.2018).

**EU (2017):** Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. Europäische Union, 28.11.2017. Verfügbar online unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2017:312:FULL&from=de> (Abruf am 26.09.2018).

**Gerard, H., Rivero, E., Six, D. (2016):** Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision. Verfügbar online unter [http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2016/12/D1.3\\_20161202\\_V1.0.pdf](http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2016/12/D1.3_20161202_V1.0.pdf) (Abruf am 13.08.2018).

**Glismann, S. (2018):** Market-based redispatch in the Netherlands. Verfügbar online unter [https://www.strommarkttreffen.org/2018-02\\_Glismann\\_Marktbasierter\\_RD\\_in\\_NL.pdf](https://www.strommarkttreffen.org/2018-02_Glismann_Marktbasierter_RD_in_NL.pdf) (Abruf am 13.08.2018).

**Overheid.nl (2016):** Grid Code. Verfügbar online unter <http://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2018-02-28#Hoofdstuk5> (Abruf am 14.08.2018).

**Spaan, F., van den Heuvel, P., de Geus, J., Hommes, K., de Almeida de Graaff, S. A. B., Besselink, R., Klaar, D. (2012):** Congestion Management implemented in the Dutch System by using market principles: a practical example from the TSO perspective. Verfügbar online unter [https://www.cigre.nl/media/49928/c2-106\\_2012\\_.pdf](https://www.cigre.nl/media/49928/c2-106_2012_.pdf) (Abruf am 14.08.2018).

**Svenska kraftnät, Statnett (2017):** The Nordic Balancing Concept. Svenska Kraftnät, Statnett SF, 2017. Verfügbar online unter

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Landsentralen/The%20Nordic%20Balancing%20Concept.pdf> (Abruf am 14.08.2018).

**TenneT NL (2017):** Implementation Rules. TenneT TSO B. V., 2017. Verfügbar online unter <http://www.tennet.org/english/images/SON-SY%20Implementation%20rules%20version%204.3.pdf> (Abruf am 14.08.2018).

**ÜNB (2018):** Aufschiebung Vergabe nach Mischpreisverfahren. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, 12.07.2018. Verfügbar online unter <https://www.regelleistung.net/ext/>.

**van Blijswijk, M. J., de Vries, L. J. (2012):** Evaluating congestion management in the Dutch electricity transmission grid. In *Energy Policy* 51, S. 916–926. Verfügbar online unter <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.051>.