CONNECT ENERGYECONOMICS
connect the dots ...

ENDBERICHT

LEITSTUDIE STROMMARKT
ARBEITSPAKET OPTIMIERUNG DES STROMMARKTDESIGNS

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Stand 2. Juli 2014

Bestandteil der „Leitstudie Strommarkt“

Konsortialpartner:

CONNECT ENERGYECONOMICS connect the dots ... consentec Fraunhofer ISI r2b research to business energy consulting

LEITSTUDIE STROMMARKT
ARBEITSPAKET OPTIMIERUNG DES STROMMARKTDESIGNS

Studie der Connect Energy Economics GmbH
im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Endbericht,
Stand 2. Juli 2014

Connect Energy Economics GmbH

Gabriele-Tergit-Promenade 15
10963 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi
kontakt@connect-ee.com

www.connect-ee.com

Abstract (English version)

An enhanced power market design should contribute to a (1) low-cost integration of growing shares of renewable electricity, to an (2) efficiently secured supply at times of low feed-in of renewable electricity, to (3) the integration of the Internal Electricity Market, and to (4) the achievement of climate protection targets. In a first step obstacles to power system flexibility and market distortions existing in the current design should be eliminated such that the integration of renewable electricity and security of supply can be improved and achieved at lower costs. In parallel, the climate protection instruments should be developed further. Once the power market has been optimized, further decisions can be made about the necessity and the particular design of capacity mechanisms that complement the new power market.

Abstract

Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sollte dazu beitragen, kostengünstig (1) steigende Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren, (2) die Versorgung auch bei geringer Einspeisung erneuerbarer Energien sicherzustellen, (3) den europäischen Binnenmarkt weiter zu integrieren, sowie (4) die Klimaschutzziele zu erreichen. In einem ersten Schritt sollten Flexibilitätshemmnisse und Fehlanreize im bestehenden Design behoben werden, wodurch die Integration erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit verbessert und kostengünstiger gestaltet werden. Parallel sollten die Klimaschutzinstrumente weiterentwickelt werden. Auf Basis des optimierten Strommarktdesigns kann dann entschieden werden, ob und wenn ja welche Kapazitätsmechanismen den Strommarkt ergänzen sollten.

Inhaltsverzeichnis

Abstract (English version) ..... **I**

Abstract ..... **I**

Inhaltsverzeichnis ..... **II**

Abbildungsverzeichnis ..... **IV**

Abkürzungsverzeichnis ..... **VI**

Executive summary (English version) **1**

Executive Summary **8**

1 Einführung und Motivation **15**

2 Funktionsweise des Strommarktes **18**

2.1 Ökonomische Grundlagen 18

2.2 Flexibilität als zentrale Anforderung 21

2.3 Einordnung der Versorgungssicherheit 25

2.4 Anpassung des Kraftwerksparks 29

2.5 Organisation des Strommarktes 32

2.6 Ergänzende Mechanismen 36

3 Empirische Analyse des Marktes und erwartete Entwicklung **37**

3.1 Erzeugungsmix und internationaler Austausch 37

3.2 CO_2-Handel 39

3.3 Preisentwicklung am Spotmarkt 40

3.4 Terminmarktentwicklung 41

3.5 Binnenmarktentwicklung 46

3.6 Spitzenlastentwicklung und -prognose 54

3.7 Lastflexibilität 56

3.8 Erzeugungskapazität 61

3.9 Entwicklung der Interkonnektorkapazität 63

3.10 Zwischenfazit 65

4 Flexibilität im Strommarkt **66**

4.1 Einordnung von Flexibilität 66

4.2 Flexibilitätsoptionen 69

4.3 Hemmnisskategorien 76
4.4 Zwischenfazit 78
5 Optimierungsmöglichkeiten innerhalb des Strommarktes 79
5.1 Hemmnisreduktion im Marktdesign 79
5.1.1 Produktdefinition am Spotmarkt 80
5.1.2 Einschränkungen der Preisbildung 82
5.1.3 Gate-Closure-Zeiten am Strommarkt 83
5.1.4 Bilanzkreismanagement 84
5.1.5 Regelleistungsmärkte 87
5.2 Hemmnisreduktion im Regulierungsdesign 92
5.2.1 Mindesteinspeisung 92
5.2.2 Koordination von Netz und Markt 95
5.2.3 Administrative Preisbestandteile im Stromsektor 99
5.2.4 Administrative Preisbestandteile an den Sektorgrenzen 101
5.2.5 Hemmnisse im EEG 103
5.3 Zwischenfazit 105
6 Kapazitätsmechanismen als Ergänzungsmöglichkeiten des Strommarktes 107
6.1 Ziele von Kapazitätsmechanismen und Optionen der Ausgestaltung 108
6.1.1 Hintergründe für die Einführung in anderen Ländern 108
6.1.2 Optionen zur Ausgestaltung 110
6.2 Bedarf und Bewertungskriterien 113
6.2.1 Diskussion zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen in einem flexiblen Markt 113
6.2.2 Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit 115
6.2.3 Bewertungskriterien 118
6.3 Absicherungsmechanismus ohne explizite Kapazitätsanreize 119
6.4 Kapazitätsanreizmechanismen 123
6.4.1 Dezentraler Kapazitätsmarkt 123
6.4.2 Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt 128
6.4.3 Zentraler selektiver Kapazitätsmarkt 131
6.5 Vorläufige Bewertung 134
6.6 Wirkung von Kapazitätsmechanismen auf die Flexibilisierung des Strommarktes 138

6.7 Zwischenfazit 141

7 Fazit 142

Literaturverzeichnis 145

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gebotskurven am Day-Ahead-Markt. Quelle: Eigene Darstellung (Daten von EEX, 2013). 22

Abbildung 2: Dreiquadrantenschema der Kraftwerksparkanpassung. Quelle: Eigene Darstellung. 30

Abbildung 3: Bruttostromerzeugungsmix, Netto-Importe, Base-Preis und EE-Anteil der Jahre 2000 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach AGEB (2013), EEX (2013). 38

Abbildung 4: CO_2-Zertifikatspreise in den Jahren 2005 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013). 39

Abbildung 5: Day-Ahead-Strompreise in der deutschen Marktzone in den Jahren 2001 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013). 40

Abbildung 6: Verhältnis von Phelix-Future- zu Spotmarktvolumina in den Jahren 2002 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013). 42

Abbildung 7: Anzahl und Höhe der Preisspitzen am deutschen Day-Ahead-Markt in den Jahren 2002 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013)..... 43

Abbildung 8: Marktgebiet der nordwesteuropäischen Marktkopplung (blau). Quelle: Eigene Darstellung. 46

Abbildung 9: Effizienzgewinne durch Handel. Quelle: Eigene Darstellung. 47

Abbildung 10: Preiskonvergenz der deutschen und niederländischen (links) sowie der deutschen und französischen Day-Ahead-Märkte in den Jahren 2001 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013), APX (2013). 49

Abbildung 11: Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark für die Jahre 2006 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (2013). 51

Abbildung 12: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark in 2012 und 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (2013), EEX (2013), RTE (2013), Elia (2013), Nord Pool Spot (2013). 52

Abbildung 13: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland und Dänemark in den Jahren 2006 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013), Energinet.dk (2013). 53

Abbildung 14: Historische Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E (2013), diverse (siehe Legende). 54

Abbildung 15: Opportunitätskosten-Merit-Order der industriellen Nachfrage. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von VGRdL (2013), LAK Energiebilanzen (2013). 58

Abbildung 16: Lastverschiebepotenziale in Süddeutschland nach maximaler Lieferzeit. Quelle: Eigene Darstellung nach Klobasa und von Roon (2013). 60

Abbildung 17: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Spitzenlast in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2013b), BNetzA (2013c), ENTSO-E (2013b), 50Hertz et al. (2013b). 61

Abbildung 18: Historische und prognostizierte Entwicklung der NTC zwischen Deutschland und seinen Nachbarmärkten. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (div. Jahre), ENTSO-E (2013b), BNetzA (2013a). 63

Abbildung 19: Flexibilisierung der Angebotsfunktion. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013). 70

Abbildung 20: Flexibilisierung der Nachfragefunktion. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013). 72

Abbildung 21: Flexibilisierung von Angebots- und Nachfragefunktionen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013). 75

Abbildung 22: Erzeugung und Preise an Spot- und Regelleistungsmärkten vom 14. Bis 17. Juni 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013), 50Hertz et al. (2013c). 89

Abbildung 23: Divergenz von Spotpreisverlauf und beispielhafter Endkundenpreisstruktur. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013). 96

Abbildung 24: Schematische Einordnung von Kapazitätsmechanismen 110

Abbildung 25: Angebotskurve mit Reservelösung. Quelle: Eigene Darstellung (Daten von EEX, 2013). 120

Abbildung 26: Einordnung von Kapazitätsmechanismen nach Stärke der Eingriffe in das Marktgeschehen. 135

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
APX	Amsterdam Power Exchange
BK	Bilanzkreis
BNetzA	Bundesnetzagentur
Diff-BK	Differenzbilanzkreis
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
ETS	EU Emissions Trading System
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOM	Energy-Only-Markt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Gewerbe / Handel / Dienstleistung
HT	Haupttarif
HH	Haushalt
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
NEP	Netzentwicklungsplan
NRV	Netzregelverbund
NT	Niedertarif
NTC	Net Transfer Capacity
P2G	Power to Gas

P2H	Power-to-Heat
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzkreisausgleichpreis
SLP	Standardlastprofil
SOAF	System Outlook and Adequacy Forecast
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

LEITSTUDIE STROMMARKT
ARBEITSPAKET OPTIMIERUNG DES STROMMARKTDESIGNS

Executive summary (English version)

The transformation of the power supply system towards a system characterised by electricity from renewable energy sources (RES-E) requires an evolution of the power market design. Both the supply side and the demand side need to become more flexible in order to balance the variable feed-in of wind and solar power. At the same time, security of supply needs to be maintained at all times in a system with large shares of RES-E, too. An optimised power market design can contribute to realizing these goals at low costs. This study describes how the market and regulatory design should be adapted to the current and future challenges of the power system transformation. To this end the study analyses (1) barriers to flexibility and market distortions in the current system. Furthermore, (2) options to optimize the market and regulatory design in the short and medium term are derived. The study additionally analyses (3) complementary measures to safeguard security of supply in the context of the flexibility requirements of the power market.

Current challenges in the power market

The expansion of RES-E and the integration of the Internal Electricity Market have changed the power mix. In the process, the utilisation of parts of the conventional power generation system has decreased. Currently, the market reacts to the resulting overcapacities with low power prices. For two reasons the necessary reduction of those overcapacities is only taking place slowly. First, the German generation costs are relatively low in comparison to other European markets. Therefore, the existing German capacities are increasingly used for power exports. Second, the discussion about introducing capacity mechanisms has been going on for years and entails the possibility of an additional source of income for generators. Both aspects may delay decisions to decommission capacities and may prolong the current situation of the low price levels.

At the same time RES-E, consumers and other suppliers of flexibility have only limited incentives to actively participate in the wholesale power market. Existing flexibility potential that could increase security of supply at times of high demand and low

feed-in of RES-E is currently not being used due to the low price level. There is a growing need for flexibility options that can lower the costs of integrating RES-E when demand is low and the feed-in is high. In order to realize a low-cost and secure adaptation of the market to RES-E, the prerequisites for the activation of the flexibility potential need to be created already today. Then, suppliers of flexibility can participate in the market as soon as the corresponding price signals are given. An optimized market and regulatory design can significantly support this process.

Obstacles to flexibility in the current market and regulatory design

The current market and regulatory design impedes an increase of flexibility in numerous areas of the power system. The design of today features various components that have developed over time with the market's fundamental supply and demand structure. Therefore, some design elements are tailored to the needs of a power system dominated by fossil and nuclear generation. In consequence, they are not in line with the current challenges of RES-E integration.

The market and regulatory design especially creates barriers when the market's price signal is being distorted. For example, the market price indicates how market participants should adapt their supply and demand to high RES-E feed-in in an optimal way, and which flexibility options are best suited for a given market situation. An unbiased price is therefore of vital importance for increasing the flexibility of the power market. A market design that limits the participation of RES-E, consumers and other suppliers of flexibility results in fewer available resources of flexibility.

Enhancement of the existing power market and regulatory design

There are numerous options to optimize the power market design in the short and medium term. The measures can significantly increase the efficiency of the market. The desired positive effects should be weighed carefully against the implementation costs and potential unwanted side effects. A number of the discussed options can already be implemented in the short term with relatively little effort. All measures can be designed to secure the operation of the market and the transmission network, and to support the integration of the Internal Market. The measures also allow to develop the market further in any direction. They are independent of long-term market design decisions and can therefore be regarded as no-regret measures.

The overall goal of the enhancement of the power market is to give all market participants access to an unbiased price signal, to coordinate the elements of the power system in a better manner and to create a non-discriminating market access for RES-E and flexible consumers.

The following list provides an overview of the most important existing obstacles to increasing flexibility and of the measures to optimize the power market and regulatory design.

1. MARKET DESIGN
   a. Product definitions
      - Obstacles: The hourly products traded at the day-ahead market make the participation of RES-E and flexible consumers difficult. 15 minute ramps are already known to occur on the trading day before delivery, but cannot be addressed optimally in the market. In consequence, the need for counter trades and balancing reserve is unnecessary high.
      - Measures: The introduction of 15 minute products at the day-ahead market should be considered in combination with hourly block contracts. Changes need to be coordinated with the European neighbouring markets.
   b. Formation of prices
      - Obstacles: The implicit mark-up ban restricts the bids of important market participants. This hinders the financing of capacities and slows down the process of increasing flexibility.
      - Measures: The mark-up ban should be revoked.
   c. Gate closure
      - Obstacles: The gate closure of the intraday market is set 45 minutes before delivery. In this timeframe, new information on RES-E feed-in or load cannot be considered in the market. Therefore, balancing power needs to be called too often.
      - Measures: In perspective, the gate closure of the spot markets should be set closer to delivery. Thereby, the requirements of transmission system operators and of the Internal Market need to be taken into account.
   d. Management of balancing groups
      - Obstacles: The incentives to actively manage balancing groups may currently be insufficient. This can lead to an inefficiently low demand for secure capacity and flexible loads. Unbalanced balancing groups can threaten the security of the power system unnecessarily.
      - Measures: The active management of balancing groups should be closely monitored. The incentives of the current balancing energy mechanism can be strengthened gradually should they prove to be insufficient to trigger active management.

e. Balancing reserve markets

- Obstacles: The prequalification requirements as well as long procurement timeframes hamper offers from RES-E and flexible consumers. At the same time, the temporal coordination of balancing reserve markets and spot markets is insufficient, such that arbitrage is made difficult.
- Measures: Especially secondary and primary reserves should be procured more often and for shorter timeframes. The prequalification requirements should be adjusted to facilitate market access for flexible suppliers and consumers without impairing the quality of the reserve.

2. REGULATORY DESIGN

a. Minimum generation requirements

- Obstacles: The provision of reactive power by conventional plants, the provision of balancing reserves and the heat-demand-driven operation of combined heat and power plants (CHP) unnecessarily increase the minimum generation of power plants (must-run). This can lead to inefficiently low power prices in times of high RES-E feed-in.
- Measures: Reactive power should be increasingly provided independently from power plants. The balancing reserve market should be developed further (see above). CHP plants should be increasingly operated according to power market needs. Therefore, a stronger use of flexible CHP technologies and heat storage is required.

b. Network tariffs

- Obstacles: The network tariff structure for industrial and private end consumers can lead to a divergence between their consumption pattern and the supply situation at the spot markets. The tariff structure thus blocks an increase in flexibility on the demand-side.
- Measures: The tariffs should to a higher degree be based on fixed costs, such that consumers face the market signals. The regulation of §19 (2) of the Power Network Tariff Decree (StromNEV) regarding the reduction of tariffs should be reviewed in order to improve the coordination of network-related and market-related incentives.

c. Administrative price components
   - Obstacles: Tariffs, fees and cost allocations can bias the operative decisions of market participants. Especially the exemption of auto-production and heterogeneous taxing in the power, heat and transport sectors can lead to disadvantageous behaviour with regard to the power system as a whole.
   - Measures: Especially the regulation of auto-production for private generators should be revised. The fuel-specific taxation should be standardized across sectors if possible. A dynamic allocation of the Renewable Energy Law (EEG) surcharge is currently being discussed in the context of setting incentives more efficiently from a system-wide perspective.

d. Renewable Energy Law (EEG)
   - Obstacles: In the past, the fixed feed-in tariff led to an inflexible supply of RES-E that was decoupled from the power price signal. In consequence, prices sank to an unnecessary low level in situations with high feed-in and simultaneously low demand.
   - Measures: The expansion of direct marketing helps to increase the flexibility of RES-E supply. Furthermore, direct marketing stabilises the market value of RES-E in times of high feed-in and low demand.

Categorisation of capacity mechanisms

The increase in flexibility of the power market strengthens security of supply. Especially with high shares of RES-E the use of flexibility options on the supply- and demand-side significantly facilitates both the integration of high RES-E volumes and the satisfaction of demand in times of low RES-E feed-in. If the power market becomes completely flexible, no further measures to secure supply are necessary. In the course of the process of increasing flexibility however additional measures to safeguard supply may be reasonable. A safeguard can be established by some relatively minor changes of the regulatory design. The corresponding short-term measures include a competitive design of the network reserve and the development of a European perspective on security of supply.

In comparison to the above mentioned no-regret measures capacity markets interfere strongly with the power market and entail significant regulatory risks. The parameter setting of capacity markets is complex and prone to errors. This can create the need to continuously adapt the regulation, which makes the exertion of political influence likely. Selective elements in capacity mechanisms also introduce distribution issues into the design process and can generate new subsidy cases. All of the mentioned risks can result in significant additional long lasting costs from regulatory intervention.

Furthermore it is very difficult to design capacity mechanisms that do not hinder the continuing integration of the Internal Market.

Capacity markets can also compromise the process of increasing the power market's flexibility. In consequence, the market value of RES-E can decline with a subsequent significant rise of the EEG surcharge and the associated costs of RES-E market integration.

- BARRIERS: The participation in capacity markets can be constrained by prequalification requirements. The procurement timeframes can also implicitly constrain market access. This especially holds true for flexible consumers who cannot offer their capacity multiple years in advance and for long time frames. The setting of technology-specific sub-targets increases the risk of missing the optimal mix of flexibility options and may increase the total system costs in consequence.
- MISSING INCENTIVES: Capacity markets influence the formation of power market prices. If capacity is no longer co-financed by the sale of power, the market exhibits lower price volatility because of reduced price peaks. Consequently, financial incentives necessary for the activation of flexibility options are lost.
- DECLINING MARKET VALUE, INCREASING EEG COSTS: The low level of flexibility in power systems with capacity markets decreases the market value of RES-E and results in a lower relative competitiveness of RES-E. Thus, the costs of RES-E market integration increase, leading to a rise of the EEG surcharge.

Further research

The analyses conducted in this study define first requirements for the future market design. At the same time, short and medium term options to optimize the design are introduced that direct the power system towards RES-E and facilitate safeguarding supply. However, there is still a need for further research in various areas.

Security of supply should be assessed according to cross-national, dynamic concepts that consider the reaction of market participants to signals of scarcity. In order to gradually improve the methods, an approach that systematically includes the contribution of RES-E, flexible consumers and interconnectors to the security of supply needs to be developed. Consentec GmbH currently analyses possibilities to adapt these methods in a project associated to this study. Furthermore, research on the costs and market effects of various capacity mechanisms is needed, since a quantitative assessment of the options is necessary for the final evaluation of the options. These questions are currently addressed by r2b energy consulting GmbH in another associated project.

This study raises questions about the long-term development of the RES-E market value and the future design of potential support schemes, which are currently analysed by Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research. On the European level a reform of the CO_2 emissions trading system should also be considered. These topics are of great importance for the success of the transformation process and corresponding measures need to be designed under consideration of their interdependencies with the power market design. The overall goal should be to create a reliable, long-term regulatory framework that organises the adaptation process of the Energiewende in a market-based manner.

Executive Summary

Die Transformation der Stromversorgung zu einem von erneuerbaren Energien geprägten System erfordert eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Sowohl das Angebot als auch die Nachfrage müssen sich flexibilisieren, um die volatile Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie auszugleichen. Gleichzeitig muss die Versorgung auch in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu jedem Zeitpunkt gesichert sein. Ein optimiertes Strommarktdesign kann dazu beitragen, dass diese Ziele kostengünstig erreicht werden. Die vorliegende Studie beschreibt, wie das Markt- und Regulierungsdesign an die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen des Transformationsprozesses angepasst werden sollte. Dazu untersucht die Studie (1) Flexibilitätshemmnisse und Fehlanreize im bestehenden Design. Aus der Analyse werden (2) Weiterentwicklungsmöglichkeiten abgeleitet, die das Markt- und Regulierungsdesign kurz- bis mittelfristig optimieren können. Darüber hinaus analysiert die Studie (3) ergänzende Maßnahmen zur Absicherung der Versorgung im Kontext der Strommarktflexibilisierung.

Aktuelle Herausforderungen im Strommarkt

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die europäische Binnenmarktintegration haben zu einer geänderten Zusammensetzung der Stromerzeugung geführt. In diesem Zuge hat sich die Auslastung von Teilen des konventionellen Kraftwerksparks verringert. Zurzeit besteht deshalb ein Überangebot an Erzeugungskapazitäten, auf das der Markt mit niedrigen Preisen reagiert. Der notwendige Abbau der Überkapazitäten schreitet jedoch aus zwei Gründen nur langsam voran. Zum einen sind die Erzeugungskosten des deutschen Stromsystems im europäischen Vergleich relativ niedrig, sodass die bestehenden Kapazitäten zunehmend für den Export genutzt werden. Zum anderen herrscht seit einigen Jahren eine Diskussion über die Einführung von Kapazitätsmechanismen, von der sich Kraftwerksbetreiber zusätzliche Einnahmen versprechen. Beide Aspekte können Stilllegungsentscheidungen verzögern und das niedrige Preisniveau verfestigen.

Gleichzeitig bestehen für erneuerbare Energien, Nachfrager und andere Anbieter von Flexibilität nur begrenzte Anreize, aktiv am Markt teilzunehmen. Bestehende Flexibilitätspotenziale, die in Zeiten einer hohen Last und gleichzeitig niedriger EE-Einspeisung zur Absicherung der Versorgung beitragen können, werden insbesondere aufgrund des niedrigen Preisniveaus werden derzeit noch wenig genutzt. Zugleich wächst der Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die bei einer niedrigen Last und einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien eine kostengünstige Integration der erneuerbaren Strommengen ermöglichen können. Um die notwendige Anpassung des

Marktes kostengünstig und sicher zu gestalten, müssen bereits heute die Voraussetzungen für die Aktivierung der Flexibilitätspotenziale geschaffen werden, damit sie am Markt teilnehmen sobald entsprechende Preissignale auftreten. Ein optimiertes Markt- und Regulierungsdesign kann diese Prozesse maßgeblich unterstützen.

Flexibilitätshemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign

Das bestehende Markt- und Regulierungsdesign hemmt in vielen Bereichen die Flexibilisierung der Stromversorgung. Es enthält viele Komponenten, die sich im Zeitverlauf gemeinsam mit der fundamentalen Angebots- und Nachfragestruktur sowie mit den energiepolitischen Schwerpunkten entwickelt haben. Viele Designelemente orientieren sich deshalb an den Bedürfnissen eines durch fossile und nukleare Erzeugung geprägten Systems. Sie sind dementsprechend nicht auf die aktuellen Herausforderungen ausgerichtet.

Das Markt- und Regulierungsdesign führt insbesondere dann zu Hemmnissen, wenn das Preissignal des Marktes verzerrt wird. Der Marktpreis zeigt den Marktteilnehmern, wie sie z.B. ihr Angebot und ihre Nachfrage optimal an eine sehr hohe Einspeisung erneuerbarer Energien anpassen können, und welche Flexibilitätsoptionen am besten für diese Situation geeignet sind. Ein unverzerrter Preis ist deshalb für das Funktionieren des Strommarktes von erheblicher Bedeutung. Darüber hinaus wird die Flexibilisierung auch gehemmt, wenn das Marktdesign die Teilnahme von erneuerbaren Energien, Nachfragern und weiteren Anbietern von Flexibilität am Markt erschwert.

Weiterentwicklung des bestehenden Strommarkt- und Regulierungsdesigns

Es bestehen vielfältige Möglichkeiten, um das Strommarktdesign kurz- bis mittelfristig zu optimieren. Die Maßnahmen können die Funktionsweise des Marktes signifikant verbessern. Die erwünschten positiven Effekte sollten sorgfältig gegen den Umsetzungsaufwand und mögliche unerwünschte Nebenwirkungen abgewogen werden. Eine Vielzahl der diskutierten Optionen ist bereits kurzfristig und mit relativ geringem Aufwand umsetzbar. Alle Maßnahmen können zudem so gestaltet werden, dass sowohl der Markt als auch das Netz sicher betrieben werden können, und die weitere Integration des europäischen Binnenmarktes ermöglicht wird. Die Maßnahmen lassen zudem alle Weiterentwicklungsmöglichkeiten offen, sodass sie unabhängig von langfristigen Marktdesignentscheidungen sind. Aus diesem Grund können sie als No-Regret-Maßnahmen bezeichnet werden.

Die übergeordneten Ziele der Strommarktweiterentwicklung liegen darin, den Marktteilnehmern Zugang zu einem unverzerrten Preissignal zu ermöglichen, die Elemente des Stromsystems besser aufeinander abzustimmen und einen diskriminierungsfreien Marktzugang für erneuerbare Energien und flexible Nachfrager zu schaffen.

Die folgende Liste gibt eine Übersicht der wichtigsten bestehenden Hemmnisse sowie der Maßnahmen zur Optimierung des Strommarktdesigns:

1. MARKTDESIGN
   a. Produktdefinitionen
      - Hemmnisse: Die Stundenprodukte am Day-Ahead-Markt erschweren es volatilen erneuerbaren Energien und flexiblen Nachfragern am Markt teilzunehmen. Bereits am Vortag sind die viertelstündlichen Rampen bekannt, können jedoch nicht ideal am Markt abgebildet werden. Der Bedarf für Ausgleichsgeschäfte und Regelenergie ist daher unnötig hoch.
      - Maßnahmen: Die Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-Ahead-Markt sollte in Kombination mit stündlichen Blockgeboten geprüft werden. Anpassungen müssen zudem mit den europäischen Nachbarmärkten koordiniert werden.
   b. Preisbildung
      - Hemmnisse: Das implizite Mark-Up-Verbot beschränkt das Gebotsverhalten wichtiger Marktteilnehmer. Dadurch wird die Refinanzierung von Kapazität erschwert und die Flexibilisierung gebremst.
      - Maßnahmen: Das Mark-Up-Verbot sollte aufgehoben werden.
   c. Gate-Closure
      - Hemmnisse: Der Handelsschluss des Intradaymarktes liegt 45 Minuten vor der Lieferung. Neue Informationen zur EE-Einspeisung oder zur Last können in dieser Zeit nicht am Markt berücksichtigt werden. Dadurch kommt es unnötig oft zum Einsatz von Regelenergie.
      - Maßnahmen: Der Handelsschluss der Spotmärkte sollte perspektivisch näher an den Lieferzeitpunkt herangeführt werden. Dabei müssen die Bedürfnisse der Netzbetreiber und des Binnenmarktes berücksichtigt werden.
   d. Bilanzkreismanagement
      - Hemmnisse: Möglicherweise sind die Anreize zur aktiven Bewirtschaftung von Bilanzkreisen unzureichend. Dadurch kann die Nachfrage nach gesicherter Leistung und flexiblen Lasten ineffizient niedrig sein. Unausgeglichene Bilanzkreise können außerdem die Systemsicherheit unnötig gefährden.
      - Maßnahmen: Die aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise sollte beobachtet werden. Sollte sich herausstellen, dass die Anreizwirkung des aktuellen Ausgleichsenergiemechanismus nicht für eine aktive Bewirtschaftung ausreicht, besteht die Möglichkeit, die Anreize graduell nachzuschärfen.

e. Regelleistungsmärkte

- Hemmnisse: Die Präqualifikationsbedingungen sowie lange Ausschreibungszeiträume und lange Produktlieferzeiten behindern das Angebot von erneuerbaren Energien und flexiblen Nachfragern. Gleichzeitig sind Regelleistungs- und Spotmärkte nicht ausreichend aufeinander abgestimmt, sodass Ausgleichsgeschäfte erschwert werden.
- Maßnahmen: Insbesondere die Sekundär- und Primärregelleistung sollte häufiger und für kürzere Zeitscheiben ausgeschrieben werden. Die Präqualifikationsbedingungen sollten so angepasst werden, dass flexiblen Anbietern und Nachfragern der Marktzugang erleichtert wird, ohne die Qualität der Regelleistung zu beeinträchtigen.

2. REGULIERUNGSDESIGN

a. Mindesteinspeisung

- Hemmnisse: Die kraftwerksgebundene Bereitstellung von Blindleistung, die Regelleistungsbereitstellung und die wärmegeführte Fahrweise von KWK-Anlagen erhöhen die Mindesteinspeisung von Kraftwerken unnötig. Dadurch kommt es in Situationen mit hoher EE-Einspeisung zu ineffizient niedrigen Preisen und Abregelung von EE.
- Maßnahmen: Blindleistung sollte zunehmend kraftwerksunabhängig bereitgestellt werden. Der Regelenergiemarkt sollte weiterentwickelt werden (s.o.). KWK-Anlagen sollten zunehmend strommarktgeführt betrieben werden. Dazu ist der verstärkte Einsatz von flexiblen KWK-Technologien und Wärmespeichern nötig.

b. Netzentgelte

- Hemmnisse: Die Struktur der Entgelte für Industrie- und private Endkunden kann dazu führen, dass flexibel an den Spotmärkten orientierter Verbrauch durch höhere Netzentgelte pönalisiert wird. Die derzeitige Netzentgeltstruktur blockiert folglich die Flexibilisierung der Nachfrage.
- Maßnahmen: Die Entgelte sollten so ausgestaltet sein, dass flexible Nachfrager an den Markt herangeführt werden. Die Regelungen zur Reduzierung der Entgelte nach §19(2) StromNEV sollten geprüft werden, um die Koordination von netz- und marktseitigen Anreizen zu verbessern.

c. Administrative Preisbestandteile
   - Hemmnisse: Entgelte, Abgaben und Umlagen können die Einsatzentscheidung von Marktteilnehmern verzerren. Insbesondere die Befreiung des Eigenverbrauchs und uneinheitliche Belastungen in den Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren können zu systemschädlichem Verhalten führen.
   - Maßnahmen: Insbesondere die Eigenverbrauchsregelung sollte überarbeitet werden. An den Sektorgrenzen sollten energieträgerspezifische Belastungen nach Möglichkeit vereinheitlicht werden. Um Verzerrungen durch Umlagen zu adressieren wird derzeit diskutiert, ob die EEG-Umlage dynamisch ausgestaltet werden könnte.

d. EEG
   - Hemmnisse: Die feste Einspeisevergütung führte in der Vergangenheit zu einem inflexiblen Angebot erneuerbarer Energien, das vom Strommarktsignal abgekoppelt ist. Dadurch kam es zu einem unnötig starken Preisverfall bei hoher EE-Einspeisung und einer gleichzeitig niedrigen Nachfrage.
   - Maßnahmen: Durch die Ausweitung der Direktvermarktung kann das Angebot erneuerbarer Energien flexibilisiert werden. Zudem kann in Situationen mit hoher EE-Einspeisung und niedriger Last der Marktwert erneuerbarer Energien stabilisiert werden.

Einordnung von Kapazitätsmechanismen

Die Flexibilisierung des Strommarktes stärkt die Versorgungssicherheit. Insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien erleichtert die Nutzung von angebots- und nachfragseitigen Flexibilitätsoptionen sowohl die Integration hoher EE-Einspeisung als auch die Deckung der Stromnachfrage bei geringer EE-Einspeisung deutlich. Wenn es gelingt den Strommarkt vollständig zu flexibilisieren, sind keine zusätzlichen Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung notwendig. Im Laufe des Flexibilisierungsprozesses kann eine zusätzliche Absicherung der Versorgung jedoch sinnvoll sein. Diese Absicherung kann durch einige relativ geringfügige Änderungen des Regulierungsdesigns erreicht werden. Zu diesen kurzfristigen Maßnahmen gehören die wettbewerbliche Ausgestaltung der Netzreserve und die Entwicklung einer europäischen Perspektive auf die Versorgungssicherheit.

Im Vergleich zu den genannten No-Regret-Maßnahmen greifen Kapazitätsmärkte sehr tief in den Strommarkt ein und bergen signifikante regulatorische Risiken. Die Parametrisierung der Märkte ist komplex und fehleranfällig. Dies kann Bedarf für kontinuierliche Nachregulierungen schaffen und macht gleichzeitig politische Einflussnahme wahrscheinlich. Selektive Elemente führen außerdem Verteilungsfragen in den Designprozess ein und können neue Subventionstatbestände generieren. Alle

genannten Risiken können letztlich zu signifikanten Zusatz- und Folgekosten des Markteingriffs führen. Darüber hinaus ist es sehr schwierig Kapazitätsmechanismen so zu gestalten, dass sie die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes nicht behindern.

Kapazitätsmärkte können außerdem den Flexibilisierungsprozess des Strommarktes beeinträchtigen. Dadurch kann der Marktwert der erneuerbaren Energien sinken, und die EEG-Umlage und die Kosten der Integration erneuerbarer Energien deutlich ansteigen.

- BARRIEREN: Die Teilnahme von Anbietern an Kapazitätsmärkten kann an Präqualifikationsbedingungen geknüpft sein, die einzelne Anbietergruppen ausschließen. Auch die Ausschreibungszeiträume können implizit den Zutritt behindern. Das gilt insbesondere für flexible Lasten, die ihre Leistung nicht mehrere Jahre im Voraus und für lange Zeiträume anbieten können. Technologiespezifische Mengenvorgaben steigern zusätzlich das Risiko, dass die optimale Zusammensetzung der Flexibilitätsoptionen verfehlt wird und die Gesamtkosten steigen.
- FEHLENDE ANREIZE: Kapazitätsmärkte beeinflussen außerdem die Preisbildung am Strommarkt. Wenn Leistung nicht mehr über den Stromverkauf mitfinanziert werden muss, treten weniger Preisspitzen auf. Dadurch fehlen finanzielle Anreize, die für die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen notwendig sind.
- SINKENDER MARKTWERT, STEIGENDE EEG-UMLAGE: Das geringe Flexibilitätsniveau verringert den Marktwert der erneuerbaren Energien. Kapazitätsmärkte verringern somit die relative Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien. Dadurch entstehen höhere Kosten der EE-Integration, die ebenfalls zu einer steigenden EEG-Umlage führen.

Forschungsbedarf

Die in dieser Studie durchgeführten Analysen definieren erste Anforderungen an ein Marktdesign der Zukunft. Gleichzeitig werden bereits kurz- bis mittelfristige Optimierungsmöglichkeiten vorgestellt, die die Ausrichtung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien und die Absicherung der Versorgung erleichtern. In vielen Bereichen besteht jedoch weiterer Forschungsbedarf.

Versorgungssicherheit sollte anhand von länderübergreifenden, dynamischen Konzepten bewertet werden, die die Reaktion der Marktteilnehmer auf Knappheitssignale berücksichtigen. Um die Bewertungsmethoden sukzessive zu verbessern, muss ein Ansatz entwickelt werden, der die Beiträge erneuerbarer Energien, flexibler Lasten und Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit systematisch berücksichtigt. Zurzeit untersucht die Consentec GmbH deshalb im Rahmen eines Schwesterprojektes

mögliche Weiterentwicklungen der Methode. Darüber hinaus besteht weiterer Forschungsbedarf zu den Kosten und Marktwirkungen der verschiedenen Kapazitätsmechanismen, deren quantitative Analyse für eine abschließende Bewertung der Optionen notwendig ist. Diese Themen werden in einem weiteren Schwesterprojekt von der r2b energy consulting GmbH adressiert.

An die in dieser Studie bearbeiteten Fragestellungen schließen sich des Weiteren die Themen der Marktwertentwicklung erneuerbarer Energien und des Förderdesigns an, die zurzeit durch das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung bearbeitet werden. Auf europäischer Ebene sollte außerdem eine Reform des CO_2-Handels geprüft werden. Diese Themen sind ebenfalls für den Erfolg des Transformationsprozesses maßgeblich und müssen gemeinsam mit dem Strommarktdesign gedacht werden. Das Ziel ist es, einen verlässlichen, langfristigen Ordnungsrahmen zu schaffen, der die Anpassungsprozesse der Energiewende marktwirtschaftlich organisiert.

1 Einführung und Motivation

DAS ZIEL

Die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns soll die Bedürfnisse der Energiewende sicher und kostengünstig erfüllen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung hat die langfristigen Ziele für den Umbau des Elektrizitätssystems festgelegt. Ein Hauptpfeiler des Energiekonzepts ist der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), mit dem auch der Anteil der fluktuierenden Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie an der Stromversorgung steigt. Sowohl das Angebot als auch die Nachfrage nach Strom müssen flexibler werden, um auf die Schwankungen in der EE-Einspeisung reagieren zu können. Diese Flexibilität ist notwendig, damit die Versorgung zu jedem Zeitpunkt abgesichert ist und die Stromproduktion der erneuerbaren Energien effizient genutzt wird.

Die Transformation des Versorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien erfordert deshalb eine Anpassung des Strommarktdesigns. Das Strommarktdesign ist für die Flexibilisierung von entscheidender Bedeutung, da es das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage organisiert. Das aktuelle deutsche Marktdesign besteht aus zahlreichen Designelementen und regulatorischen Vorgaben. Die Designelemente wurden in unterschiedlichen zeitlichen Phasen eingeführt und haben sich wie die fundamentalen Eigenschaften des Elektrizitätssystems sukzessive entwickelt. Die Flexibilität des Systems war in der Vergangenheit jedoch von nachrangiger Bedeutung. Das heutige Marktdesign ist deshalb nicht optimal auf die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen des Systemumbaus eingestellt.

Die Wechselwirkungen zwischen den Designelementen machen die Weiterentwicklung des Marktdesigns komplex. Als Leitbild für die Weiterentwicklung dient in dieser Studie das energiepolitische Dreieck, das ein Zielsystem aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit beschreibt. Die drei Zieldimensionen müssen sich stets im Gleichgewicht befinden, damit das Marktdesign langfristig robust ist. In den energiepolitischen Diskussionen wird jedoch häufig eine der Zieldimensionen in den Vordergrund gestellt, wodurch das Zielsystem aus der Balance gerät. Diese einseitigen Schwerpunkte machen ausgleichende Änderungen zu einem späteren Zeitpunkt notwendig. Anpassungen des Markt- und Regulierungsdesigns sollten deshalb ausgewogen und robust gestaltet werden.

Es existiert eine Vielzahl von technologischen Flexibilitätsoptionen, die die volatile Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie ausgleichen und zur Sicherung der Versorgung beitragen können. Dazu zählen die Übertragungsnetze, flexible konventionelle Kraftwerke, flexible Verbraucher (zu- und abschaltbare Lasten), sowie Speicher. Um den Bedarf nach Flexibilität kostengünstig decken zu können, muss sich ein optimaler Technologiemix einstellen. Der Strommarkt spielt dabei eine entscheidende Rolle, da

er einen Wettbewerb der angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen erlaubt. Der Marktpreis kann die Informationen zum Flexibilitätsbedarf des Versorgungssystems bündeln und für alle Technologien einheitliche ökonomische Anreize für eine Teilnahme am Markt setzen. Die Voraussetzung für das Funktionieren dieser wettbewerblichen Prozesse ist jedoch ein geeignetes Strommarktdesign. Das Marktdesign muss deshalb gewährleisten, dass das Preissignal alle Marktteilnehmer unverzerrt erreicht und dass alle Akteure einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Märkten haben.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist zunächst die Analyse des bestehenden Strommarktdesigns. Es werden Hemmnisse identifiziert, die der Flexibilisierung des Strommarktes und seiner Ausrichtung auf erneuerbare Energien entgegenstehen. Darauf aufbauend werden kurz- bis mittelfristig umsetzbare Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Markt- und Regulierungsdesign diskutiert, die die Anreize für die Systemtransformation stärken können. Die Beseitigung der Flexibilitätshemmnisse ist in der Regel möglich, ohne dass das heutige Marktdesign strukturell geändert werden muss. Im ersten Teil dieser Studie steht deshalb die Optimierung der bestehenden Strukturen und Regeln im Vordergrund.

Zurzeit werden auch langfristige Marktdesignänderungen diskutiert, die die Funktionsweise des Strommarktes dauerhaft verändern würden. Im Fokus der Diskussion stehen Kapazitätsmechanismen, die den Strommarkt ergänzen würden. Kapazitätsmechanismen halten gesicherte Leistung mit dem Ziel vor, die Versorgung explizit abzusichern. Sowohl der Bedarf für einen Kapazitätsmechanismus als auch sein Design werden derzeit kontrovers erörtert. Der Einfluss der Strommarktflexibilisierung auf die Versorgungssicherheit und damit auf die Notwendigkeit ergänzender Mechanismen wurde jedoch bisher nur am Rande betrachtet. In dieser Studie werden Kapazitätsmechanismen deshalb auch im Kontext des Flexibilisierungsprozesses betrachtet. Dabei werden auch die Rückwirkungen der diskutierten Designs auf die Flexibilität untersucht. Die abschließende Prüfung der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen und die finale Bewertung der diskutierten Varianten sind jedoch kein Bestandteil dieser Studie. Diese Arbeitsschritte werden in einem Schwesterprojekt durchgeführt.[1] Die in der vorliegenden Studie durchgeführten Analysen stellen stattdessen die grundlegenden Wirkungszusammenhänge dar und erlauben eine erste Einordnung der Mechanismen.

Die Weiterentwicklung des Fördersystems der erneuerbaren Energien und des CO_2-Handels steht nicht im Fokus dieser Studie. Diese Themen sind ebenfalls für den Erfolg des Transformationsprozesses maßgeblich und müssen gemeinsam mit dem Strommarktdesign gedacht werden. Das Ziel ist es, einen verlässlichen, langfristigen

[1] r2b (in Veröffentlichung): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Simulation des europäischen Strommarktes bis 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Ordnungsrahmen zu schaffen. Da der Energiesektor durch teils mehrjährige Vorlaufzeiten von Investitionen mit langer Kapitalbindung geprägt ist, ist die Planungssicherheit für Marktteilnehmer von besonderer Bedeutung.

Die Studie gliedert sich wie folgt: Das zweite Kapitel definiert grundlegende Begriffe und erläutert wesentliche Zusammenhänge im Strommarkt. Das dritte Kapitel liefert darauf aufbauend empirische Analysen der aktuellen Marktsituation. Im vierten Kapitel werden die Notwendigkeit und die Rolle von Flexibilität im Strommarkt diskutiert. Ausgewählte Flexibilitätsoptionen werden anschließend vorgestellt und anhand ihrer Eigenschaften eingeordnet. Das fünfte Kapitel stellt Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Strommarkt- und Regulierungsdesign dar, die auf die Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen abzielen und einen fairen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Optionen ermöglichen. Ergänzungsmöglichkeiten des Strommarktes werden im sechsten Kapitel diskutiert. In diesem Zuge werden ihre Motivation, Ausgestaltungsmöglichkeiten und Wirkungen aufbereitet. Das siebte Kapitel fasst die Erkenntnisse der Studie zusammen und schließt mit einem Fazit.

2 Funktionsweise des Strommarktes

DIE BASIS

Ein grundlegendes Verständnis der Wirkungszusammenhänge im Strommarkt bildet die Basis für die Diskussion der Weiterentwicklungsmöglichkeiten.

Ein komplexes System wie der Strommarkt muss ganzheitlich betrachtet werden. Deshalb ist es für die Analyse der Weiterentwicklungsmöglichkeiten unerlässlich, die grundlegenden Wirkungszusammenhänge im Strommarkt zu verstehen und zu berücksichtigen. In diesem Kapitel werden daher zunächst zentrale Begriffe und ökonomische Zusammenhänge erklärt. Die in dieser Studie erarbeiteten Analysen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten bauen auf diesen Grundlagen auf und müssen deshalb im Kontext der folgenden Erläuterungen interpretiert werden.

2.1 ÖKONOMISCHE GRUNDLAGEN

MARKTORGANISATION

Die Leistungsfähigkeit eines Marktes und somit sein Innovations- und Effizienzpotenzial hängt wesentlich von der Flexibilität von Angebot und Nachfrage ab.

Marktplätze führen Angebot und Nachfrage zusammen und liefern einen daraus resultierenden Preis. Im Idealzustand eines „vollkommenen Marktes“ werden die Nachfrage und das Angebot jederzeit durch einen Preis zusammengeführt, der von beiden Seiten aufgrund ihrer Präferenzen akzeptiert wird. Dieses optimale Marktergebnis kommt zustande, da die Marktteilnehmer ihre wahren Präferenzen durch Kauf- und Verkaufsgebote signalisieren. In diesem Fall können die Innovations- und Effizienzpotenziale des Marktes optimal genutzt werden, sodass das gewünschte Produkt zu niedrigen Kosten bereitgestellt werden kann. In einem solchen vollkommenen Markt könnte die Energiewende friktionsfrei und sicher organisiert werden. Ein vollkommener Markt setzt jedoch verschiedene Bedingungen voraus. Da diese Bedingungen in der Realität selten gegeben sind, weisen die meisten Märkte verschiedene Unvollkommenheiten auf.

VOLLKOMMENER MARKT

In einem vollkommenen Markt herrscht vollständige Transparenz über die Präferenzen aller Akteure, und somit auch über ihre Kosten und ihren Nutzen hinsichtlich eines einheitlichen (homogenen) Gutes. In diesem Rahmen reagieren die Marktteilnehmer unendlich schnell. Es stellt sich zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ein, in dem der Markt geräumt und die Wohlfahrt maximiert wird. Vollkommene Märkte sind folglich arbitragefrei: Alle Spielräume zur Maximierung der Wohlfahrt werden genutzt, und die Marktteilnehmer können keine

zusätzlichen Gewinne erzielen, wenn sie vom Marktergebnis abweichen. Diese Voraussetzungen für vollkommene Märkte sind in der Realität kaum zu finden. Marktunvollkommenheiten sind jedoch nicht mit Marktversagen zu verwechseln. Dennoch kann ein hohes Maß an Marktunvollkommenheiten grundsätzlich zu Marktversagen führen.

Eine der grundlegenden Eigenschaften eines vollkommenen Marktes ist die Homogenität des gehandelten Gutes. Ein Gut ist dann homogen, wenn es einheitliche Eigenschaften aufweist. Diese Bedingung ist im Stromsektor größtenteils erfüllt, da die physikalischen Eigenschaften des Gutes Strom, insbesondere Frequenz und Spannung, normiert sind. Wenn ein Verbraucher individuelle Präferenzen hinsichtlich des Ursprungs des Stroms hat, kann diese Präferenz über Kennzeichnungen berücksichtigt werden. Diese Kennzeichnung wird jedoch unabhängig von dem physikalischen Produkt Strom gehandelt.

Zwei Bedingungen für einen vollkommenen Markt werden im Stromsektor jedoch nicht vollständig erfüllt. Zum einen verfügt der Markt nicht über vollständige Informationen zu den Präferenzen aller Marktteilnehmer. Die Markttransparenz ist deshalb in einigen Bereichen eingeschränkt. Zum anderen brauchen z.B. Investitionen eine gewisse Vorlaufzeit, um im Markt wirksam zu werden. Die Reaktionsgeschwindigkeit ist dementsprechend nicht unendlich.

Die Markttransparenz ist für das Funktionieren des Strommarktes wichtig, da Angebot und Nachfrage leichter zusammengeführt werden können, wenn die wahren Präferenzen beider Seiten bekannt sind. Ein Ansatz zur Erhöhung der Markttransparenz ist die Steigerung der Liquidität des Marktes. Liquidität geht in der Regel mit großen Handelsvolumina und einer hohen Anzahl an Marktteilnehmern einher. Eine Steigerung der Liquidität erhöht deshalb die Anzahl der geäußerten Präferenzen und somit die Transparenz. Ein positives Beispiel für eine Maßnahme zur Steigerung der Liquidität ist die Integration des europäischen Strombinnenmarktes, die internationalen Marktteilnehmern den Zugang zu den Handelsplätzen erleichtert.

VIELE VERBRAUCHER HABEN DERZEIT KAUM ANREIZE, IHRE PRÄFERENZEN ZU OFFENBAREN

Zurzeit sind die Kenntnisse über die Präferenzen der Nachfrager unvollständig, sodass die Transparenz in diesem Bereich eingeschränkt ist. Viele Verbraucher, insbesondere Konsumenten mit geringen Abnahmemengen, nehmen nicht direkt am Strommarkt teil. Diese Verbraucher beziehen ihren Strom in der Regel über Vertriebe zu einem mittelfristig fixierten Preis, sodass sie keine Anreize haben, auf die kurzfris-

tigen Schwankungen des Großhandelspreises zu reagieren. Es besteht für die Verbraucher folglich keine Notwendigkeit, preisabhängige Präferenzen über ihren Stromkonsum zu offenbaren.

Die begrenzte Reaktionsgeschwindigkeit der Akteure stellt die zweite Abweichung des Strommarktes von dem Prinzip des vollkommenen Marktes dar. Am kurzfristigen Strommarkt können die Stromhändler zwar sehr schnell auf Änderungen des Stromverbrauchs im Tagesverlauf oder auf die stündlich schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien reagieren. Die Bandbreite der Reaktionsgeschwindigkeiten ist dagegen sehr groß, wenn investive Anpassungen der Erzeugungs- oder Verbrauchseinrichtungen notwendig werden. Einen extremen Fall bilden Kraftwerksneubauten, deren Fertigstellung mehrere Jahre dauern kann. Andere Reaktionsmöglichkeiten, wie beispielweise die Installation von PV-Modulen oder Anpassungen von Verbrauchseinrichtungen, können dagegen innerhalb sehr kurzer Zeiträume realisiert werden.

Der Strommarkt kann sich an das Ideal des vollkommenen Marktes annähern und dadurch die Energiewende unterstützen, wenn die Markttransparenz und die Reaktionsgeschwindigkeit des Marktes erhöht werden. Ein Mindestmaß an Transparenz und Reaktionsgeschwindigkeit ist außerdem eine notwendige Voraussetzung für einen flexiblen Strommarkt.

2.2 FLEXIBILITÄT ALS ZENTRALE ANFORDERUNG

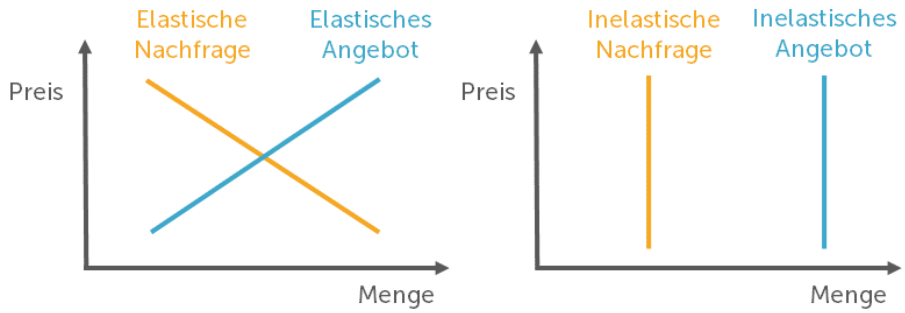
Flexibilität ist für Strommärkte von besonderer Bedeutung, damit jederzeit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage stattfindet. Die Flexibilität beschreibt also die Fähigkeit von Angebot und Nachfrage, sich kurzfristig anzupassen. Im Rahmen dieser Studie wird die Flexibilität vom ökonomischen Begriff der Elastizität abgegrenzt.

DEFINITION DER FLEXIBILITÄT

Flexibilität beschreibt die für einen definierten Zeitraum verfügbare (angebots- oder nachfrageseitige) Leistung, die ihren Beitrag im Zeitverlauf ändern kann, sodass in einem geografisch definierten Marktgebiet jederzeit eine präferenzbasierte Markträumung und ein entsprechender Preis gewährleistet ist.

Das Flexibilitätspotenzial ist vom Marktdesign und den Bedingungen für eine Marktteilnahme abhängig. Je kürzer der Zeitraum ist, über den ein gehandeltes Produkt verfügbar sein muss, und je größer die geografische Definition des Marktes ist, desto höher ist das vorhandene Flexibilitätspotenzial. Je kleiner ein Marktgebiet ist und je länger der Mindestlieferzeitraum definiert ist, desto geringer ist dagegen das Flexibilitätspotenzial.

Flexibilität unterscheidet sich in ihrer Definition von der ökonomischen Elastizität. Der Elastizitätsbegriff beschreibt die relative Änderung einer Variablen (z.B. der nachgefragte Leistung) durch eine relative Änderung einer anderen Variablen (z.B. des Preises). Beispielsweise ist die Elastizität der Nachfragefunktion besonders hoch, wenn eine Preiserhöhung einen starken Rückgang der nachgefragten Menge zur Folge hat. Die folgende Abbildung unterscheidet zwischen elastischen und inelastischen Angebots- und Nachfragekurven.



Der Elastizitätsbegriff hat keine zeitabhängige Komponente, sondern bezieht sich stets auf statische Zustände. Der Flexibilitätsbegriff zeichnet sich dagegen u.a. durch die Anpassungsgeschwindigkeit im Zeitverlauf aus. In diesem Sinne kann ein Mangel an Flexibilität die Elastizität zu einem gegebenen Zeitpunkt einschränken. Wenn beispielweise ein Kraftwerk zu einem Zeitpunkt ausgeschaltet und kalt ist,

kann es nicht zum nächsten Zeitpunkt die volle Leistung liefern. Somit ist das Angebot im zweiten Zeitpunkt durch den Zustand im ersten Zeitpunkt eingeschränkt. Der Mangel an Flexibilität hat somit Auswirkungen auf die Elastizität des Angebots. Eine Erhöhung der Flexibilität führt dagegen zu einer höheren Elastizität.

In wettbewerblichen Märkten beschreibt die Angebotskurve die Kosten der zusätzlichen Produktion, während die Nachfragekurve den Nutzen des zusätzlichen Konsums wiedergibt. Die zusätzlichen Kosten bzw. der zusätzliche Nutzen sind nicht für jedes Angebots- und Nachfrageniveau identisch. Im realen Marktgeschehen variiert deshalb die Elastizität über den Verlauf der Angebots- und Nachfragekurven. Dementsprechend gibt es Abschnitte, die höhere Elastizitäten aufweisen und Abschnitte, die vergleichsweise inelastisch sind. Abbildung 1 stellt ein Beispiel für Elastizitäten anhand empirischer Gebotskurven dar. Die Kurven sind eine Momentaufnahme der Gebote, die für eine ausgewählte Stunde am Day-Ahead-Markt abgegeben wurden. Die Gebotskurven entsprechen nicht der vollständigen Merit-Order des Marktes, da u.a. der bilaterale Handel außerhalb der Börse nicht abgebildet wird. Die X-Achse des Diagramms gibt die am Day-Ahead-Markt gebotene Menge wieder, die Y-Achse den Preis. Das Angebot (blau) steigt mit dem Preis, die Nachfrage (orange) geht mit einem steigenden Preis zurück.

DIE ELASTIZITÄTEN DER ANGEBOT- UND NACHFRAGEKURVEN UNTERSCHEIDEN SICH IN VERSCHIEDENEN ABSCHNITTEN

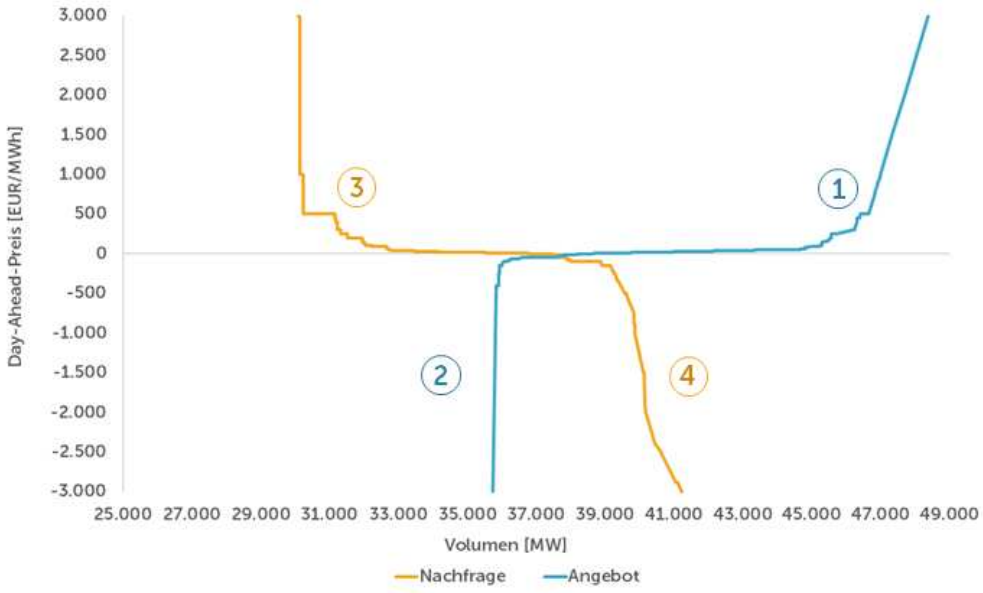


Abbildung 1: Gebotskurven am Day-Ahead-Markt. Quelle: Eigene Darstellung (Daten von EEX, 2013).

Abschnitt 1 der Grafik beschreibt den Bereich der Angebotsfunktion, der im positiven Preisbereich liegt. Bis zu einem Preis von 100 EUR/MWh zeichnet sich die Kurve durch eine relativ hohe Elastizität aus, die an dem relativ flachen Verlauf der Kurve zu erkennen ist: In diesem Abschnitt geht eine geringfügige Änderung des Preises mit einer starken Anpassung der angebotenen Menge einher. Es existieren also viele Erzeuger, die in diesem Preisbereich bereit sind, zusätzlichen Strom zu produzieren. Ab Preisen über 100 EUR/MWh beginnt das Angebot im gewählten Beispiel knapper zu werden. In diesem Bereich rufen auch deutliche Preissteigerungen nur geringe Mengenreaktionen hervor.

Dieser relativ inelastische Bereich der Angebotsfunktion hat deshalb eine deutlich höhere Steigung. Im hochpreiseigen Segment bieten nicht nur Erzeuger ihren Strom an. Zu hohen Preisen sind auch einige Nachfrager bereit, ihren zuvor beschafften Strom wieder zu verkaufen und in die Rolle eines Anbieters zu wechseln. Dieses Verhalten lohnt sich immer dann für die Verbraucher, wenn sie für den Verzicht auf den eigenen Konsum finanziell kompensiert werden. Sie wägen also in dieser Situation anhand ihrer Präferenzen zwei Alternativen gegeneinander ab. Das Gebotsverhalten dieser Anbieter wird deshalb von den sogenannten Opportunitätskosten, also von dem entgangenen Nutzen durch den Konsumverzicht bestimmt (vgl. Abschnitt „Peak-Load-Pricing“ in diesem Kapitel).

Der mit der Ziffer 2 markierte Abschnitt der Angebotskurve liegt im negativen Preisbereich, der ebenfalls maßgeblich durch Opportunitätskosten geprägt wird. Thermische Kraftwerke sind z.B. bereit, Strom auch bei negativen Preisen anzubieten, wenn sie dadurch noch höhere Kosten vermeiden können, wie beispielsweise An- und Abfahrkosten (vgl. Nicolosi, 2010). Zu den Anbietern im negativen Preissegment zählen auch EE-Direktvermarkter. EE-Direktvermarkter sind bereit, ihren Strom zu negativen Preisen zu verkaufen, wenn ihre Prämie den Verlust mindestens ausgleicht. Sie bieten deshalb ab Preisen in Höhe des negativen Betrags ihrer Prämie an. Dieses Gebotsverhalten spiegelt sich in Abbildung 1 durch einen relativ elastischen Bereich der Angebotskurve im Preisbereich von ca. -50 bis 0 EUR/MWh wider. Die Elastizität im Preisbereich unter -50 EUR/MWh ist dagegen deutlich geringer. Einzelne Marktteilnehmer sind jedoch bereit, Strom auch bei signifikant negativen Preisen anzubieten, wenn sie hohe Opportunitätskosten haben.

Abschnitt 3 bezeichnet die Nachfragefunktion (orange) im positiven Preisbereich. Im Hochpreissegment befinden sich Nachfrager, die ihren Konsum nicht an das Marktsignal anpassen können und deshalb bereit sind, auch sehr hohe Preise für Strom zu bezahlen. Dieser Abschnitt der Gebotsfunktion hat folglich eine sehr geringe Elastizität. Ab Preisen von ca. 500 EUR/MWh und darunter beginnt die Elastizität der Nachfrage dagegen zuzunehmen: Mit sinkenden Preisen steigen die nachgefragten Mengen, und der Verlauf der Gebotskurve wird deutlich flacher. Im negativen Preisbereich (Abschnitt 4) nimmt die Elastizität dagegen wieder ab, weil bisher nur wenige

Verbraucher in der Lage sind, ihren Konsum ohne signifikante Zusatzkosten weiter zu steigern.

Die sehr hohe Elastizität im Bereich des Schnittpunktes der Angebots- und Nachfragekurven ist auch auf die Optimierung und Strukturierung langfristiger Geschäfte zurückzuführen. Zum Zeitpunkt der Lieferung kann der Anbieter dann abwägen, ob er selbst Strom produziert oder die vertraglich zugesagten Mengen an der Börse beschafft. Liegt der Börsenpreis unter den Kosten der eigenen Produktion, bleiben die eigenen Erzeugungsanlagen ausgeschaltet und der Strom wird stattdessen gekauft.

Die genannten Beispiele verdeutlichen, dass nicht alle Nachfrager und Anbieter gleich flexibel sind. Gleichzeitig veranschaulichen sie, dass preisbasierte Anreize das Verhalten der Marktteilnehmer grundsätzlich beeinflussen können.

2.3 EINORDNUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

VERANTWORTUNG

Versorgungssicherheit kann privatwirtschaftlich organisiert werden. Sie fällt in die Verantwortung der Marktteilnehmer, die auf fundamentale Knappheitssituationen reagieren können.

Im Strommarkt spielt die Versorgungssicherheit eine entscheidende Rolle bei der Definition der Verantwortungsbereiche der Marktteilnehmer. Beispielsweise kann die Entscheidung über Kraftwerksinvestitionen grundsätzlich bei den Erzeugern liegen, oder durch einen Regulierer getroffen werden. Die Antwort auf die Frage, ob Versorgungssicherheit staatlich gewährleistet werden sollte oder privatwirtschaftlich organisierbar ist, wird von einer Reihe von Faktoren bestimmt.

Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn der Markt jederzeit präferenzbasiert geräumt werden kann. Die Versorgungssicherheit hängt daher von der Flexibilität der Angebots- und der Nachfragekurven sowie von der Netzinfrastruktur ab. Je größer die elastischen Bereiche der Gebotskurven sind, desto wahrscheinlicher ist ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Die Wahrscheinlichkeit einer Markträumung steigt deshalb mit der Flexibilität des Gesamtsystems.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

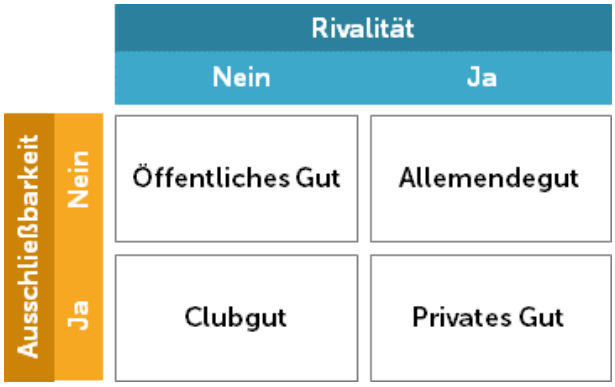
Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn Angebot und Nachfrage auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft für das Gut Strom zum Ausgleich kommen. Unfreiwillige Rationierungen sollen dagegen vermieden werden. Ein freiwilliger Verzicht auf Konsum aufgrund von ökonomischen Präferenzen und einer entsprechenden Zahlungsbereitschaft ist folglich nicht mit einem Mangel an Versorgungssicherheit zu verwechseln.

Versorgungssicherheit ist für die Mehrzahl der Stromverbraucher ein Allmendegut und für die meisten Industriekunden ein privates Gut (siehe z.B. Peek/Müsgens, 2011). Die Versorgung kann deshalb gleichzeitig sicher und privatwirtschaftlich organisiert werden, wenn der Markt ausreichend flexibel ist und die Marktteilnehmer auf den Strompreis reagieren können.[2]

[2] Siehe Cremer (2012) für eine Diskussion zur privatisierten Leistungsversorgung.

STROM IM ÖKONOMISCHEN GÜTERSCHEMA

Der ökonomische Charakter eines Gutes wird anhand von zwei Dimensionen bestimmt: Der Möglichkeit des Ausschlusses vom Konsum und dem Grad der Rivalität des Konsums. Ein Gut ist dann ein öffentliches Gut, wenn Nachfrager nicht vom Konsum des Gutes ausgeschlossen werden können (Nichtausschließbarkeit) und wenn der Konsum eines Nachfragers nicht in Konkurrenz zum Konsum eines anderen Nachfragers steht (Nichtrivalität). Für Strom gilt, dass in Knappheitszeiten durchaus Rivalität um den Konsum besteht. Strom kann daher grundsätzlich als Allmendegut (mit nicht ausschließbarem, aber rivalisierendem Konsum) eingeordnet werden.



Für einzelne Nachfragegruppen trifft aber auch das Kriterium der Nichtausschließbarkeit nicht zu: Nachfrager, die ihren Stromverbrauch gezielt anpassen können (z.B. leistungsgemessene Kunden mit Steuerungstechnik), können grundsätzlich vom Konsum ausgeschlossen werden. Dieser Ausschluss stimmt mit den Präferenzen des Nachfragers überein, wenn er für seinen Konsumverzicht entsprechend kompensiert wird. In diesem Fall ist Strom für den Nachfrager ein privates Gut. Spätestens bei einem umfänglichen Smart-Meter-Rollout wäre Strom sogar für Privathaushalte ein privates Gut, dessen Konsum auf ökonomischen Präferenzen basiert. Derzeit gilt die Definition als privates Gut vor allem für Industriekunden mit großen Abnahmemengen.

Verantwortung für Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit liegt in der Verantwortung derjenigen Unternehmen, die Lieferverträge mit Endkunden abschließen. Je nach Vertragsausgestaltung verpflichten sich die Vertriebe, ihren Endkunden jederzeit Strom zu liefern. Um den Strom tatsächlich liefern zu können, verfolgen die Unternehmen verschiedene Beschaffungsstrategien. Unabhängig von der Strategie sind sie jedoch rechtlich verpflichtet, die geschlossenen Endkundenverträge einzuhalten. Aus dieser Verpflichtung heraus

sollten Vertriebe motiviert sein, Absicherungsgeschäfte zu tätigen, die ihnen die Lieferungen jederzeit ermöglichen. Eine detaillierte Diskussion dieser Verpflichtungen findet in Abschnitt 5.1.4 statt.

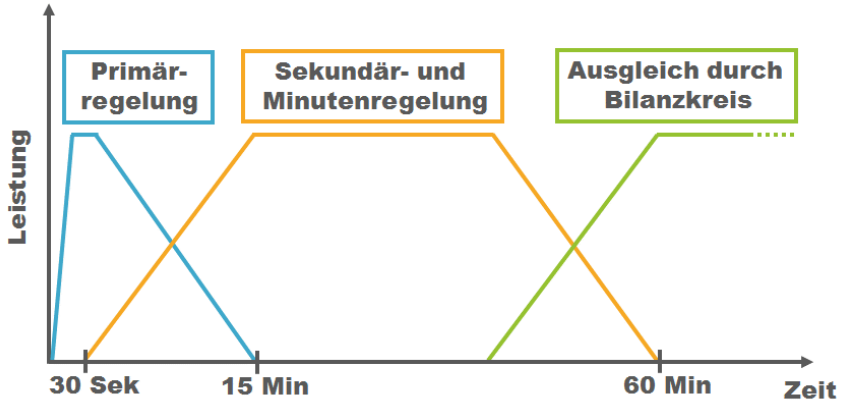
Die Diskussion um die Versorgungssicherheit sollte nicht mit dem Thema Systemsicherheit verwechselt werden. Die Systemsicherheit bezieht sich auf den Betrieb der Netzinfrastruktur. Sie ist nach technischen Standards klar definiert und liegt im Gegensatz zur Versorgungssicherheit eindeutig in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Verantwortung für Systemsicherheit

Die Systemsicherheit bezieht sich primär auf die Aufrechterhaltung der Netzspannung und Frequenz. Schwankungen in Spannung und Frequenz können beispielsweise durch ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage verursacht werden. Um kurzfristige ungeplante Abweichungen zwischen der geplanten und der tatsächlichen Angebots- und Nachfragesituation auszugleichen, setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung ein. Der Gesamtbedarf an Regelleistung wird von den ÜNB bestimmt und richtet sich u.a. nach den Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Lastprognosefehler, der EE-Prognosefehler und der Kraftwerksausfälle. Der Bedarf wird auf drei Produktkategorien verteilt, die sich in u.a. in ihrer Fristigkeit unterscheiden: Primär-, Sekundär- und Minutenreserve. Alle Produkte werden von den ÜNB über eine gemeinsame Ausschreibung beschafft. Sowohl die Vergabe als auch der Abruf im Bedarfsfall sind wettbewerblich organisiert.

GRUNDLAGEN DER REGELLEISTUNG

Die Regelleistung sichert kurzfristige Unsicherheiten ab, die zwischen dem Handelsschluss des Intradaymarktes und der physischen Stromlieferung auftreten. Regelleistung muss im Bedarfsfall kurz nach dem Abruf zur Verfügung stehen. Aufgrund dieser kurzen Aktivierungszeit sind die Ansprüche an die Qualität der Angebote hoch. Anbieter müssen daher einen Präqualifikationsprozess durchlaufen, um zur Angebotsabgabe zugelassen zu werden. Die folgende Abbildung stellt die zeitliche Reihenfolge des Abrufs der Regelenergieprodukte im Bedarfsfall dar. Je früher die Produkte abgerufen werden, desto höher sind die technischen Ansprüche an die Verfügbarkeit der Anbieter.



Quelle: Regelleistung.net

2.4 ANPASSUNG DES KRAFTWERKSPARKS

ANPASSUNG

Die Energiewende ändert die Zusammensetzung des Versorgungssystems. Der notwendige Anpassungsprozess lässt sich wettbewerblich organisieren, da die Erzeuger wirtschaftliche Anreize zur Änderung ihres Kraftwerksportfolios haben.

Die Energiewende stellt neue Anforderungen an das Versorgungssystem, die eine Anpassung der bestehenden Strukturen erforderlich machen. Die damit verbundenen Herausforderungen sind eng mit den bisher dargelegten Eigenschaften von Strommärkten verbunden. Durch die in Abschnitt 2.1 angesprochene begrenzte Reaktionsgeschwindigkeit kann es zu Zeitverzögerungen bei der Anpassung des Kraftwerksbestands kommen. Die Verzögerung kann dazu führen, dass die Entwicklung des Kraftwerksparks in Boom-and-Bust-Zyklen verläuft (auch bekannt als Schweinezyklen). In diesen Zyklen wechseln sich Phasen mit Überkapazitäten und Phasen mit Kapazitätsknappheit ab.

Dieses Phänomen kann vereinfacht durch das Cobweb-Theorem erklärt werden: Durch die Zeitverzögerung finden Anpassungsprozesse erst statt, nachdem der Markt über sehr hohe (bzw. niedrige) Preise eine Knappheit (bzw. ein Überangebot) signalisiert hat. Sobald die Anpassung vollzogen ist, kippt der Markt jedoch in den entgegengesetzten Zustand. So wird durch den Markteintritt der neuen Kapazitäten ein Überangebot ausgelöst, sodass der Preis auf ein unterdurchschnittliches Niveau sinkt. Daraufhin verlassen Erzeugungskapazitäten den Markt, und es stellen sich wieder Knappheitssignale ein. Die grundlegende Aussage des Cobweb-Theorems ist, dass der Markt stets in der einen oder anderen Richtung vom Gleichgewicht abweicht, da die Akteure ihr Verhalten nicht an diese Erfahrung anpassen. Betrachtet man den Markt jedoch über einen längeren Zeitraum, kann man von einer zyklischen Annäherung an den Gleichgewichtszustand ausgehen.

In der ökonomischen Theorie werden die beschriebenen Schwankungen häufig vernachlässigt und lediglich die Gleichgewichtszustände betrachtet. Die Vereinfachung erleichtert den Vergleich von Gleichgewichtszuständen, die sich in einzelnen Eigenschaften unterscheiden. Diese sogenannte Ceteris-Paribus-Betrachtung lässt sich jedoch nur eingeschränkt auf die Realität übertragen, wenn zyklische Anpassungen stattfinden. Zum Verständnis des aktuellen Marktgeschehens ist es deshalb unerlässlich, zwischen Gleichgewichtszuständen und Anpassungsprozessen zu differenzieren.

Eine der fundamentalen Anpassungen des Versorgungssystems im Zuge der Energiewende ist der steigende Anteil erneuerbarer Energien. Der Teil der Nachfrage, der weiterhin auf die Energielieferung von konventionellen Kraftwerken angewiesen ist, nimmt deshalb ab. Dieser Teil wird häufig als residuale Nachfrage bzw. residuale Last bezeichnet. Im unteren rechten Quadranten von Abbildung 2 wird die Lastdauerlinie zusammen mit der residualen Lastdauerlinie dargestellt. Die Dauerlinien stellen die

stündlichen Nachfrageniveaus eines Jahres in absteigender Reihenfolge dar. Am linken Ende der Dauerlinie lässt sich die maximale Last ablesen, am rechten Ende die minimale Last. Der Vergleich der Dauerlinien zeigt, dass die residuale Spitzenlast im Vergleich zur ursprünglichen Spitzenlast nur geringfügig sinkt (linkes Ende der Kurven). Das liegt daran, dass die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nur in begrenztem Umfang gesichert ist. Die Flächen unterhalb der Dauerlinien unterscheiden sich dagegen deutlich. Die Differenz der Flächen gleicht der Einspeisung erneuerbarer Energien, die die von konventionellen Kraftwerken bereitzustellende Energiemenge reduziert.

DER ANPASSUNGSPROZESS DER ENERGIEWENDE REDUZIERT DEN NÖTIGEN ANTEIL VON GRUNDLASTKRAFTWERKEN UND STEIGERT DEN ANTEIL DER MITTEL- UND SPITZENLASTKRAFTWERKE

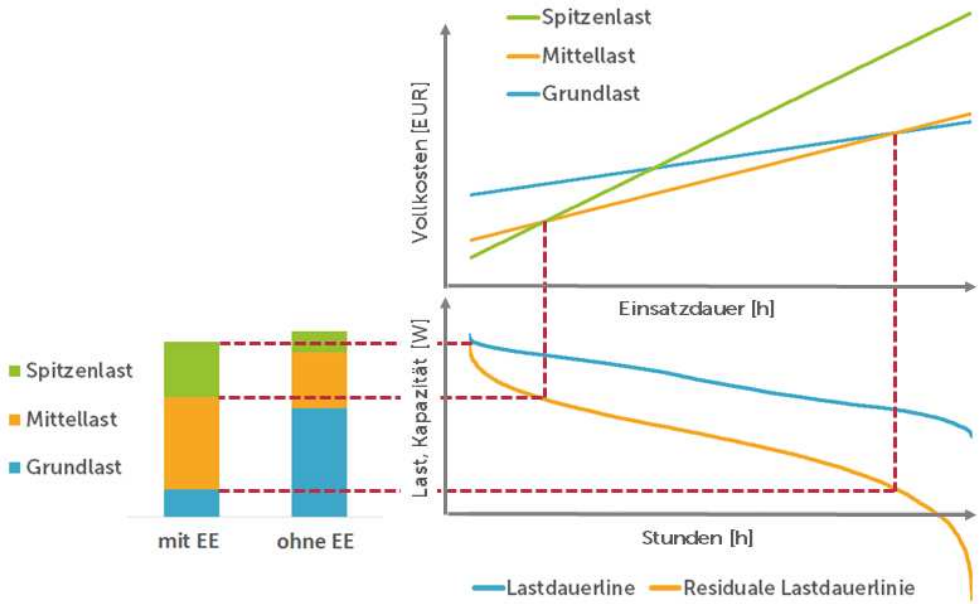


Abbildung 2: Dreiquadrantenschema der Kraftwerksparkanpassung. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Kostenstruktur der Angebotsseite ist im Quadranten rechts oben dargestellt. Die Y-Achse zeigt die Vollkosten der Stromerzeugung je Kraftwerkstyp (Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerk). Die X-Achse stellt wie bei der Nachfrage die Stunden eines Jahres dar. Die abgetragenen Vollkosten setzen sich aus den fixen und variablen Kosten des Kraftwerksbetriebs zusammen. Die jährlichen Fixkosten spiegeln sich im Startpunkt der Kostenkurven wider. Mit steigender Einsatzdauer steigen die Vollkosten an, da für die Stromproduktion Brennstoffe eingesetzt werden. Aus dem Vergleich der drei Kurven kann die aus Systemsicht kostenoptimale Einsatzdauer der Kraftwerkstypen abgeleitet werden. Ein Spitzenlastkraftwerk hat zwar die niedrigsten Fixkosten, jedoch steigen seine Vollkosten aufgrund der hohen variablen Kosten des

Brennstoffs (z.B. Gas oder Öl) sehr schnell an, wenn es sehr lange läuft. Ein Grundlastkraftwerk hat hingegen vergleichsweise hohe Fixkosten. Da jedoch der eingesetzte Brennstoff kostengünstiger ist, steigen die Vollkosten weniger schnell an. Im Bereich kurzer Laufzeiten liegt deshalb die Kostenkurve der Spitzenlasttechnologie unterhalb der anderen Kurven, wohingegen im Bereich langer Laufzeiten die Kostenkurve des Grundlastkraftwerks das niedrigste Niveau aufweist. Bei mittleren Laufzeiten sind wiederum Mittellastkraftwerke am günstigsten. Die Schnittpunkte der Kostenkurven Abbildung 2 markieren folglich die Laufzeiten, bei denen der kostengünstigste Kraftwerkstyp wechselt.

Aus den kostenoptimalen Laufzeiten der verschiedenen Kraftwerkstypen lässt sich in einem nächsten Schritt die optimale Kapazität der jeweiligen Technologien ermitteln. Zu diesem Zweck werden die Laufzeiten an den Schnittpunkten der Kostenkurven auf die Lastdauerlinien übertragen. Daraus lässt sich ableiten, ab welchem Nachfrageniveau die drei Technologien jeweils zum Einsatz kommen. Die kostenoptimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Marktgleichgewicht ist ein direktes Ergebnis dieser Analyse. Je nachdem ob die Lastdauerlinie oder die residuale Lastdauerlinie zugrunde gelegt wird, ergeben sich unterschiedliche optimale Zusammensetzungen. Aus dem Vergleich der beiden Gleichgewichtszustände mit und ohne erneuerbare Energien wird ersichtlich, dass der Anteil der Grundlastkraftwerke sinkt und der Anteil der Spitzenlastkraftwerke steigt, je höher der Anteil erneuerbarer Energien ist.

BEI DER ANPASSUNG DES KRAFTWERKSPARKS KOMMT ES BIS ZUR ERREICHUNG EINES GLEICHGEWICHTSZUSTANDS ZU ÜBERGANGSPHASEN MIT NIEDRIGEN PREISEN UND ZU HOHEN GRUNDLASTANTEILEN, SOWIE ZU PHASEN MIT HOHEN PREISEN BEI ZU HOHEN SPITZENLASTANTEILEN

Bei der Interpretation dieses Ceteris-Paribus-Vergleichs ist es wichtig daran zu erinnern, dass die Anpassung des Kraftwerksparks in der Realität zyklisch stattfindet. Es kommt somit vor der Anpassung an die neue residuale Nachfrage zu mit der heutigen Situation vergleichbaren Phasen mit niedrigen Preisen, in denen ein Überangebot an Grundlastkraftwerken herrscht. Darauf folgen Phasen, in denen Kraftwerke stillgelegt werden und in denen somit gelegentlich höhere Preise sichtbar werden. Auf längere Sicht wird sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks an die optimalen Anteile annähern. Da eine suboptimale Zusammensetzung zu suboptimalen Erträgen für die Kraftwerksbetreiber führt, haben die Unternehmen wirtschaftliche Anreize zur Anpassung ihres Portfolios. Diese einzelwirtschaftlichen Anreize führen schließlich dazu, dass sich die Gesamtsituation in Richtung eines Gleichgewichts entwickelt.

2.5 ORGANISATION DES STROMMARKTES

ANREIZKOMPATIBEL

In der Übergangsphase ist es wichtig, dass das Marktdesign adäquate Anreize für eine Flexibilisierung der Versorgung setzt, da sich der Anpassungsprozess sonst verzögert und die Konsumenten die Mehrkosten tragen müssen.

In den bisherigen Abschnitten wurden ausschließlich fundamentale Zusammenhänge diskutiert. Diese ökonomischen Grundlagen gelten unabhängig von der Organisation des Marktes. Das Marktdesign kann die Funktionsweise des Marktes jedoch erheblich beeinflussen. Ein wesentlicher Anspruch an ein Marktdesign ist es deshalb, die beschriebenen Anpassungsprozesse zuzulassen, systemdienliche Anreize zu setzen und ein effizientes Marktgeschehen zu ermöglichen.

MARKTDESIGN

Das Ziel des Marktdesigns ist es, einheitliche und transparente Rahmenbedingungen zu schaffen, die das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage erleichtern. Ein effizientes Marktdesign minimiert die Transaktions- und Informationskosten und erlaubt die unverzerrte Wiedergabe von Präferenzen über den Preis. Das Marktdesign umfasst die Definitionen und Regeln des Handels, die die Interaktion der Marktteilnehmer im freien Wettbewerb bestimmen. Dazu gehören z.B. Produktdefinitionen und börsliche Preisober- und Untergrenzen. Im Gegensatz zum Regulierungs- oder Förderdesign dient das Marktdesign nicht der Umsetzung normativer Zielvorgaben oder zur direkten Einflussnahme auf die Marktergebnisse.

Das Marktdesign schafft Rahmenbedingungen für eine möglichst effiziente und somit wohlfahrtsoptimale Markträumung. Die Marktergebnisse eines effizienten Designs kommen denen eines vollkommenen Marktes folglich so nahe wie möglich. Ein ineffizientes Marktdesign kann dagegen künstliche Friktionen einführen, durch die beispielsweise notwendige Anpassungsprozesse verzögert werden. Die Verzögerungen können wiederum die Flexibilität des Marktes reduzieren und zu Forderungen nach impliziten Subventionsbestandteilen führen. Diese Zahlungen können zwar die Erträge einzelner Marktteilnehmer erhöhen, verursachen jedoch im gleichen Umfang Mehrkosten für die Konsumenten. Die zusätzlichen Friktionen eines ineffizienten Designs wirken demnach wie eine künstliche Steigerung der Marktunvollkommenheiten, wodurch regelmäßige Nachjustierungen notwendig werden und die Investitionssicherheit beeinträchtigt wird.

Es existiert folglich kein effizientes Marktdesign, das die wirtschaftliche Situation derjenigen Erzeugungskapazitäten verbessern kann, die aus fundamentaler Sicht unprofitabel sind. Eine effiziente Beeinflussung der Ertragssituation ist lediglich durch

eine fundamentale Anpassung der Angebots- oder Nachfrageseite möglich. Diese Anpassungen führen dann gleichzeitig zu geringen Kosten für Konsumenten.

Energy-Only-Markt

Das Design des deutschen Strommarktes entspricht dem eines Energy-Only-Marktes (EOM). Unter diesem Begriff wird das System aus Termin-, Spot-, und Regelleistungsmärkten zusammengefasst. Der Spotmarkt umfasst dabei die kurzfristigen Day-Ahead- und Intradaymärkte. Im Energy-Only-Markt decken Erzeuger ihre Vollkosten durch den Verkauf von Energie. Kraftwerksleistung ist in diesem Design kein eigenständiges Produkt, sondern wird durch den Verkauf des Stroms mitfinanziert. Dieses Prinzip gilt in den meisten Gütermärkten. Beispielweise wird beim Kauf von Milch keine separate Zahlung für die Kuh fällig. Im Gegenzug steigt der Preis für Milch, wenn es nur wenige Kühe gibt.

Der Regelleistungsmarkt übernimmt im Gesamtsystem eine Sonderrolle und folgt einem anderen Vergütungssystem als die Spot- und Terminmärkte. Auf dem Regelleistungsmarkt werden Systemdienstleistungen beschafft, die die Stromversorgung gegen kurzfristige Unsicherheit absichern. Zurzeit wird die Bereitstellung von Regelleistung mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis vergütet. Der Leistungspreis dient der Deckung der Opportunitätskosten der Regelleistungsbereitstellung. Das bedeutet, dass ein Anbieter über den Leistungspreis eine Kompensation erhält, wenn er für das Regelleistungsangebot auf den Verkauf von Strom an den Spotmärkten verzichten muss. Das Ziel der aktuellen leistungspreisbasierten Vergütung ist also nicht die Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten, sondern die Möglichkeit entgangene Erlöse auszugleichen. Analog würde der Besitzer der Kuh nur dann Käse anbieten, wenn er dadurch mindestens so viel einnimmt, wie er ansonsten mit der Milch verdient hätte.

OPPORTUNITÄTSKOSTEN

Opportunitätskosten entstehen, wenn für begrenzte Ressourcen alternative Nutzungs- und Erlösmöglichkeiten existieren, die sich gegenseitig ausschließen. Wenn auf die Nutzung einer Erlösmöglichkeit verzichtet wird, entstehen Opportunitätskosten in Höhe der entgangenen Erlöse. Bei der Entscheidung zwischen zwei Erlösmöglichkeiten wählt ein rationaler Marktteilnehmer diejenige, die den höheren Erlös verspricht.

Am Regelleistungsmarkt entsprechen die Opportunitätskosten den erwarteten entgangenen Erlösen auf dem Strommarkt. Sie bilden somit die Untergrenze für das Gebot am Regelenergiemarkt. Intertemporale Opportunitätskosten spielen beispielsweise eine wichtige Rolle bei der Nutzung von Speichern. Die gespeicherte Energiemenge kann nur einmal verkauft werden. Dementsprechend wird zwischen der Speicherleerung zu verschiedenen Zeitpunkten abgewogen. Der Speicher wird deshalb nur entleert, wenn der Gewinn höher ist als der entgangene Gewinn zu

einem alternativen Zeitpunkt. Die Beispiele verdeutlichen, dass Opportunitätskosten grenzkostenrelevant und somit eine ökonomisch fundierte Grundlage für eine rationale Gebotsstrategie sind.

Grundsätzlich folgen die Preismechanismen des Energy-Only-Marktes dem Peak-Load-Pricing-Modell für nicht speicherbare Güter. Das Peak-Load-Pricing ermöglicht auch die implizite Finanzierung von Leistung im Energy-Only-Markt.

PEAK-LOAD-PRICING

In Knappheitssituationen kann der Strompreis über die variablen Kosten der Stromerzeugung steigen. Diese Preisspitzen basieren auf Opportunitätskosten, die entweder entgangenen Gewinne auf anderen Märkten oder den Opportunitäten einer zeitlichen Verschiebung des Konsums oder eines Konsumverzichts entsprechen. Außerdem können Erzeuger in Knappheitssituationen den produzierten Strom zu einem Preis anbieten, der oberhalb ihrer kurzfristigen variablen Kosten liegt, um etwaige Zusatzkosten zu decken. Zum Beispiel könnten in diesen Geboten die Kosten eines Stilllegungsverzichts berücksichtigt werden.

Im Peak-Load-Pricing können also sowohl die Kosten der Angebots- als auch der Nachfrageseite den Preis setzen. Durch Preisspitzen decken die Marktteilnehmer nicht nur ihre variablen Kosten, sondern erzielen zusätzlich einen Beitrag zur Refinanzierung ihrer Fixkosten. Peak-Load-Pricing ist nicht mit der Ausübung von Marktmacht zu verwechseln. In einem wettbewerblichen Strommarkt ohne Eintrittsbarrieren wird der zusätzliche Erlös durch Preisspitzen gerade ausreichen, um die variablen und fixen Kosten der letzten zur Markträumung benötigten Technologie zu decken. Dies gilt sowohl für die Kosten des Kraftwerksneubaus als auch für die Kosten des Erhalts von Bestandsanlagen.

Durch das Peak-Load-Pricing wird im EOM indirekt Leistung vergütet. Der Preismechanismus bildet deshalb die Grundlage für Investitions- und Stilllegungsentscheidungen. Der Preis am EOM bündelt außerdem die Erwartungen der Marktteilnehmer über die Verfügbarkeit von Kapazität und über die variablen Kosten der Stromerzeugung. Die Ermittlung eines gemeinsamen Preises für alle Marktteilnehmer schafft so Transparenz. Der Terminhandel kann zusätzlich zur Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten beitragen, da er zukünftige Zahlungsströme garantiert. Diese Handelsgeschäfte werden häufig als leistungsunterlegt bezeichnet, weil z.B. Angebote für Bandlieferungen in der Regel an den Eigenschaften einzelner Kraftwerke oder eines Kraftwerksportfolios ausgerichtet sind.

In Kapitel 3 werden die hier diskutierten Grundlagen empirischen Daten gegenübergestellt, um die Aussagen zur Funktionsweise des Marktes anhand von Beobachtungen zu stützen.

2.6 ERGÄNZENDE MECHANISMEN

ZUSATZ

Um den Anpassungsprozesses abzusichern, kann es sinnvoll sein, dem Strommarkt vorübergehend ergänzende Mechanismen zur Seite zu stellen. Diese sollten die Anpassung nicht durch zusätzliche Friktionen gefährden, sondern den Flexibilisierungsprozess unterstützen.

Wie bereits dargelegt, könnten Marktunvollkommenheiten zu Marktversagen führen. Maßnahmen, die den Strommarkt vorübergehend ergänzen, können sinnvoll sein, wenn Anpassungen im Markt- und Regulierungsdesign die fundamentalen Ursachen der Marktunvollkommenheit nicht beheben können. Auf diese Weise kann der Markt z.B. gegen Verwerfungen durch das Cobweb-Theorem abgesichert werden, die eine Marktbereinigung verzögern und zu niedrigen Preisen führen.

Zur Ergänzung des Strommarktes werden deshalb Kapazitätsmechanismen diskutiert. Die Mechanismen sind entweder auf die Absicherung der Versorgung bei gleichzeitiger Beibehaltung des EOM ausgelegt, oder schaffen einen neuen Markt, der einen direkten Beitrag zur Refinanzierung von Erzeugungsleistung leisten soll. Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen, die dem Strommarkt zur Seite gestellt werden können, wird in Kapitel 6 geführt.

3 Empirische Analyse des Marktes und erwartete Entwicklung

In diesem Abschnitt werden empirische Marktergebnisse dargestellt, die anhand der diskutierten Grundlagen eingeordnet werden. Ziel dieses Abschnitts ist es, die theoretischen Grundlagen und reale Marktgegebenheiten zueinander in Bezug zu setzen. Die Kombination aus ökonomischen Grundlagen und empirischen Beobachtungen liefert dann den Ausgangspunkt für die Diskussion der Weiterentwicklungsoptionen des Strommarktes.

3.1 ERZEUGUNGSMIX UND INTERNATIONALER AUSTAUSCH

UNGLEICHGEWICHT

Der Erzeugungsmix und der steigende internationale Austausch deuten auf ein nationales Überangebot an Grundlastkapazität hin. Im Zuge des Anpassungsprozesses wird sich ein neuer Mix einstellen.

Im Zuge der Energiewende spielt der steigende Anteil erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle. Dieser Anstieg ist in Abbildung 3 ab dem Jahr 2000 deutlich zu sehen. Im Jahr 2013 lag der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Bruttostromerzeugung bei 23,4%. Gleichzeitig ist der Anteil des konventionell erzeugten Stroms kontinuierlich gesunken.

Der Anteil der Kernenergie hat sich insbesondere seit der Stilllegung von acht Meilern im Jahre 2011 reduziert. Der freiwerdende Grundlastanteil wird teilweise von Braunkohle aufgefüllt. Mit 25,8% stellte die Braunkohleerzeugung in 2013 den größten Anteil an der Stromerzeugung. Der Steinkohleanteil ist seit 2007 leicht zurückgegangen, konnte aber 2013 einen Anstieg um rund 1% im Vergleich zum Vorjahr auf 19,7% verzeichnen. Der Anteil der gasbasierten Erzeugung ist seit 2008 rückläufig und lag 2013 bei 10,5%.

DER STETIG WACHSENDE EE-ANTEIL STEIGERT IN KOMBINATION MIT DEM HOHEN GRUNDLASTANTEIL DEN EXPORT, BIS DER ANPASUNGSPROZESS DES KRAFTWERKSPARKS ZU EINEM NEUEN GLEICHGEWICHT FÜHRT

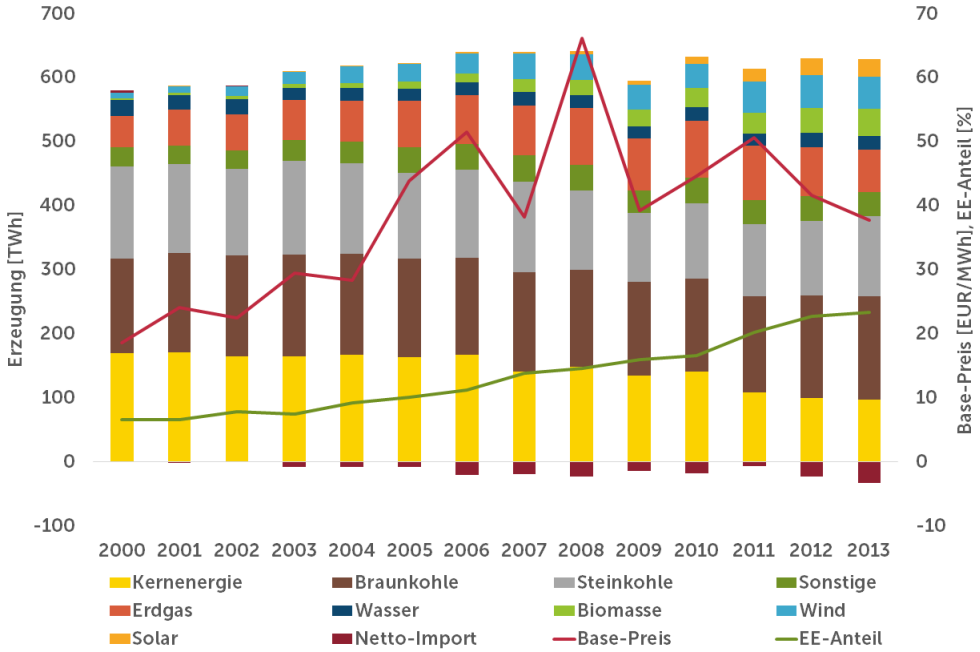


Abbildung 3: Bruttostromerzeugungsmix, Netto-Importe, Base-Preis und EE-Anteil der Jahre 2000 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach AGEB (2013), EEX (2013).

Der Energiemix verschiebt sich zugunsten der erneuerbaren Energien. Bisher ist die konventionelle Erzeugung jedoch nicht im gleichen Umfang gesunken wie die erneuerbare Erzeugung gestiegen ist. Insbesondere in den letzten Jahren hat sich dadurch ein steigender Exportüberschuss eingestellt. Im Jahr 2013 stieg der Nettoexport auf einen Rekord von 33 TWh, und übertraf damit den bisherigen Rekord aus dem Jahr 2012 von 23 TWh. Da die deutsche Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Grundlastkraftwerken im zentral-westeuropäischen Markt relativ kostengünstig ist, kommt sie häufig zum Einsatz und verdrängt teurere Kraftwerke aus Nachbarmärkten. Die geringen Erzeugungskosten lassen sich primär auf die Nutzung relativ günstiger Brennstoffe zurückführen, sowie teilweise auf den niedrigen CO_2-Preis.

3.2 CO_2-HANDEL

NOTWENDIG

Die europäische Klimapolitik im Stromsektor basiert überwiegend auf dem CO_2-Handel. Ein wirkungsvoller Mechanismus sollte langfristig stabile Rahmenbedingungen liefern. Dafür ist eine strukturelle Reform notwendig.

Das EU emissions trading system (ETS) ist ein zentrales Instrument des europäischen Klimaschutzes. Der Stromsektor, einzelne Industriezweige und der Flugverkehr müssen im ETS Zertifikate erwerben, um CO_2 emittieren zu dürfen. Die Gesamtmenge der Zertifikate ist jedoch begrenzt.

Das ETS ist also ein Instrument zur Mengensteuerung. Der CO_2-Preis ergibt sich aus dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage am Zertifikatemarkt. Da das Wirtschaftswachstum geringer ist als antizipiert, sind die Nachfrage nach konventionellem Strom und damit die Nachfrage nach Zertifikaten niedriger als erwartet. Wie in Abbildung 4 verdeutlicht, liegt der Preis deshalb auf einem niedrigen Niveau. Dieser niedrige Preis beeinflusst das Kostenverhältnis zwischen verschiedenen Brennstoffen kaum. Obwohl das eigentliche Mengenziel erfüllt wird, bleibt deshalb das implizite Ziel eines strukturellen Investitionssignals für CO_2-arme Technologien aus.

DIE STRUKTURELLE ANREIZWIRKUNG DES CO_2-HANDELS WURDE DURCH DAS NIEDRIGE PREISNIVEAU ZUM ENDE DER ERSTEN HANDELSPERIODE UND WÄHREND DES KONJUNKTURTIEFS REDUZIERT

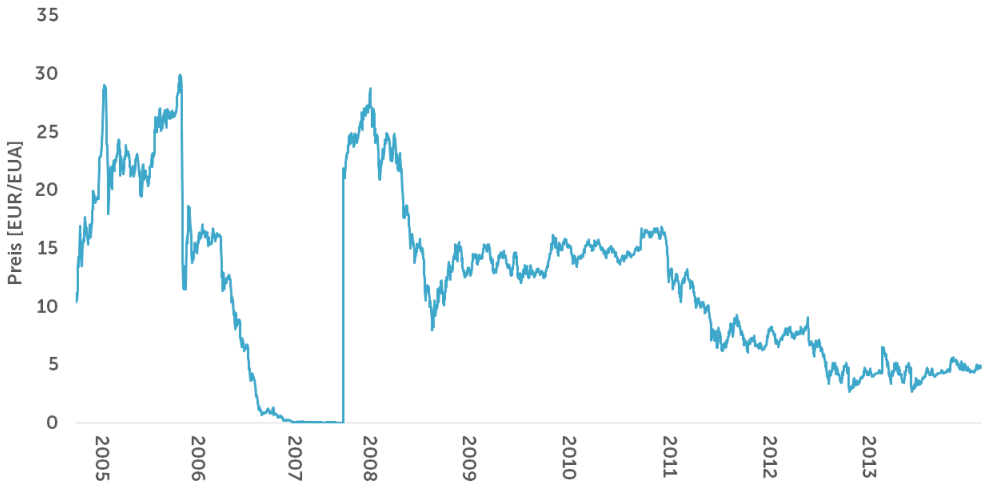


Abbildung 4: CO_2-Zertifikatspreise in den Jahren 2005 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013).

Damit der CO_2-Handel wirksame Anreize für einen Umbau der Erzeugungsstruktur bietet, muss er weiterentwickelt werden. Dabei ist es jedoch sehr wichtig, dass die Reform zu langfristig stabilen Rahmenbedingungen führt. Nur wenn Marktteilnehmer Planungssicherheit haben, werden sie ihre langfristigen Investitions- und Stilllegungsentscheidungen an das erwartete CO_2-Preissignal anpassen.

3.3 PREISENTWICKLUNG AM SPOTMARKT

PREISIGNALE

In den letzten Jahren gab es nur wenige Preisspitzen. Dies spricht für eine Phase der Überkapazitäten. Ein Strommarkt im Gleichgewicht geht mit gelegentlichen Preisspitzen einher.

In jüngster Vergangenheit hat sich aufgrund der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Zusammensetzung der Erzeugung ein vergleichsweise niedriges Preisniveau am Spotmarkt eingestellt. Diese Preissignale geben deutliche Hinweise darauf, dass Überkapazitäten abgebaut werden müssen und ein Anpassungsprozess notwendig ist. Abbildung 5 zeigt die stündlichen Großhandelspreise seit Einführung des Börsenhandels bis zum Ende des Jahres 2013.

DIE REGIONALEN KRAFTWERKSÜBERKAPAZITÄTEN FÜHREN ZU EINER NICHT NACHHALTIGEN REDUKTION DER PREISSPITZEN

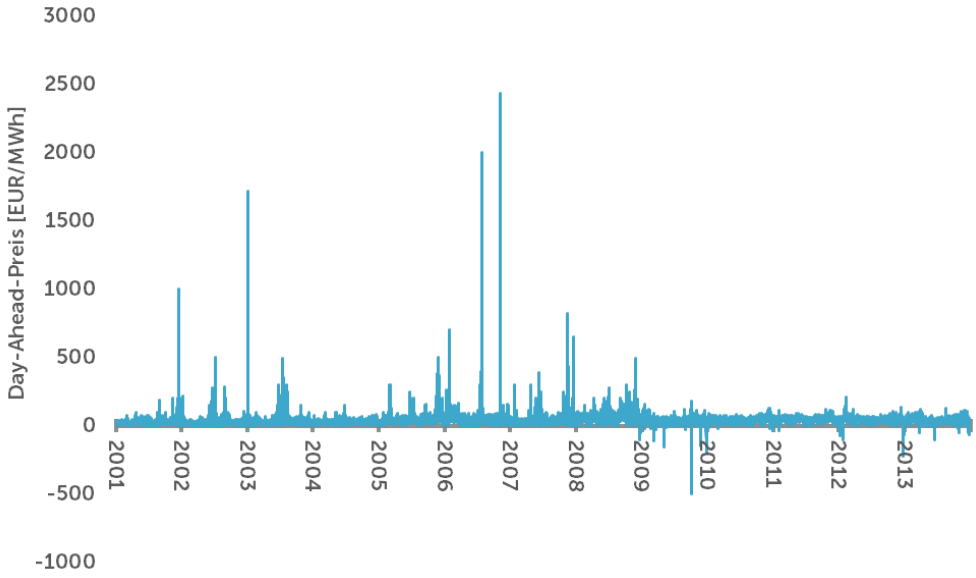


Abbildung 5: Day-Ahead-Strompreise in der deutschen Marktzone in den Jahren 2001 bis 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013).

Anhand der Preisspitzen lässt sich erkennen, dass es zwischen den Jahren 2002 und 2008 regelmäßig zu Knappheitssituationen kam. Seit dem Jahr 2009 hat sich dagegen kein Preis oberhalb von 200 EUR/MWh eingestellt. Daraus lässt sich schließen, dass stets ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden waren, um die Stromnachfrage kostengünstig zu decken. Für die Angebotsseite bedeutet diese Situation jedoch, dass die Refinanzierung der Fixkosten schwieriger geworden ist. Aus diesen Beobachtungen kann abgeleitet werden, dass sich der Markt in einer Phase der Überkapazität befindet. Der Markt kann sich also erst durch eine Anpassung des Kraftwerksparks in Richtung eines Gleichgewichts entwickeln.

3.4 TERMINMARKTENTWICKLUNG

ABSICHERUNG UND FIXKOSTENDECKUNG

Das Verhältnis von Spot- und Terminhandel ist eng mit dem Verhältnis von Chancen und Risiken für Erzeuger und Verbraucher verknüpft. Im Gleichgewicht können Fixkosten teilweise über Terminmärkte amortisiert werden.

Der Terminmarkt ist ein wichtiger Bestandteil des Strommarktes, da er die mittel- bis langfristigen Erwartungen der Produzenten und Konsumenten widerspiegelt. Die Terminmarktgeschäfte geben außerdem implizit Auskunft über den Wert, den gesicherte Leistung für die Marktteilnehmer hat. Ein effizientes Zusammenspiel von Spot- und Terminmärkten kann deshalb Anreize für die Bereitstellung von Kapazität setzen. Das Verständnis dieser Zusammenhänge ist entscheidend um zu beurteilen ob eine Ergänzung des EOM notwendig ist.

Auf dem Terminmarkt können die Marktteilnehmer Strom bereits Tage und sogar Jahre vor der eigentlichen Lieferung beschaffen. Die Marktteilnehmer haben damit die Möglichkeit, sich gegen mittel- bis langfristige Marktrisiken abzusichern. Anbieter können über Termingeschäfte Produktionsmengen und Erlösströme fixieren, während sich Konsumenten durch die Festlegung von Abnahmepreisen gegen plötzliche Preissteigerungen absichern können. Terminmärkte sind deshalb besonders dann ein wichtiges Werkzeug zum Risikomanagement, wenn die Preise an den Spotmärkten volatil sind.

Die Preisentwicklung am Spotmarkt hat folglich Auswirkungen auf den Terminmarkt und somit auf die Beschaffungsstrategie von Konsumenten. Abbildung 6 zeigt die Entwicklung des Terminmarktvolumens im Verhältnis zum Spotmarktvolumen. Ein hoher Wert deutet darauf hin, dass die Konsumenten ein verstärktes Bedürfnis nach langfristiger Absicherung haben und deshalb relativ viele Termingeschäfte tätigen. Ein niedriger Wert bedeutet, dass Konsumenten ihren Strom eher kurzfristig am Spotmarkt beschaffen.

DAS ÜBERANGEBOT AN ERZEUGUNGSKAPZITÄT FÜHRT ZU EINEM MANGEL AN PREISSPITZEN AM SPOTMARKT UND ZU EINER ABSENKUNG DES TERMINMARKTVOLUMENS IM VERHÄLTNIS ZUM SPOTMARKTVOLUMEN

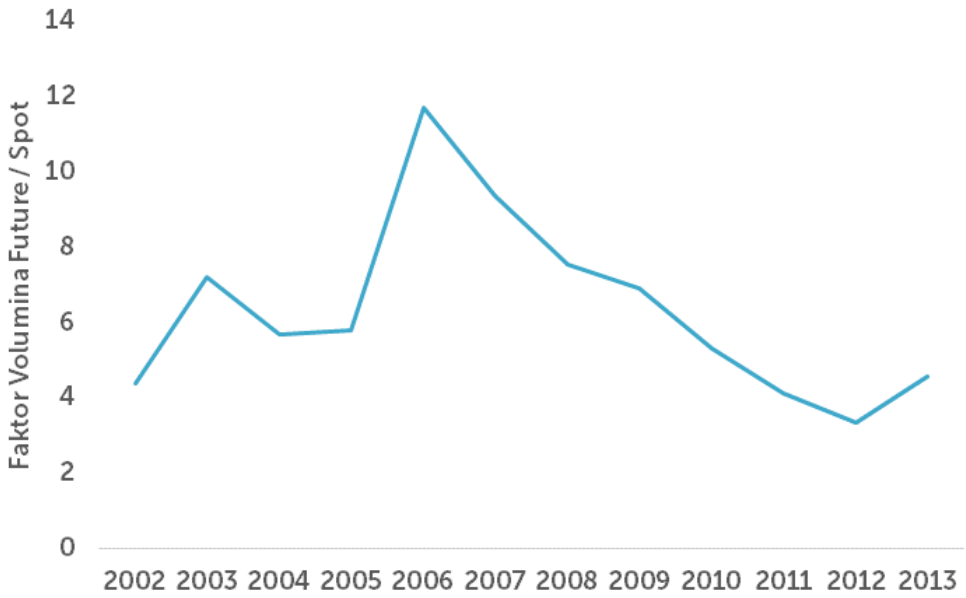


Abbildung 6: Verhältnis von Phelix-Future- zu Spotmarktvolumina in den Jahren 2002 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013).

Für das Verhältnis der Handelsvolumina auf den Spot- und Terminmärkten ist das Verhältnis von Chancen und Risiken für Anbieter und Nachfrager ausschlaggebend. Wenn ein Konsument befürchtet, kurzfristig sehr hohe Preise zahlen zu müssen, steigt das Bedürfnis nach langfristiger Absicherung. Seit 2006 ist der Anteil der Terminmarktbeschaffung kontinuierlich gesunken. Die leichte Trendumkehr im Jahr 2013 deutet jedoch darauf hin, dass sich die Chancen und Risiken der Terminmarktbeschaffung wieder verändern.[3]

IN ZEITEN NIEDRIGER SPOTPREISE VERSCHIEBT SICH DIE BESCHAFFUNGSSTRATEGIE VOM TERMIN- ZUM SPOTMARKT

Ein häufig verwendetes Beispiel für die Auswirkung von Chancen und Risiken auf Beschaffungsstrategien findet sich in der Reisebranche. Bei Flugreisen besteht die Möglichkeit, kurzfristig ein günstiges Last-Minute-Angebot zu buchen. Es könnte jedoch auch passieren, dass das Angebot auf dem Kurzfristmarkt sehr knapp ist und nur noch sehr teure Flüge verfügbar sind. Insbesondere für die Ferienzeit ist dieses Risiko besonders groß. Aus diesem

[3] Die dargestellten Trends sollten als Indikator verstanden werden, da sich die Produktzusammensetzung kontinuierlich ändert. Beispielsweise werden seit 2012 ebenfalls Tagesfutures gehandelt, um dem Trend der kurzfristigeren Beschaffung Rechnung zu tragen. In der Darstellung werden alle Terminmarktprodukte berücksichtigt.

Grund zieht es ein Großteil der Urlaubsreisenden vor, das Preisrisiko zu vermeiden und sich stattdessen weit im Voraus einen Flug zu einem akzeptablen Preis zu sichern. Der Reisende tauscht also die Chance eines kurzfristigen Schnäppchens gegen ein reduziertes Preisrisiko.

Dieses Verhalten lässt sich ebenfalls auf dem Strommarkt beobachten. Abbildung 7 zeigt für die Jahre 2002 bis 2013 das durchschnittliche Großhandelspreisniveau sowie die Anzahl von Preisspitzen über 1.000 EUR/MWh, über 500 EUR/MWh, über 250 EUR/MWh und über 100 EUR/MWh. Häufige, hohe Preisspitzen markieren Phasen mit großer Volatilität und hohem Preisrisiko.

IM JAHR 2006 GAB ES DIE HÖCHSTEN PREISSPITZEN. SEIT 2008 GAB ES KEINEN PREIS MEHR ÜBER 250 EUR/MWH UND SOMIT KAUM EIN RISIKO BEI DER SPOTMARKTBESCHAFFUNG

Abbildung 7: Anzahl und Höhe der Preisspitzen am deutschen Day-Ahead-Markt in den Jahren 2002 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013).

Insbesondere der Zeitraum von 2005 bis 2008 zeichnet sich durch eine hohe Anzahl an Preisspitzen aus. Zwar war das allgemeine Preisniveau im Jahr 2008 am höchsten, die Preisspitzen im Jahr 2006 waren jedoch mit Preisausschlägen von bis zu 2.500 EUR/MWh deutlich höher. Im Jahr 2006 war es folglich vergleichsweise riskant, sich auf eine kurzfristige Beschaffungsstrategie einzulassen. Aus der Beobachtung der Preisvolatilität folgte in 2006 außerdem die Erwartung, dass das hohe Risiko auch für die folgenden Jahre gelten würde. In Konsequenz deckte sich ein großer Anteil der Nachfrager langfristig ein. Wie in Abbildung 6 gezeigt wurde, war das Verhältnis von Terminmarktvolumen zu Spotmarktvolumen in diesem Jahr am höchsten.

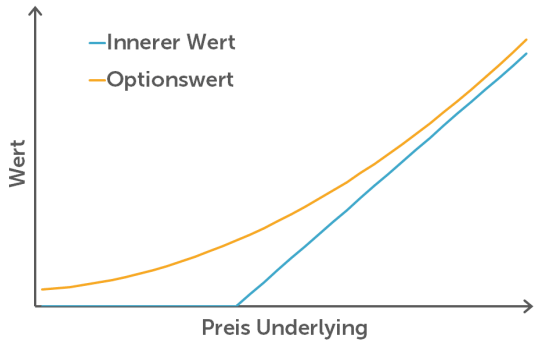
Seit dieser Zeit hat eine Reihe von Entwicklungen dazu geführt, dass sich das Preisrisiko deutlich reduziert hat. Die wesentlichen Treiber für die Reduktion des Preisrisikos sind der Aufbau von Überkapazitäten aus konventionellen und erneuerbaren Energieträgern, die Finanzkrise und der unvorhergesehene Rückgang der Stromnachfrage, sowie der verstärkte Austausch im Strombinnenmarkt. Für die Nachfrager bedeutet dies, dass das Risiko von Preisspitzen am Stromgroßhandel sehr gering ist und gleichzeitig die Chance, sehr niedrige („Last-Minute"-) Preise realisieren zu können, vergleichsweise hoch ist. Eine rationale Beschaffungsstrategie besteht folglich darin, weniger langfristige Absicherungsgeschäfte zu tätigen und größere Mengen kurzfristig zu beschaffen.

Die Analysen zeigen sowohl für Phasen mit niedriger als auch mit hoher Preisvolatilität eine nachvollziehbare Wechselwirkung zwischen Spot- und Terminmärkten. Die Beobachtungen lassen den Schluss zu, dass die Konsumenten ihre Beschaffungsstrategien sinnvoll an die Marktgegebenheiten anpassen. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass sich auch bei einem zukünftigen Abbau der Überkapazitäten und zunehmenden Preisspitzen die Beschaffungsstrategien zugunsten des Terminmarktes verschieben werden. Allerdings wird sich die Zusammensetzung der Terminmarktbeschaffung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verändern. Bei einer volatileren Preisentwicklung kann beispielsweise die Nachfrage nach Optionsprodukten zur Absicherung ansteigen.

OPTIONSPRODUKTE (ANWENDUNG AUF STROMMÄRKTE)

Eine Option ist ein bedingtes Termingeschäft. Es erlaubt dem Halter der Option zu einem bestimmten Zeitpunkt (europäische Option) zu einem vorab vereinbarten Preis Strom zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option). Der Halter hat außerdem die Möglichkeit, die Option nicht zu nutzen und verfallen zu lassen. Der Anbieter der Option (z. B. ein Kraftwerksbetreiber oder ein Konsument) erhält im Gegenzug eine Optionsprämie (den Preis der Option) bei Abschluss des Termingeschäfts. Damit Optionsprodukte liquide und transparent gehandelt werden können, müssen sie standardisiert sein.

Der Wert einer Option ist abhängig von einer Reihe von Faktoren. Insbesondere das Zinsniveau, die Laufzeit der Option sowie das Niveau und die Volatilität des Spotpreises sind wichtige Parameter. Die folgende Abbildung zeigt stilisiert den Wertverlauf einer Call-Option.



Auf der X-Achse ist der Preis des zugrunde liegenden Gutes (Underlying) abgetragen und auf der Y-Achse der Optionswert. Der innere Wert einer Option ist der Wert bei sofortiger Erfüllung. Liegt beispielweise der aktuelle Spotpreis unter den Grenzkosten eines Gaskraftwerks, ist der innere Wert einer Option auf die Erzeugung des Kraftwerks gleich null. Entspricht der Spotpreis den kurzfristigen Grenzkosten, ist die Option „at the money". Steigt der Spotpreis weiter, steigt der innere Wert der Option. Zusätzlich zum inneren Wert hat die Option einen Zeitwert oder äußeren Wert. Die Summe aus dem inneren und äußeren Wert ergibt den Optionswert.

Der Optionswert liegt aufgrund des Zeitwerts stets über dem inneren Wert. Der äußere Wert ist am größten, wenn die Option „at the money" ist, da in diesem Fall die Unsicherheit am größten ist. Eine längere Laufzeit der Option führt zu einem höheren Optionswert. Eine jährliche Option hat somit einen höheren Wert als eine monatliche Option. Bei einem Anstieg der Volatilität des Underlying steigt bei gleichem erwartetem Preisniveau des Underlying der Zeitwert und damit der Optionswert.

Da die steigende Durchdringung erneuerbarer Energien die historisch typischen Preismuster (wie z.B. Peak-/Off-Peak-Preise) zunehmend verändert, reduziert sich der Mehrwert der bisher an diese Peak-/Off-Peak-Muster geknüpften Produkte. Im Gegenzug werden andere Produktvarianten attraktiver. Optionsprodukte mit angepassten Laufzeiten können eine wichtige Rolle dabei spielen, die im Laufe der Energiewende veränderten Risiken abzusichern. Wenn der Bedarf nach dieser Absicherung steigt, werden sich am Markt Produkte bilden, die diese Präferenzen abbilden.

Das Verhalten der Marktteilnehmer an den Terminmärkten folgt den Prinzipien eines rationalen Handelns. Es gibt Hinweise auf das Bedürfnis der Akteure, gesicherte Leistung zu beschaffen. Demnach kann davon ausgegangen werden, dass sich etwaige Knappheitssituationen und entsprechende Preisspitzen an den Spotmärkten in höheren Preisen der „leistungsunterlegten" Terminprodukte niederschlagen werden. Der Terminhandel trägt dann zur Refinanzierung von Investitionen bei.

3.5 BINNENMARKTENTWICKLUNG

KOSTENSENKUNG

Durch die Nutzung von räumlichen Ausgleichseffekten können sowohl Brennstoff- als auch Investitionskosten gesenkt werden.

Seit dem Beginn des europäischen Liberalisierungsprozesses ist die Etablierung eines Binnenmarktes für Strom ein zentrales Ziel. Der internationale Wettbewerb soll zu einem kostengünstigeren Stromsystem für Verbraucher führen. Gleichzeitig erhöht die Marktintegration die Versorgungssicherheit, da in einem großen Markt mehr Möglichkeiten zur Lastdeckung vorhanden sind.

Ein wichtiger Schritt für die Binnenmarktentwicklung war die Definition des „Target Models“, in dem verschiedene Marktzonen über die sogenannte implizite Marktkopplungen miteinander verbunden sind. Diese implizite Marktkopplung führt dazu, dass Übertragungskapazitäten zwischen Marktzonen optimal ausgenutzt werden. Im November 2010 startete die zentral-westeuropäische Marktkopplung unter Beteiligung von Deutschland und Österreich, Frankreich, den Niederlanden, Belgien und Luxemburg. Im Februar 2014 wurde die Marktkopplung ausgeweitet und umfasst nun zusätzlich die nordischen, baltischen und britischen Märkte (siehe Abbildung 8).

DAS NORD-WEST-EUROPÄISCHE MARKET-COUPLING MACHT DIE NUTZUNG GROSSRÄUMIGER AUSGLEICHSEFFEKTE MÖGLICH

Abbildung 8: Marktgebiet der nordwesteuropäischen Marktkopplung (blau). Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ausweitung der Marktkopplung stellt einen weiteren wichtigen Schritt für mehr Versorgungssicherheit und niedrigere Kosten dar. Im Folgenden wird dargestellt, wie die Kosten aufgrund von operativen und investiven Einsparungen durch die Marktkopplung reduziert werden.[4]

Operative Kostensenkungsmöglichkeiten

Wie bereits beschrieben, optimiert die implizite Marktkopplung die Nutzung der Interkonnektorkapazitäten. Daraus folgt, dass die Austauschmöglichkeiten zwischen den Marktzonen erhöht werden. Somit können internationale Erzeugungsanlagen oder flexible Nachfrager einen größeren Beitrag zur Markträumung leisten. Ein Zeichen für eine bessere Nutzung der Austauschmöglichkeiten ist eine Annäherung der Großhandelspreise von benachbarten Märkten. Konvergierende Preise sind gleichzeitig ein Indiz für gesunkene Erzeugungskosten. Abbildung 9 verdeutlicht die Kostensenkungseffekte.

DER INTERNATIONALE STROMHANDEL REDUZIERT DIE BRENNSTOFFKOSTEN ZUGUNSTEN DER STROMKUNDEN

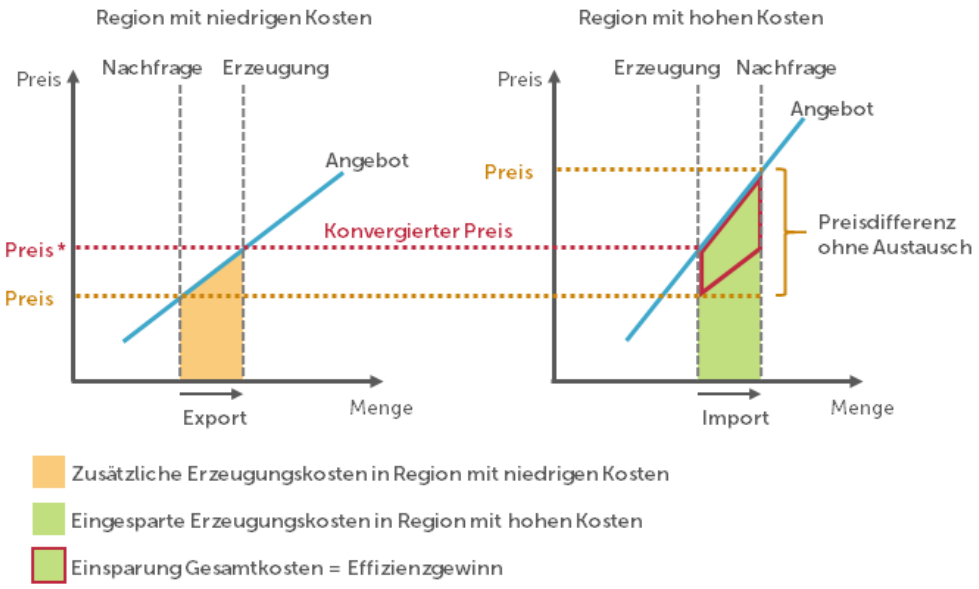


Abbildung 9: Effizienzgewinne durch Handel. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 9 zeigt ein Niedrig- und ein Hochpreisland. Aus Vereinfachungsgründen wird angenommen, dass in der Ausgangssituation keine Austauschmöglichkeit besteht. Die Kosten in dieser Situation werden mit denen eines zweiten Zustands verglichen, in dem die Möglichkeit des Austausches besteht.

[4] Die Darstellung der operativen und investiven Effekte basieren primär auf Nicolosi (2012).

In der Ausgangssituation stellen sich in beiden Ländern Preise (gelb) ein, die sich aus dem Schnittpunkt der jeweiligen Angebots- und der Nachfragekurve ergeben. Auf der rechten Seite der Grafik wird die resultierende Preisdifferenz zwischen den Märkten dargestellt.

- In der zweiten Situation besteht eine Handelsmöglichkeit. Im Niedrigpreisland kann die Erzeugung ausgeweitet werden, sodass sich die dortige Erzeugung und Nachfrage nun unterscheiden. Das Hochpreisland kann diesen Erzeugungsüberschuss importieren und reduziert die eigene Erzeugung entsprechend.
- Die gelbe Fläche veranschaulicht, dass es im Niedrigpreisland durch die Mehrerzeugung zu höheren Kosten kommt. Im Hochpreisland werden die Erzeugungskosten dagegen um die grüne Fläche reduziert. Die rot umrandete Fläche stellt die Kostenersparnis des Gesamtsystems dar, die durch die Austauschmöglichkeit realisiert werden kann. Sie entspricht der Differenz der gelben und grünen Flächen.

  Im neuen Marktergebnis haben beide Länder den identischen, konvergierten Großhandelspreis Preis* (rot). Folglich sind konvergierende Preise ein Hinweis auf eine Kostenreduktion im Stromsystem.

Der dargestellte Vergleich entspricht einer statischen Ceteris-Paribus-Betrachtung. In der Realität ändern sich die Nachfrage und die spezifischen Erzeugungskosten kontinuierlich, sodass sich die Länder teilweise stündlich im Import- und Exportverhalten abwechseln. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Nachfrage und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in den verschiedenen Ländern nur geringfügig korreliert sind.

Abbildung 10 stellt die Entwicklung der Preiskonvergenz zwischen Deutschland und Frankreich (rechts), sowie zwischen Deutschland und den Niederlanden (links) dar. Zusätzlich zeigen die Kurven den durchschnittlichen Großhandelspreis der Länder.

DIE ANFÄNGLICHE PREISKONVERGENZ BEI EINFÜHRUNG DER MARKTKOPPLUNG IST WIEDER RÜCKLÄUFIG. DIE PREISNIVEAUS GEHEN AUFGRUND DES DEUTSCHEN ÜBERANGEBOTS WIEDER AUSEINANDER

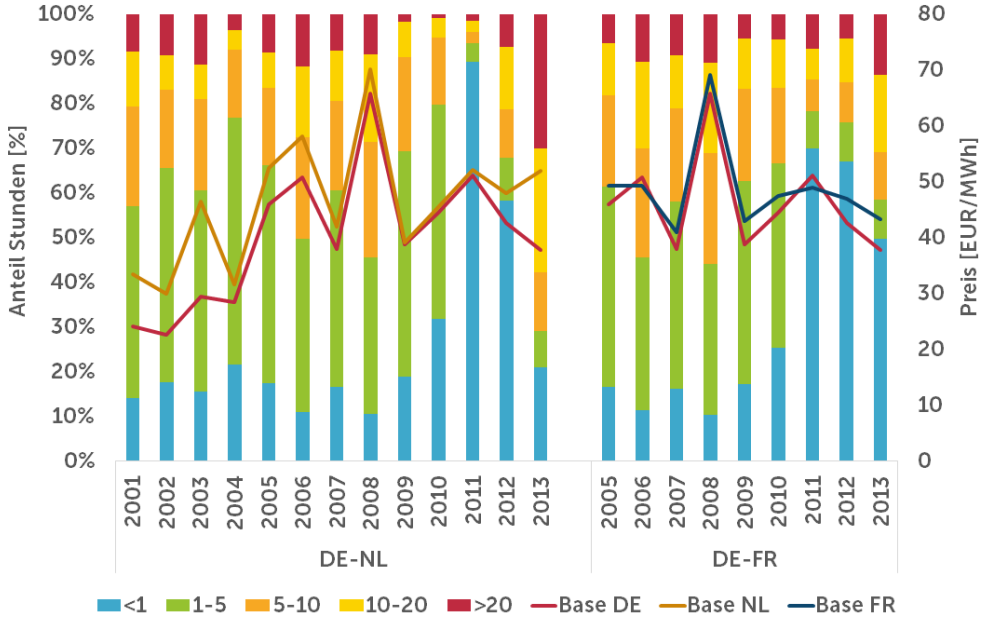


Abbildung 10: Preiskonvergenz der deutschen und niederländischen (links) sowie der deutschen und französischen Day-Ahead-Märkte in den Jahren 2001 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013), APX (2013).

Die blauen Flächen zeigen den Anteil der Stunden des Jahres, in denen der Preisunterschied zwischen den beiden Ländern kleiner als ein Euro pro Megawattstunde war. Dieser Zustand wird im Folgenden als Preiskonvergenz bezeichnet. Die Preiskonvergenz hat sich in beiden Fällen lange auf einem Niveau unter 20% gehalten. Erst nach Einführung der impliziten Marktkopplung im Jahr 2010 hat sich die Preiskonvergenz erhöht: Der Anteil der Stunden mit konvergierten Preisen ist zwischen Deutschland und den Niederlanden auf ein Maximum von 90%, und zwischen Deutschland und Frankreich auf einen Spitzenwert von 70% gestiegen. Dieser Trend hat sich jedoch in der jüngsten Vergangenheit wieder umgedreht. Der Grund hierfür liegt ein einem steigenden Ungleichgewicht zwischen dem Erzeugungsmix und den Erzeugungskosten der Länder. Deutschland kann angesichts des steigenden Anteils günstiger heimischer Erzeugung aus Kernenergie, Braunkohle und erneuerbaren Energien und angesichts begrenzter Übertragungskapazitäten nicht genug exportieren, um

DIE PREISKONVERGENZ MIT DEN NACHBARLÄNDERN NIMMT AUFGRUND DES HOHEN ERZEUGUNGSANTEILS MIT GERINGEN GRENZKOSTEN IN DEUTSCHLAND WIEDER AB, WÄHREND DER NETTOEXPORT STEIGT

eine Preiskonvergenz herbeizuführen. Somit spiegelt der hier dargestellte Trend eine andere Perspektive auf den in Abbildung 3 dargestellten steigenden Stromexport dar.

Investive Kostensenkungsmöglichkeiten

Die Optimierung des grenzüberschreitenden Austauschs verändert die Auslastung der Kraftwerkskapazitäten und setzt somit auch Anreize für eine Anpassung des Kraftwerksparks. Auf diesem Weg sinkt durch die Marktkopplung auch das notwendige Investitionsvolumen, da der Gesamtbedarf an Erzeugungskapazität reduziert wird: Durch die Ausweitung des Marktgebiets durchmischen sich regionale stochastische Schwankungen der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien. Diese Gleichzeitigkeitseffekte führen dazu, dass Extremsituationen mit einer überregional sehr hohen residualen Last seltener auftreten bzw. in ihrer Stärke gemindert werden. Die Durchmischungseffekte verringern somit die benötigten Gesamtkapazitäten.

Um die Wirkungswese der Durchmischungseffekte zu veranschaulichen, können historische Last- und EE-Zeitreihen untersucht werden. Die folgenden Auswertungen stützen sich auf eine stichprobenartige Untersuchung verschiedener Marktzonen und Jahre.[5] Abbildung 11 zeigt in einem ersten Schritt die Jahreshöchstlasten Deutschlands, Österreichs, Frankreichs, Belgiens und Dänemarks für die Jahre 2006 bis 2013. Dargestellt sind sowohl die addierten, nationalen Spitzenlasten als auch die jährliche zeitgleiche Spitzenlast aller genannten Länder. Die Linie zeigt die Differenz der nationalen und der zeitgleichen Spitzenlasten auf der Sekundärachse.

[5] Die hier vorgenommenen Darstellungen haben somit illustrativen Charakter. Eine belastbare quantitative Analyse erfordert deutlich längere Zeitreihen und eine probabilistische Analyse. Die hier verwendete Datengrundlage bilden von den Übertragungsnetzbetreibern und von ENTSO-E veröffentlichte stündliche Zeitreihen. Da die nationalen Lastdaten nicht die vollständige Nachfrage abdecken, kann deren absolute Höhe nicht eindeutig bestimmt werden. Der zeitliche Lastverlauf kann für diesen Zeitraum jedoch als repräsentativ angesehen werden. Für Deutschland und Österreich sind zum Zeitpunkt der Analyse nur historische Lastdaten bis einschließlich Oktober 2013 über ENTSO-E verfügbar. Für die Monate November und Dezember 2013 wurden deshalb näherungsweise die von ENTSO-E (Deutschland) und APG (Österreich) veröffentlichten stündlichen Day-Ahead-Lastprognosewerte verwendet.

DIE AUSGLEICHSEFFEKTE DER SPITZENLASTEN FÜHREN IN DEN MEISTEN JAHREN ZU EINER GERINGEREN AUSLASTUNG DER KAPAZITÄTEN

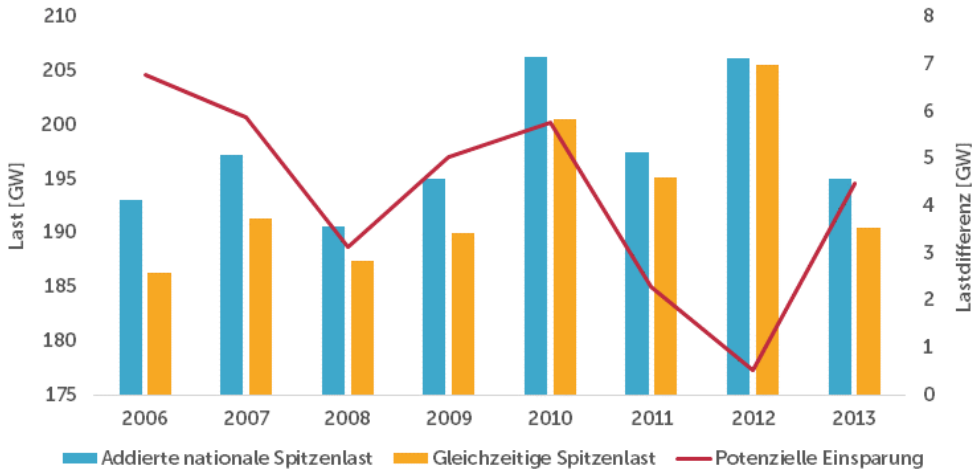


Abbildung 11: Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark für die Jahre 2006 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (2013).

Aufgrund der stochastischen Durchmischungseffekte liegt die Summe der nationalen Spitzenlasten über der tatsächlich beobachteten gleichzeitigen Spitzenlast. Die Differenz zwischen der addierten und der gleichzeitigen Spitzenlast weist auf Einsparmöglichkeiten an gesicherter Leistung hin, die bei ausreichend verfügbaren Interkonnektorkapazitäten realisiert werden könnten. Im dargestellten Zeitraum schwankt die Differenz zwischen 6,8 GW (3,5%) in 2006 und 0,5 GW (0,3%) in 2012. Diese Betrachtung der absoluten Last gibt jedoch noch nicht die benötigte gesicherte Leistung wider, da die Ausgleichseffekte erneuerbarer Energien vernachlässigt werden.

Die Durchmischung der erneuerbaren Energien stellt einen weiteren wichtigen stochastischen Faktor dar. Die kombinierten Gleichzeitigkeitseffekte von Last und erneuerbaren Energien werden deshalb in einem nächsten Schritt analysiert, indem die residuale Spitzenlast betrachtet wird. Die residuale Spitzenlast entspricht dem Maximum der stündlichen Differenz aus Last und EE-Einspeisung. Im Folgenden wird zur Ermittlung der Residuallast ausschließlich die Einspeisung aus Windenergieanlagen berücksichtigt. Abbildung 12 ergänzt die Darstellung aus der obigen Abbildung 11 um die maximale gleichzeitige residuale Spitzenlast der fünf Länder in den Jahren 2012 und 2013.[6]

[6] Die Daten zur Erzeugung aus Windenergie liegen nicht für alle zuvor betrachteten Länder für den gesamten Zeitraum vor.

DURCH DIE AUSGLEICHEFFEKTE DER SPITZENLAST UND DER EINSPEISUNG ERNEUERBARER ENERGIEN STEIGT DER ERWARTETE BEITRAG DER MARKT-KOPPLUNG ZUR GESICHERTEN LEISTUNG

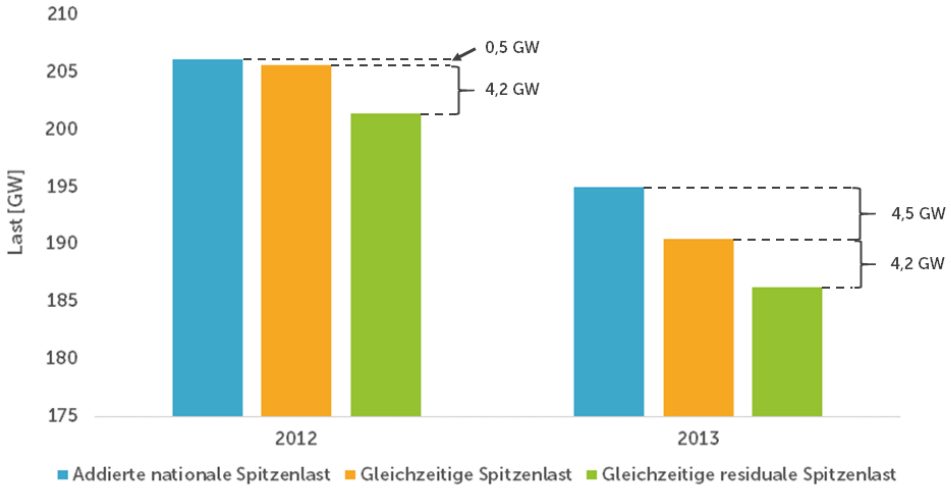


Abbildung 12: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Dänemark in 2012 und 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (2013), EEX (2013), RTE (2013), Elia (2013), Nord Pool Spot (2013).

Die Darstellung verdeutlicht, dass durch die Berücksichtigung der kombinierten Durchmischungseffekte aus Last und erneuerbaren Energien in beiden Jahren eine zusätzliche Reduktion in Höhe von 4,2 GW erzielt wird. Aus dieser Betrachtung ergeben sich im Vergleich zur addierten nationalen Spitzenlast Gesamtwerte von 4,7 GW (2012) und 8,7 GW (2013), die unter der Annahme ausreichender Übertragungskapazitäten durch einen länderübergreifenden Ansatz hätten eingespart werden könnten. Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit ist die Repräsentativität dieses Beispiels allerdings eingeschränkt. Es sollte jedoch erwähnt werden, dass die Darstellung lediglich vier der neun Nachbarländer Deutschlands berücksichtigt. Eine geografisch umfassendere Analyse würde voraussichtlich zu größeren Beiträgen führen. Abbildung 13 stellt den gleichen Zusammenhang für Deutschland und Dänemark über einen längeren Zeitraum dar.

ÜBER LÄNGERE ZEITRÄUME BESTÄTIGT SICH DIE MÖGLICHKEIT DER INVESTIVEN KOSTENREDUKTION

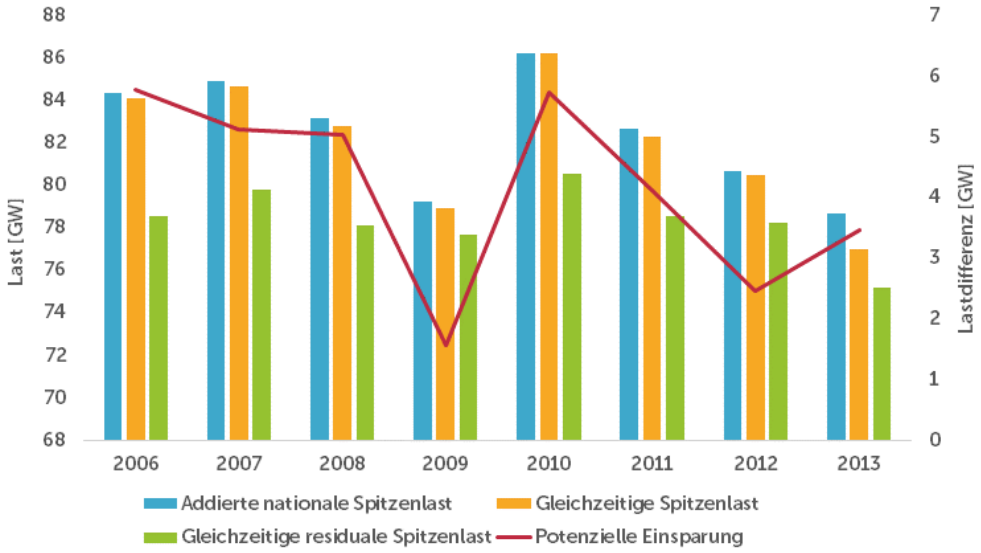


Abbildung 13: Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten in Deutschland und Dänemark in den Jahren 2006 bis 2013. Quelle: Eigene Berechnung nach EEX (2013), Energinet.dk (2013).

Die Schwankungsbreite der Differenzen verdeutlicht, dass die potenziellen investiven Effizienzgewinne der Marktkopplung nicht in jedem Jahr identisch sind. Wie groß die Einsparungen sind, hängt letztlich auch von der Kapazität der Interkonnektoren und der Effizienz ihrer Bewirtschaftung ab. Zudem stellt sich die Frage, wie Lastsituationen abgesichert werden sollten, die beispielsweise nur einmal in zehn Jahren auftreten. Zu diesem Zweck gesicherte Kraftwerksleistung vorzuhalten, ist voraussichtlich nicht die kostengünstigste Option. Darüber hinaus herrscht eine große Unsicherheit über die Entwicklung der residualen Spitzenlasten, wodurch das Risiko besteht, dass signifikante Überkapazitäten vorgehalten werden.

3.6 SPITZENLASTENTWICKLUNG UND -PROGNOSE

SPITZENLAST

Vorhersagen der zukünftigen Spitzenlast sind unsicher und werden durch Erwartungen an die Konjunktur, die Energieeffizienz, den Beitrag erneuerbarer Energien und die Lastflexibilität beeinflusst.

Die Spitzenlast ist ein wesentlicher Treiber für den Bedarf an Erzeugungskapazitäten und müsste im Falle eines zentralen Kapazitätsmarktes von einer Behörde abgeschätzt werden. Die Entwicklung der Jahreshöchstlast unterliegt großen Unsicherheiten und ist schwer vorherzusagen, da sie von einer Vielzahl von Faktoren abhängt: Sowohl die konjunkturelle Entwicklung als auch der Erfolg von Energieeffizienzmaßnahmen und die zukünftige Nachfrageflexibilität beeinflussen die Höhe der Spitzenlast.

Abbildung 14 verdeutlicht die Volatilität der deutschen Spitzenlast sowie die Bandbreite ausgewählter veröffentlichter Prognosen. Im linken Bereich ist die historische Entwicklung der Spitzenlast und der residualen Spitzenlast dargestellt.

DIE GROSSE BANDBREITE DER PROGNOSEN ZUR SPITZENLASTENTWICKLUNG SPRICHT FÜR EINE WETTBEWERBLICHE ORGANISATION DER ERWARTUNGSBILDUNG

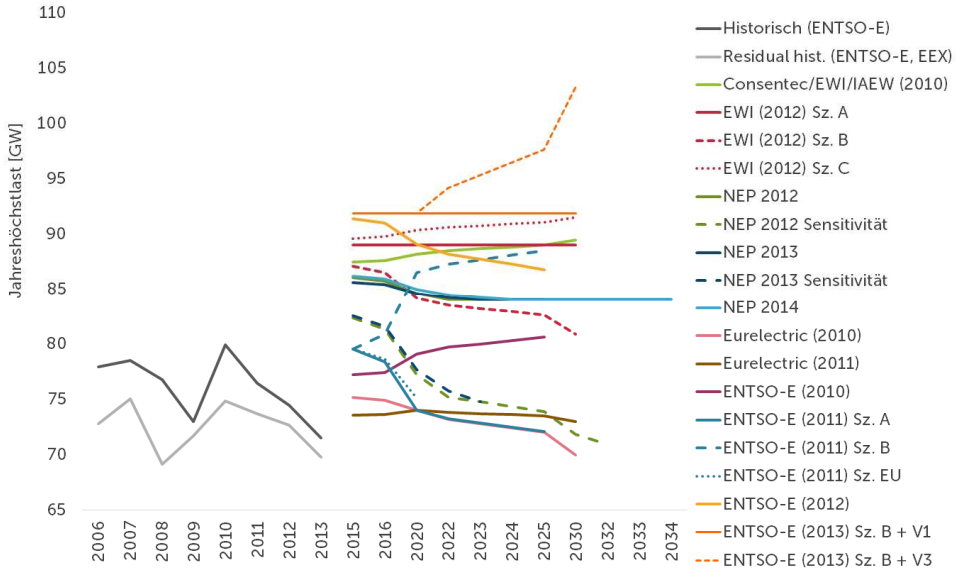


Abbildung 14: Historische Jahreshöchstlasten und residuale Jahreshöchstlasten sowie Spitzenlastprognosen für Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E (2013), diverse (siehe Legende).

Die zugrundeliegenden stündlichen Lastdaten von ENTSO-E spiegeln wiederum nur einen Teil der Gesamtnachfrage wider, sodass die absolute Höhe der historischen

Spitzenlast unterschätzt wird.[7, 8] Zur Ermittlung der residualen Spitzenlast wurden stündliche Einspeiseganglinien für Wind und Photovoltaik verwendet.[9] Historische Einspeiseganglinien von Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken stehen nicht zur Verfügung. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sowohl Biomasse (Ende 2013 ca. 6 GW installierte Leistung) als auch Laufwasser (ca. 4 GW) zum Zeitpunkt der Spitzenlast mit großer Wahrscheinlichkeit gesicherte Leistung bereitstellen können.

Aus Abbildung 14 wird besonders deutlich, wie sensibel die Prognose der zukünftigen Spitzenlastentwicklung auf die Variation von Annahmen reagiert. Aufgrund der Bedeutung der Spitzenlast für Analysen der Strommarktentwicklung werden deshalb häufig Szenarien mit steigender und sinkender Höchstlast parallel betrachtet, um die Bandbreite der möglichen Entwicklungen abdecken zu können. Die Mehrzahl der in Abbildung 14 dargestellten Quellen bzw. Szenarien geht jedoch von einer sinkenden Jahreshöchstlast im Vergleich zum jeweiligen Startpunkt aus. Die Beispiele verdeutlichen jedoch, dass es signifikante Unsicherheiten bei der Abschätzung zukünftiger Spitzenlasten gibt.

[7] In den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 geben die Übertragungsnetzbetreiber Jahreshöchstlasten von 87,5 GW (2010), 86,4 GW (2011) und 86,9 GW (2012) als Referenzwerte an.

[8] Für Deutschland sind zum Zeitpunkt der Analyse nur historische Lastdaten bis einschließlich Oktober 2013 über ENTSO-E verfügbar. Für die Monate November und Dezember 2013 wurden deshalb näherungsweise die von ENTSO-E veröffentlichten stündlichen Day-Ahead-Lastprognosewerte verwendet.

[9] Für das Jahr 2013 wurde nur die Windeinspeisung berücksichtigt. Da zum üblichen Zeitpunkt der Jahreshöchstlast an einem Winterabend die Einspeisung aus PV gering ist, ist der Effekt vernachlässigbar.

3.7 LASTFLEXIBILITÄT

ANREIZBAR

Die Flexibilisierung der Nachfrage ist auf Basis von Preissignalen möglich, die den Bedarf an Flexibilität signalisieren.

Eine der grundlegenden Marktunvollkommenheiten auf dem Strommarkt ist die mangelnde Kenntnis über die tatsächliche Flexibilität der Nachfrage. Aktuell verhält sich die Nachfrageseite vergleichsweise inflexibel. Für die Inflexibilität kann eine Anzahl an Gründen angeführt werden. Die wichtigste Begründung ist vermutlich, dass der Liberalisierungsprozess mit Überkapazitäten gestartet ist und seitdem keine Notwendigkeit bestand, die Last zu flexibilisieren, da stets ausreichend Erzeugungsanlagen vorhanden waren. Außerdem musste sich die Informations- und Telekommunikationstechnik erst weiterentwickeln. Der aktuelle Stand der Technik erlaubt inzwischen eine deutlich vereinfachte Aktivierung der Flexibilitätspotenziale.

Die Nachfrage spielt in Knappheitssituationen eine besondere Rolle, da ein preiselastischer Verbrauch die Markträumung wesentlich erleichtern kann. Gleichzeitig spiegeln nachfrageseitige Gebote die Opportunitäten des Nachfrageverzichts wider, die sich letztlich als Knappheitspreise am Markt niederschlagen können. Diese Opportunitätskostenpreissetzung ist ein wesentlicher Bestandteil des Peak-Load-Pricing (siehe Abschnitt 2.5). Sie erlaubt die monetäre Bewertung eines knappen Gutes und offenbart die Präferenzen der Nachfrager. Die Opportunitätskosten der Verbraucher sind auch davon abhängig, ob der Nachfrager seinen Stromkonsum lediglich zeitlich verlagert (Lastverschiebung), oder ob er vollständig auf den Konsum verzichtet (Lastverzicht). Wenn sich diese individuellen Opportunitäten des Nachfragers in seinen Geboten widerspiegeln, ist die Lastflexibilität eine rationale Konsequenz aus seinen Präferenzen.

In der Praxis können die Opportunitätskosten beispielsweise dem Wert eines mit Strom produzierten Gutes, die mit dem Verbrauch von Elektrizität verbunden ist. Übersteigen die Kosten der Strombeschaffung den Wert des Gutes, wird der Verbraucher seine Nachfrage nach Strom reduzieren. Dieser Verzicht verringert die insgesamt zu deckende Last und erleichtert die Markträumung in Knappheitssituationen. Das gilt auch dann, wenn der Konsum lediglich verschoben wird. Bei einer solchen Lastverschiebung wird der Verbrauch im Gegenzug zu einem späteren Zeitpunkt erhöht. Dadurch wirkt die Lastverschiebung wie ein Stromspeicher, der durch eine zeitlich versetzte Ein- und Ausspeisung die Nachfrage in Niedrigpreisstunden erhöht und dafür zusätzliche Energie in Hochpreisstunden zur Verfügung stellt. Lastverzicht reduziert dagegen Lastspitzen ohne einen späteren Ausgleich. Die Opportunitätskosten des vollständigen Konsumverzichts sind deshalb in der Regel höher als die Opportunitätskosten einer Lastverschiebung.

Weder Lastverzicht noch Lastverschiebung sind mit einem Mangel an Versorgungssicherheit oder einer unfreiwilligen Rationierung des Stromverbrauchs zu verwechseln. Im Gegenteil unterstützt Lastflexibilität die Markträumung und trägt zu einer Vergleichmäßigung des Lastverlaufs bei. Lastspitzen werden reduziert, während Lasttäler durch die Lastverschiebung aufgefüllt werden.

Die Quantifizierung des Lastmanagementpotenzials ist eine vergleichsweise komplexe Aufgabe, da sich die Nachfrage aus einer Vielzahl heterogener Teilverbräuche zusammensetzt. Dementsprechend existiert in der wissenschaftlichen Literatur eine große Bandbreite von Potenzialschätzungen. Viele Studien leiten das theoretische oder technische Potenzial aus Informationen zu industriellen Produktionsstufen ab. Der Fokus dieser Untersuchungen liegt also auf der potenziellen oder tatsächlichen Verfügbarkeit anlagenseitiger Steuerungstechnik. Die Analysen geben jedoch nur eine statische Perspektive wider. Sie vernachlässigen, dass sich der Anlagenpark über die Zeit an Preissignale anpassen kann. Für das langfristige Marktgeschehen ist dagegen in erster Linie relevant, welche nachfrageseitige Leistung zu welchem Preis einen Anreiz hat, Maßnahmen zur Flexibilisierung des eigenen Verbrauchs zu ergreifen.

Diese ökonomischen Potenziale lassen sich aus dem Verhältnis von Stromverbrauch und Wertschöpfung ableiten, also aus den bereits diskutierten Opportunitätskosten der Nachfrage. Abbildung 15 stellt die durchschnittliche Wertschöpfung pro MWh von 15 Wirtschaftssektoren auf Bundesländerebene dar. Die Werte sind in aufsteigender Reihenfolge sortiert und entsprechen dem Durchschnitt über die Stunden des Jahres. Dieser Durchschnittswert ist deutlich kleiner als das Potenzial zum Zeitpunkt der Spitzenlast. Die Opportunitäten des Dienstleistungssektors spiegeln sich im hochpreisigen Segment der Kurve wider, während sich die Opportunitätskosten industrieller Verbraucher vorrangig im mittleren und niedrigen Preissegment befinden.

DIE WERTSCHÖPFUNG PRO GENUTZTER MEGAWATTSTUNDE WEIST AUF HOHE POTENZIALE UND STARKE ANREIZE ZUR LASTFLEXIBILISIERUNG HIN

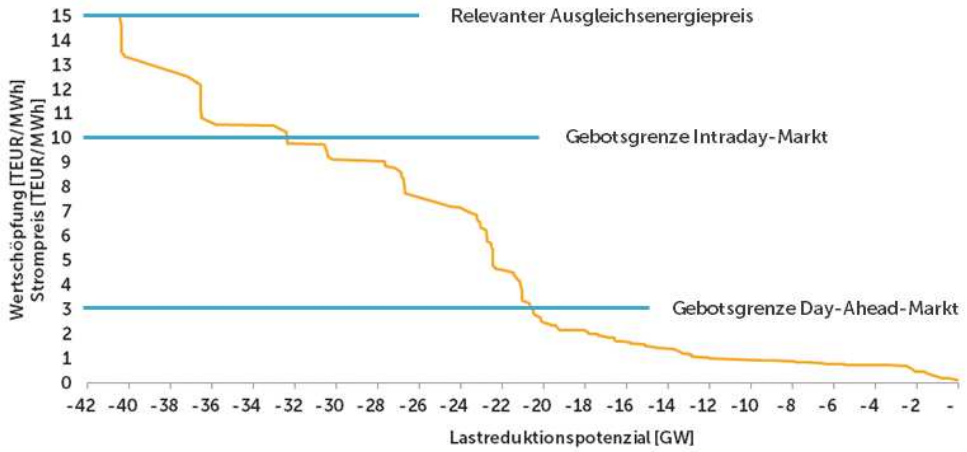


Abbildung 15: Opportunitätskosten-Merit-Order der industriellen Nachfrage. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von VGRdL (2013), LAK Energiebilanzen (2013).

Die dargestellte Opportunitätskosten-Merit-Order gibt an, wieviel nachfrageseitige Leistung bei einem gegebenen Strompreis einen Anreiz hat, auf den Stromverbrauch bzw. auf die entsprechende Wertschöpfung zu verzichten. Die mögliche Lastflexibilität privater Verbraucher wird an dieser Stelle vollständig vernachlässigt. Die aktuelle Gebotsgrenze auf dem Day-Ahead-Markt liegt bei einem Preis von 3.000 EUR/MWh. Zu diesem Preis haben bereits Kapazitäten von rund 20.500 MW Anreize, in einer durchschnittlichen Stunde auf Konsum zu verzichten. Für diese Nachfrager ist der Wert der Wertschöpfung im Schnitt niedriger als die Kosten für den Produktionsfaktor Strom, wenn der Strompreis bei 3.000 EUR/MWh liegt. Steigt der Preis bis zur Gebotsgrenze des Intradaymarktes von 10.000 EUR/MWh, erhöht sich auch das Potenzial auf mehr als 32.000 MW. Hohe Opportunitätskosten stehen hier für ein höheres Verhältnis von Wertschöpfung zu Stromverbrauch. Wird 80% der Regelleistung ausgeschöpft, steigt der Ausgleichsenergiepreis auf das 1,5-fache des Intradaypreises. Bei Erreichen des Intradaypreislimits steigt der Ausgleichsenergiepreis auf mindestens 15.000 EUR/MWh. Dann besteht in den untersuchten Sektoren ein ökonomisches Potenzial von 41.000 MW. Die Berücksichtigung des Haushaltssektors würde das Leistungsspektrum insbesondere im Hochpreissegment deutlich ausweiten.

STEIGT DER STROMPREIS ÜBER DEN NUTZEN DER WERTSCHÖPFUNG, DANN IST EINE FREIWILLIGE LASTREDUKTION BETRIEBS- UND VOLKSWIRTSCHAFTLICH EFFIZIENT

Die gewählte Darstellung verdeutlicht, dass es innerhalb des heutigen Marktdesigns und der aktuellen Gebotsgrenzen substanzielle Anreize für eine Flexibilisierung der Nachfrage gibt. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass die genannten Potenziale unmittelbar beim erstmaligen Auftreten einer Preisspitze erschlossen werden. Ein substanzieller Teil der Nachfrage verfügt aber bereits heute über Instrumente zu Leistungsmessung, die eine erste Voraussetzung für ein flexibles Nachfrageverhalten sind: Nach Angaben der BNetzA (2013d) entfällt auf leistungsgemessene Nachfrager ein Verbrauch von 282,2 TWh/a. Unter der konservativen Annahme, dass der Verbrauch im Jahresverlauf gleichmäßig anfällt, entspricht das einer Leistung von 32 GW. Diese signifikante Leistung könnte mit relativ geringem Aufwand flexibel eingesetzt werden. Bei den in Abbildung 15 dargestellten Opportunitätskosten handelt es sich außerdem um Durchschnittswerte für einzelne Sektoren. Innerhalb der Sektoren ist die Bandbreite der Opportunitäten naturgemäß größer. Die Merit-Order bezieht sich außerdem auf die Opportunitätskosten des Lastverzichts. Würde die Analyse auf die Lastverschiebung ausgeweitet, ergäben sich zusätzliche günstige Flexibilitätspotenziale. Für die Erschließung dieser Potenziale müssten jedoch Investitionen getätigt werden.

Wie dieses Potenzial für den Strommarkt genutzt werden kann, hängt maßgeblich von den Produktdefinitionen des Marktes ab. Die Produktdefinition legt u.a. fest, über welchen Zeitraum der gekaufte Strom geliefert wird. Am Day-Ahead-Markt ist beispielsweise das Produkt mit der kürzesten Laufzeit über eine Stunde definiert. Über diesen Zeitraum muss ein Anbieter die Lieferung garantieren können. Je länger die Produktlaufzeit ist, desto höher ist die Hürde für flexible Nachfrager, ihre Leistung am Markt anzubieten. Abbildung 16 stellt beispielhaft für Bayern und Baden-Württemberg ausgewählte Lastverschiebepotenziale und ihre maximalen Lieferzeit dar.

DAS NUTZBARE LASTMANAGEMENTPOTENZIAL IST ABHÄNGIG VON DEN PRODUKTDEFINTIONEN DER MÄRKTE. LANGE LIEFERZEITEN KÖNNEN EIN HEMMNIS FÜR DEN MARKTEINTRITT SEIN

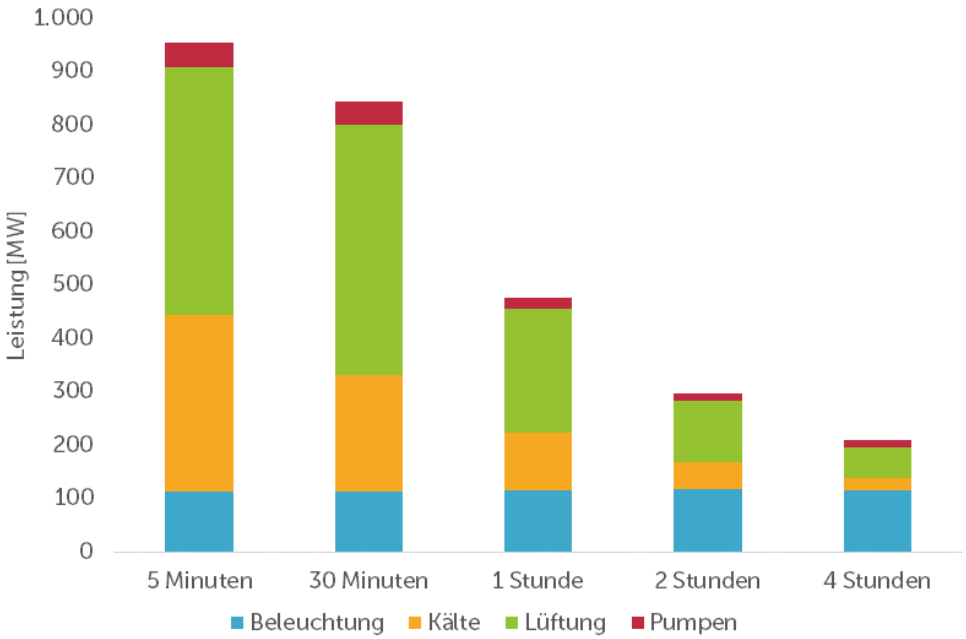


Abbildung 16: Lastverschiebepotenziale in Süddeutschland nach maximaler Lieferzeit. Quelle: Eigene Darstellung nach Klobasa und von Roon (2013).

Sollte ein Produkt am Markt eine Lieferzeit von bis zu vier Stunden erfordern, wäre das erschließbare Potenzial deutlich kleiner, als wenn das Produkt über eine Stunde oder eine Viertelstunde definiert wären. Produktdefinitionen, die sich an der Verfügbarkeit konventioneller Erzeugungstechnologien orientieren, können deshalb ein implizites Hemmnis für die Erschließung der Lastflexibilität darstellen.

3.8 ERZEUGUNGSKAPAZITÄT

KOMPAKT

Bei statischer Betrachtung werden innerhalb der nächsten zehn Jahre nicht alle verfügbaren Kraftwerke benötigt.

Das Gegenstück zur Abschätzung der nachfrageseitigen Entwicklung ist die Analyse der Kraftwerksparkentwicklung. Ein einfacher Vergleich der gesicherten Kraftwerksleistung mit der erwarteten Spitzenlast greift jedoch für die Diskussion der Versorgungssicherheit deutlich zu kurz. Wie bereits diskutiert, spielen nachfrageseitige Flexibilität und Austauschmöglichkeiten mit Nachbarländern entscheidende Rollen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit. Nichtdestotrotz ist die Entwicklung der Kraftwerksleistung ein wichtiger Faktor innerhalb des Stromsystems.

Abbildung 17 stellt die Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten dar. Die zugrunde liegenden Quellen erwarten bis 2024 eine Reduzierung der konventionellen Kapazitäten einschließlich der Wasserkraft um rund 17,6 GW auf ca. 85 GW. Im gleichen Zeitraum wird die Zunahme der erneuerbaren Kapazitäten mit rund 60 GW beziffert.

DIE GESICHERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG IN DEUTSCHLAND ÜBERSTEIGT AUF ABSEHBARE ZEIT DIE NATIONALE SPITZENLAST AUCH OHNE EINE NUTZUNG GRENZÜBERSCHREITENDER AUSGLEICHSEFFEKTE

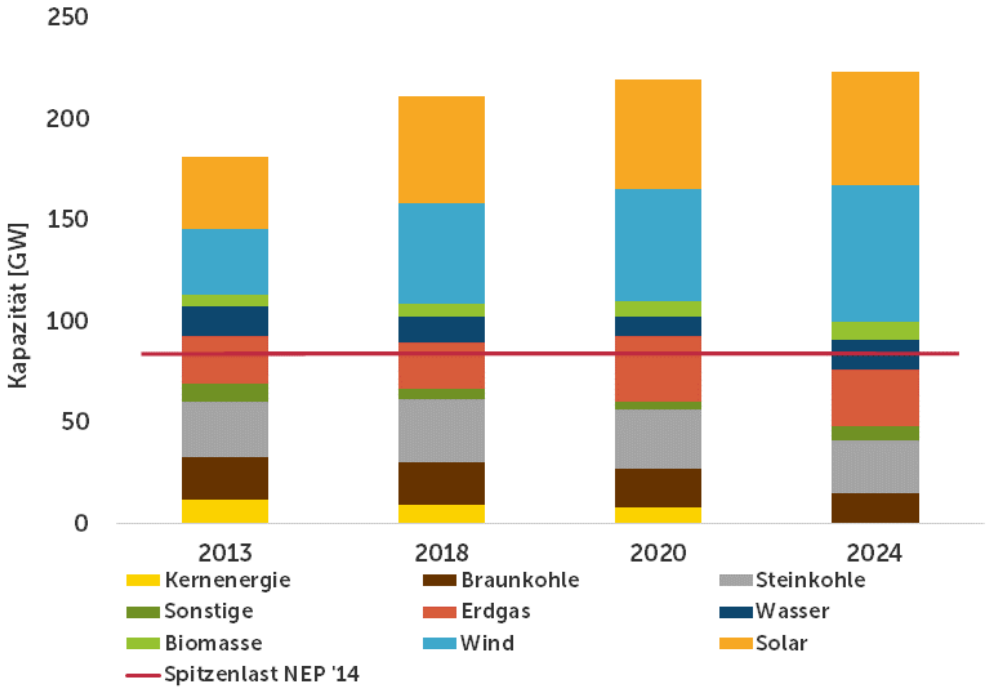


Abbildung 17: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Spitzenlast in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2013b), BNetzA (2013c), ENTSO-E (2013b), 50Hertz et al. (2013b).

Stellt man dieser Entwicklung die von den Übertragungsnetzbetreibern für 2024 prognostizierte Spitzenlast von 84 GW (vgl. NEP 2014) gegenüber, ergibt sich ein leichtes Plus der konventionellen Leistung gegenüber der angenommenen maximalen Nachfrage. Die Entwicklung in der Realität kann sich jedoch von den statischen Annahmen unterscheiden. Kraftwerksverfügbarkeiten wurden in der Darstellung nicht berücksichtigt. Es ist aber davon auszugehen, dass planbare Kraftwerksrevisionen vorwiegend in nachfrageschwachen Phasen vorgenommen werden.

Zur Bewertung von Versorgungssicherheit werden häufig sogenannte Leistungsbilanzen zum Vergleich der Erzeugungsleistung mit der Last erstellt. Leistungsbilanzen berücksichtigen im Gegensatz zur obigen Darstellung weitere Kriterien wie z.B. Kraftwerksausfälle und den Bedarf an Regelleistungskapazitäten. Auf europäischer Ebene werden diese Bilanzen vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) im System Operation and Adequacy Forecast (SOAF) erstellt, der auf nationalen Berichten der Mitgliedsländer aufbaut. Das derzeit angewandte Verfahren betrachtet die Versorgungssicherheit jedoch aus einer sehr eingeschränkten Perspektive. Zum einen sind die Bilanzen eine statische Momentaufnahme, sodass die Möglichkeit einer dynamischen Anpassung des Stromsystems vernachlässigt wird. Des Weiteren wird in der Regel weder der Beitrag von Importmöglichkeiten, noch von Lastmanagementpotenzialen oder erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit berücksichtigt (vgl. BMU, 2013). Leistungsbilanzen unterschätzen also tendenziell das Niveau der Versorgungssicherheit.

Auch aus Sicht der EU-Kommission ist deshalb eine Weiterentwicklung des Verfahrens zu einem länderübergreifenden Ansatz mit einheitlichen Daten und Methoden notwendig (vgl. EU-Kommission, 2012). Nach BMU (2013) steigt die gesicherte Leistung für das Jahr 2020 durch die Berücksichtigung der angesprochenen Faktoren auf 95,6 GW gegenüber 91,1 GW gemäß der Leistungbilanzanalyse von ENTSO-E (2013). Für das Jahr 2024 ergibt sich aus der weiterentwickelten Methode und den Daten des Netzentwicklungsplans 2014 eine gesichert verfügbare Leistung von 83,2 GW.

Um die neue Methode weiterzuentwickeln, untersucht die Consentec GmbH derzeit in einem Schwesterprojekt die Belastbarkeiten verschiedener Annahmen und die Wirkung grenzüberschreitende Effekte.

3.9 ENTWICKLUNG DER INTERKONNEKTORKAPAZITÄT

AUSTAUSCHOPTIONEN

Die ansteigende Interkonnektorkapazität ermöglicht die Nutzung regionaler Ausgleichseffekte der Last, der Einspeisung erneuerbarer Energien und der verfügbaren Kraftwerksleistung.

In den vorherigen Abschnitten wurden die operativen und investiven Effizienzgewinne, die durch die europäische Marktkopplung erzielt werden können, ausführlich diskutiert. Die grundlegende Voraussetzung für die Realisierung der Effizienzpotentiale ist jedoch die Verfügbarkeit physischer Übertragungskapazitäten und ihre effiziente Bewirtschaftung. Vor diesem Hintergrund sind der europäische Netzausbau und ein europäisch koordinierter Netzbetrieb von zentraler Bedeutung.

Net Transfer Capacities (NTC) beschreiben die für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Kapazitäten. Die Entwicklung der NTC zwischen Deutschland und seinen Nachbarmärkten ist in Abbildung 18 dargestellt.

DIE NUTZUNG DES BINNENMARKTES FÜR STROM WIRD DURCH DEN AUSBAU DER INTERKONNEKTORKAPAZITÄTEN UNTERSTÜTZT UND SENKT DIE GESAMTSYSTEMKOSTEN

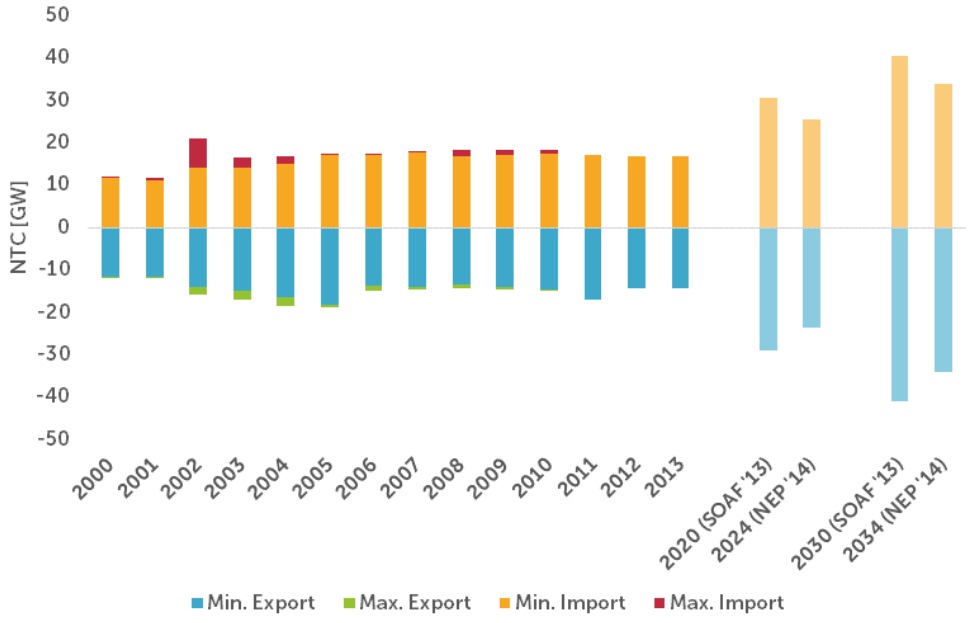


Abbildung 18: Historische und prognostizierte Entwicklung der NTC zwischen Deutschland und seinen Nachbarmärkten. Quelle: Eigene Berechnung nach ENTSO-E (div. Jahre), ENTSO-E (2013b), BNetzA (2013a).

Nach Angabe von ENTSO-E konnten im Jahr 2013 durchschnittlich 14,2 GW für den Export und 16,9 GW für den Import von Strom genutzt werden. Auf Basis der im europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von 2012 vorgesehenen

Netzausbauten rechnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bis 2024 mit einem Anstieg der NTC auf 23,5 GW für den Export und 25,6 GW für den Import (vgl. NEP 2014). Bis 2034 wird sogar von 34 GW an Export- und Importkapazitäten ausgegangen, also von mehr als einer Verdopplung der bestehenden Kapazitäten. In den Szenarien B und Vision 3 des ENTSO-E SOAF 2013 wird sogar eine noch deutlichere Steigerung unterstellt: Bis 2020 sollen 29 GW (Export) bzw. 30,5 GW (Import) verfügbar sein, und bis 2030 41 GW bzw. 40,4 GW.

Die Umsetzung großer Anteile dieser ambitionierten Netzausbaupläne ist von großer Bedeutung für den Erfolg der europäischen Binnenmarktintegration. Gleichzeitig ist der Netzausbau die Voraussetzung für einen länderübergreifenden Ausgleich der wachsenden Einspeisung erneuerbarer Energien und für die Absicherung der europäischen Versorgung. Parallel zum grenzüberschreitenden Netzausbau muss der nationale Ausbau aus den gleichen Gründen weiter vorangetrieben werden.

3.10 ZWISCHENFAZIT

Der deutsche Strommarkt befindet sich in einer Transformationsphase, in der verschiedene Entwicklungen aufeinandertreffen. Steigende EE-Anteile, eine schwache Konjunktur in Europa und die zunehmende Binnenmarktintegration haben zu Überkapazitäten am Markt geführt, die sich in niedrigen Spot- und Terminmarktpreisen niederschlagen. Die Anpassung des Kraftwerksparks schreitet jedoch nur langsam voran. Da der deutsche Erzeugungsmix im europäischen Markt relativ kostengünstig ist, steigen die Exporte. Prognosen zur Entwicklung des Kraftwerksparks, der Spitzenlast und der Übertragungskapazitäten lassen auch für die nächsten Jahre erwarten, dass die Versorgung in Deutschland gesichert ist.

Sollten die Kraftwerksüberkapazitäten nicht abgebaut werden, wird das Preisniveau sowohl auf den Spot- als auch auf den Terminmärkten weiterhin auf niedrigem Niveau bleiben. Diese niedrigen Preise sind ein Ergebnis fundamentaler Wirkungszusammenhänge und ein Zeichen für die Funktionsfähigkeit des Marktes. Die theoretischen ökonomischen Erwartungen an die Funktionsweise des Marktes können anhand der empirischen Marktbeobachtungen bestätigt werden. Es ist deshalb auch davon auszugehen, dass eine fundamentale Anpassung des Marktes in Richtung eines Gleichgewichtszustands zu einem höheren Preisniveau, gelegentlichen Preisspitzen und einem zunehmenden Terminmarktvolumen führt. Die zu erwartende Entwicklung gewährleistet folglich die Wirtschaftlichkeit des bereinigten und angepassten Kraftwerksparks.

4 Flexibilität im Strommarkt

DER SCHLÜSSEL

Die Energiewende stellt das Versorgungssystem vor neue Herausforderungen, die durch eine effiziente Beanreizung der Flexibilitätsoptionen kostengünstig bewältigt werden können.

Da Strom leitungsgebunden ist und nicht in ökonomisch relevanten Mengen gespeichert werden kann, besteht ein grundlegender Bedarf für Flexibilität. Bereits in Abschnitt 2.2 wurde der Flexibilitätsbegriff definiert und ein Mangel an Flexibilität als eine Quelle für Marktunvollkommenheiten erkannt. Es sei an dieser Stelle nochmals daran erinnert, dass sich in der Realität alle Märkte durch ein gewisses Maß an Marktunvollkommenheiten auszeichnen und diese nicht pauschal mit Marktversagen gleichzusetzen sind. Ein zu großes Maß an Unvollkommenheiten kann jedoch zu Marktversagen führen.

Je stärker die Flexibilität eingeschränkt ist, desto größer ist das Maß der Marktunvollkommenheit und somit das Risiko eines Marktversagens. Im Umkehrschluss stärkt eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems die Funktion des Strommarktes und steigert die Versorgungssicherheit.

4.1 EINORDNUNG VON FLEXIBILITÄT

EIGENSCHAFTEN

Flexibilitätsoptionen werden gemäß ihrer individuellen Eigenschaften und aufgrund spezifischer Preissignale angereizt.

Um den komplexen Begriff der Flexibilität handhabbar zu machen, werden im Folgenden verschiedene Teilaspekte der Flexibilität voneinander abgegrenzt. Diskutiert werden die Systemflexibilität, die Flexibilität des Marktes, Flexibilitätsoptionen und Flexibilitätspotenziale.

Die Systemflexibilität umfasst alle Elemente des Systems einschließlich des Angebots, der Nachfrage und der Netzinfrastruktur. Ein Mindestmaß an Systemflexibilität ist die Grundvoraussetzung für die Funktionsfähigkeit eines räumlich abgegrenzten Marktes. Eine hinreichend flexible Netzinfrastruktur ist beispielsweise eine wesentliche Bedingung für die Organisation eines Marktes.

Die folgenden Eigenschaften bestimmen die Flexibilität des Marktes:

- Die Marktgröße bestimmt, welche räumlich angeordneten Flexibilitätsoptionen ihre Gebote abgeben und somit zur Liquidität beitragen können
- Der internationale Austausch über die Übertragungsnetze erlauben die Nutzung von Flexibilitätsoptionen aus benachbarten Märkten

- Produktlaufzeiten bestimmen, wie lange eine Flexibilitätsoption oder ein Bündel an Flexibilitätsoptionen eine angebotene Leistung mindestens erbringen muss
- Die für eine kurzfristige Anpassung des Angebots oder der Nachfrage benötigte Zeit gibt Aufschluss darüber, welche Rampen die erschlossenen Flexibilitätsoptionen bewältigen können
- Die Preismechanismen des Marktes bestimmen, ob Flexibilitätsoptionen Preise setzen und dadurch Knappheits- oder Überschusssignal senden können, sodass Anreize für die weitere benötigte Flexibilisierung vorhanden sind

Die Flexibilisierung der Systemelemente kann fundamentale Marktunvollkommenheiten beheben, sodass stets ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich ist. Ein nachhaltiger Mangel an Flexibilität kann dagegen regulatorische Eingriffe begründen, die Konsumenten vor unzumutbaren Folgen der Inflexibilität (z. B. vor unfreiwilliger Rationierung und unverhältnismäßig hohen Preisen) schützen sollen. Das Funktionieren des Strommarktes und somit die langfristige Sicherung der Versorgung hängen also zu wesentlichen Teilen von der Möglichkeit ab, den Markt zu flexibilisieren. Flexibilität ist in Abhängigkeit der Zeit definiert und geht deshalb über den ökonomischen Elastizitätsbegriff hinaus, der sich lediglich auf statische Zustände bezieht. Eine Steigerung der Flexibilität drückt sich aber gleichzeitig durch eine höhere Elastizität in jedem Zeitpunkt aus. Inelastische Abschnitte in den Angebots- und Nachfragekurven deuten dagegen auf einen Mangel an Flexibilität hin.

Die Flexibilität des Strommarktes hat einen starken Einfluss auf die Preisbildung. Die Gebote von Flexibilitätsoptionen berücksichtigen Opportunitätskosten, sodass sich sowohl im unteren als auch im oberen Bereich nachhaltige Preise bilden. Die Teilnahme von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt wirkt sich dadurch auch positiv auf die Liquidität und die Transparenz des Marktes aus. In einem Markt mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien mildern Flexibilitätsoptionen außerdem die Volatilität und verhindern ineffizient hohe Preisausschläge.

Bevor einzelne Flexibilitätsoptionen genutzt werden können, müssen sie erschlossen werden. In der Regel verursacht die Erschließung Kosten, da mindestens administrative Kosten (Transaktionskosten) anfallen. Die Bandbreite des Aufwands ist dabei relativ groß. Während ein nachfrageseitiges Flexibilitätspotenzial im einfachsten Fall durch die Installation eines Ein-/Aus-Schalters erschlossen werden kann, ist im entgegengesetzten Extremfall ein Neubau eines Grundlastkraftwerkes mit einer zehnjährigen Planungs- und Bauphase verbunden. Es existiert eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen, deren Erschließungsaufwand zwischen diesen beiden Extrema liegt.

Flexibilitätsoptionen haben sowohl ein technisches als auch ein ökonomisches Potenzial. Das technische Potenzial beschreibt die maximale (physische) Verfügbarkeit einer Option. Im Fall von Gasturbinen ist das technische Potenzial nahezu unbegrenzt, da es nur durch die Verfügbarkeit von Standorten beschränkt wird. Das technische Lastverschiebepotenzial wird dagegen durch die Nachfrage eines jeden Zeitpunktes begrenzt, die nicht beliebig gesteigert werden kann. Das ökonomische Potenzial einzelner Flexibilitätsoptionen hängt nicht in erster Linie von der Infrastruktur, sondern von den Gegebenheiten des Marktes ab. Es wird durch die ökonomischen Anreize des Marktes begrenzt, die die Wirtschaftlichkeit einer Option bestimmen.

Da sich die meisten Flexibilitätsoptionen untereinander substituieren lassen, ist die Bestimmung der optimalen Zusammensetzung der Optionen sehr komplex. Diese Komplexität wird dadurch erhöht, dass für einzelne Flexibilitätsoptionen Markteintrittsbarrieren bestehen. Diese Barrieren können an verschiedenen Stellen des Systems (z.B. auf der Angebots- oder der Nachfrageseite, oder auf einer bestimmten Spannungsebene im Netz) auftreten, und beeinträchtigen die Optionen je nach ihrer Anordnung unterschiedlich stark. Die Hemmnisse können beispielsweise in einer Verzerrung des Preissignals bestehen, die sich nachteilig auf das ökonomische Potenzial auswirkt.

Aufgrund der starken Interdependenz zwischen den Flexibilitätsoptionen und einer hohen Unsicherheit darüber, zu welchem Zeitpunkt welche Menge einer Option erschlossen werden sollte, sollten einzelne Optionen nicht auf Kosten anderer Optionen gefördert werden.[10] Durch eine selektive Förderung können Pfadabhängigkeiten entstehen, die mittel- bis langfristig zu signifikanten Zusatzkosten für Verbraucher führen können. Vielmehr sollten Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden, um einen fairen Wettbewerb zwischen allen Optionen zu ermöglichen (siehe BMU, 2012).

[10] Forschungs- und Entwicklungsförderung bleibt davon unberührt.

4.2 FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

WETTBEWERB

Alle Flexibilitätsoptionen stehen trotz ihrer individuellen Eigenschaften in einem Wechselverhältnis zueinander. Für einen kostengünstigen Flexibilitätsmix sollte so weit wie möglich der Wettbewerb zwischen allen Optionen genutzt werden.

In diesem Abschnitt wird eine Auswahl von Flexibilitätsoptionen anhand ihrer Eigenschaften und ihrer originären Anordnung im System eingeordnet. Die Auswahl basiert auf Veröffentlichungen der „Plattform EE AG 3 Interaktion“ (BMU, 2012) und des BDEW (2013b).

Räumliche Flexibilitätsoptionen: Netz und Netzbewirtschaftung

Räumliche Flexibilität wird durch Optionen bereitgestellt, die zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität führen und zu einem gegebenen Zeitpunkt einen höheren Austausch zulassen. Durch das Netz können verschiedene Anbieter und Nachfrager miteinander konkurrieren. Ein Mindestmaß an räumlicher Flexibilität ist deshalb eine Grundvoraussetzung für eine wettbewerbliche Organisation des Marktes. Das Übertragungsnetz erhöht außerdem die Zahl der Optionen, die zur Deckung der Last zur Verfügung stehen. Eine Steigerung der räumlichen Flexibilität führt deshalb zu mehr Wettbewerb, geringeren Kosten für Endkunden und einer erhöhten Versorgungssicherheit. Zu den räumlichen Flexibilitätsoptionen zählen:

- Optimierung des Stromnetzbetriebs
- Netzverstärkung
- Netzneubau

  Netzbewirtschaftung im EU-Verbund

Diese Elemente sind primär im regulierten Bereich des Stromsektors angesiedelt und prägen die Rahmenbedingungen des Marktgeschehens.

Zeitliche Flexibilitätsoptionen innerhalb des Strommarktes

Zeitliche Flexibilitätsoptionen führen dazu, dass innerhalb einer Marktzone und zu einem gegebenen Zeitpunkt mehr angebots- und nachfrageseitige Gebote zur Verfügung stehen.

Angebot: Flexible Erzeuger

Die angebotsseitigen Flexibilitätsoptionen stehen sowohl untereinander in einem Substitutionsverhältnis, als auch zu nachfrageseitigen Optionen und Speichern. Abbildung 19 stellt dar, wie sich eine Flexibilisierung der Angebotsseite in einer Steigerung der Elastizität niederschlägt.

DIE FLEXIBILISIERUNG DER ANGEBOTSKURVE REDUZIERT DIE PREISVOLATILITÄT UND ERHÖHT DEN MARTWERT ERNEUERBARER ENERGIEN, INDEM DER PREISVERFALL BEGRENZT WIRD

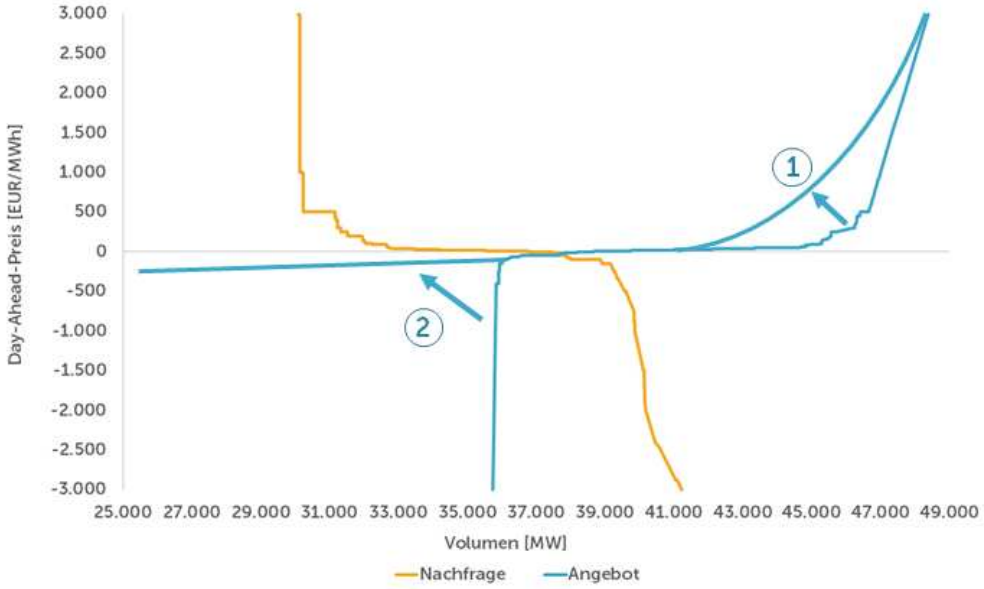


Abbildung 19: Flexibilisierung der Angebotsfunktion. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013).

Im hochpreisigen Abschnitt der Angebotskurve führt eine Steigerung der Flexibilität zu einer Glättung der Angebotskurve, sodass Preissprünge bei kleinen Mengenänderungen seltener auftreten. Die folgenden Flexibilitätsoptionen sind in diesem Bereich von Bedeutung:

- Retrofit thermischer Kraftwerke
- Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke
- Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt
- Kapazitätssicherung im EU-Verbund
- Strommarktgeführte Fahrweise der KWK
- Strommarktgeführte Fahrweise von Biomasseanlagen

  Regelleistung aus flexiblen Quellen (Kraftwerke, Pumpspeicher, Lastmanagement und erneuerbare Energien)

Im Segment mit niedrigen Preisen und im negativen Bereich der Angebotskurve führt eine Flexibilisierung dazu, dass die Gebote einen größeren Lastbereich abdecken. Die Steigerung der Flexibilität in diesem Bereich hat zur Folge, dass der Preis seltener in den stark negativen Bereich abrutscht. Dadurch kann das Preisniveau stabilisiert und der Marktwert erneuerbarer Energien gesteigert werden. Die folgenden Optionen führen zu diesem Effekt:

- Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen (führen zu einer Reduktion der Mindesteinspeisung von Erzeugungsanlagen)
- Einspeisemanagement von Wind und PV
- Verbesserte Auslegung von Wind- und PV-Anlagen
- Strommarktgeführte Fahrweise von EE-Anlagen
- Retrofit thermischer Kraftwerke
- Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke
- Strommarktgeführte Fahrweise der KWK

Nachfrage: Flexible Verbraucher

Die preisrelevanten Opportunitätskosten der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen liegen in der Regel über den Grenzkosten der Erzeugungsanlagen. Deshalb kann es zu Preisspitzen kommen, wenn die Nachfrage den Preis setzt. Die Flexibilitätsoptionen der Nachfrageseite können deshalb angebotsseitige Spitzenlasttechnologien finanzieren oder zu einem gewissen Grad zu ersetzen. Wie in Abschnitt 3.7 diskutiert, kann Lastmanagement in Form einer Lastverschiebung, eines Lastverzicht oder eines zusätzlichen Konsums auftreten. Während bei der Lastverschiebung der Zeitpunkt des Konsums zeitlich vor- oder nachgelagert wird, verändern Lastverzicht und Zusatzkonsum die Gesamtstromnachfrage. Abbildung 20 stellt die Effekte einer flexibleren Nachfragekurve anhand eines statischen Beispiels dar.

DIE FLEXIBILISIERUNG DER NACHFRAGE HAT DIE GLEICHEN EFFEKTE WIE DIE FLEXIBILISIERUNG DES ANGEBOTS UND STEIGERT ZUDEM DIE PRIVATWIRTSCHAFTLICH ORGANISIERTE VERSORGUNGSSICHERHEIT

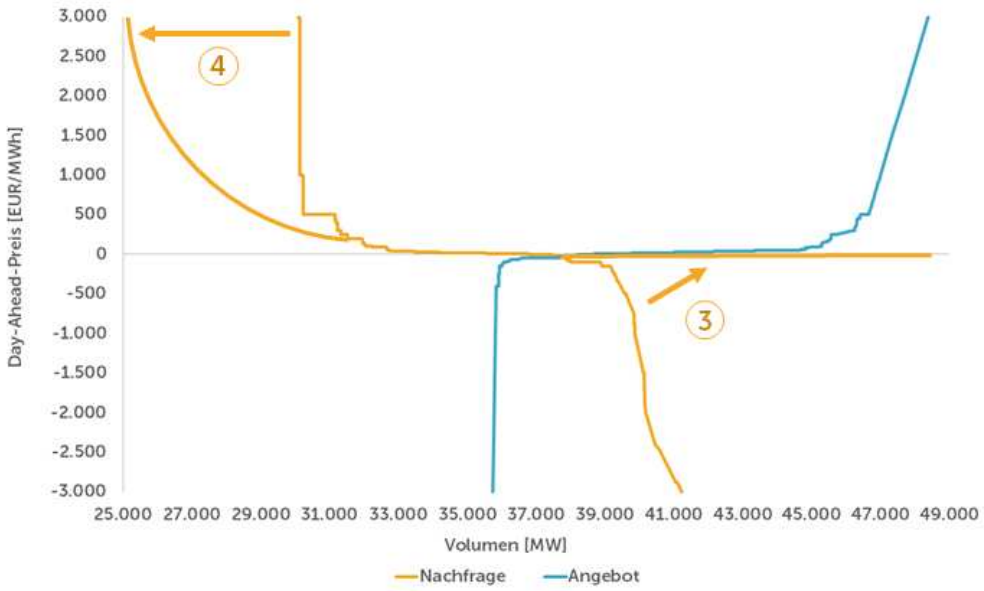


Abbildung 20: Flexibilisierung der Nachfragefunktion. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013).

Im hochpreisigen Segment der Nachfragekurve (Ziffer 4) sind über einen größeren Lastbereich mehr Gebote verfügbar, was zu einer stabileren Preisbildung führt. Zusätzlich wird die Versorgungssicherheit erhöht, da Konsumenten mit einer geringeren Zahlungsbereitschaft ihren Konsum aus wirtschaftlichen Gründen reduzieren und somit der Knappheitssituation entgegenwirken.

Im Segment niedriger Preise (Ziffer 3) führt eine flexiblere Nachfrage zu einer Ausweitung der Nachfrage, wenn der Preis sinkt. Somit können stark negative Preise verhindert und der Marktwert erneuerbarer Energien erhöht werden. Die folgenden Optionen führen zu diesen Effekten:

- Flexibilisierung der Nachfrage (Lastmanagement) von Industrie, Gewerbe und Haushalten
- Sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen (s.u.)
- Speichertechnologien (s.u.)
- Flexibilisierung der Nachfrage im EU-Verbund

Speicher

Speicher spielen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite eine Rolle und stellen eine zeitliche Flexibilitätsoption dar. Die Gebotsstrategie von Speichern basiert auf den Opportunitätskosten der Erzeugung bzw. der Nachfrage zu alternativen Zeitpunkten zuzüglich Speicherverlusten. Speicher werden gefüllt, wenn die Preise niedrig sind und der Energiekonsum günstig ist. Zu einem späteren Zeitpunkt mit hohen Preisen wird die gespeicherte Energie verkauft. Speicher finanzieren sich also über Preisvolatilität. Gleichzeitig führen Sie zu einer Vergleichmäßigung der Preise, da sie die Nachfrage bei einem Angebotsüberschuss erhöhen und das Angebot in Knappheitssituationen vergrößern. Deshalb kann ein zu großer Anteil an Speichern die Wirtschaftlichkeit anderer Marktelemente beeinträchtigen, die sich über Preisspitzen finanzieren. Beispiele für Speicher sind:

- Pumpspeicher in Deutschland, den Alpen und Skandinavien
- Power-to-Gas (bei späterer Verstromung)
- Andere Speicher, wie z.B. Batterien

Sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen

Sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen haben wie Lastmanagement und Speicher die Möglichkeit, sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite zu agieren. Die Preissetzung der sektorübergreifenden Optionen beruht ebenfalls auf Opportunitätskosten, die jedoch in diesem Fall an alternative Angebote oder Konsummöglichkeiten in angrenzenden Sektoren geknüpft sind.

Zuschaltbare Lasten (bei geringen Preisen)

Im Gegensatz zu Speichern und Lastverschiebeoptionen sind sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen oft nicht darauf angewiesen, den Konsum vor- oder nachzuholen.[11] Vielmehr wirken sie wie Nachfrageverzicht oder Zusatzkonsum, da der Energiekonsum im Zielsektor weiterhin zum gleichen Zeitpunkt erfolgt, jedoch durch einen anderen Energieträger bedient wird. Dies gilt für bivalent ausgelegte Power-to-Heat- (P2H, z.B. mit KWK-Anlagen kombinierte Wärmepumpen oder Elektrokessel) und Power-to-Gas-Technologien (P2G), die Strom verbrauchen und dabei den Einsatz von Brennstoffen in anderen Bereichen substituieren. Insbesondere in Situationen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einem Überschussangebot können diese Technologien den Strommarkt entlasten und zu einer effizienten Allokation von Energie zwischen den Sektoren beitragen. Die Flexibilitätsoptionen schaffen deshalb zusätzliche Freiheitsgrade in den beteiligten Sektoren.[12]

[11] KWK-Wärmespeicher bilden aufgrund der Kuppelproduktion von Strom und Wärme eine Ausnahme.

[12] Für monovalente Anlagenauslegung (z.B. Nachtspeicherheizung oder Durchlauferhitzer als einzige Wärmeproduktionstechnologie) gelten die genannten Vorteile nicht. Monovalente Anlagen haben den Nachteil, dass sie auch bei hoher fossiler

Der durch eine Power-to-Gas-Technologie erzeugte Brennstoff kann außerdem im Gasnetz zwischengespeichert werden, sodass sowohl eine räumliche Flexibilität genutzt werden kann, als auch eine zeitliche Verlagerung des Brennstoffverbrauchs möglich ist. Ähnliches gilt für die Einspeisung von Biomethan, für dessen Erzeugung auf die direkte Verstromung von biogenen Brennstoffen verzichtet wird.

Freiwilliger Lastverzicht (bei hohen Preisen)

Weitere sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen ergeben sich aus dem temporären nachfrageseitigen Verzicht auf eine Wärme- und Kältebereitstellung aus Strom, oder durch die Verlagerung des Konsums durch die Nutzung thermischer Speicher (Lastverschiebung). Im Verkehrssektor ergeben sich ebenfalls Möglichkeiten zur Substitution von Brennstoffen und Strom, oder zur Nutzung intertemporaler Flexibilitätsoptionen durch Batterien. Der Verzicht auf Stromkonsum ist insbesondere in Knappheitssituationen von hohem Wert für den Stromsektor, da dieses Verhalten zur Versorgungssicherheit beiträgt und gleichzeitig ein Preissignal gesendet wird, dass eine Ausweitung der Flexibilität anreizt.

Die folgende Liste fasst die sektorübergreifenden Flexibilitätsoptionen zusammen:

- Gasproduktion aus Biomasse statt direkter Verstromung
- Flexibilisierung der Nachfrage im Verkehr
- Nutzung von Strom zur Gasproduktion (Power-to-Gas)
- Nutzung/Speicherung von Strom in Wärme (Power-to-Heat)

Flexibles Zielsystem

Die Optionen zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sind vielfältig. Das idealtypische Ergebnis einer Strommarktflexibilisierung ist in Abbildung 21 dargestellt. Auf die Angebotsfunktion wirken im negativen Preisbereich insbesondere die Marktintegration der erneuerbaren Energien und die kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Systemdienstleistungen flexibilitätsfördernd. Im positiven Bereich glätten der strommarktgeführte Einsatz von KWK und Biomasseanlagen, sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch nicht-konventionelle Anbieter die Angebotsfunktion.

Auf der Nachfrageseite steigt die Preiselastizität durch die aktivere Teilnahme von Verbrauchern am Markt. Gleichzeitig führt das Zusammenwachsen der Sektoren insbesondere im Niedrigpreisbereich zu einer höheren Abnahmebereitschaft für Strom. Der Austausch mit dem europäischen Ausland und der Einsatz von Speichern bieten sowohl angebots- als auch nachfrageseitig zusätzliche Flexibilität.

Stromproduktion und hoher Residuallast nicht dauerhaft abgeschaltet werden können und somit die Emissionen erhöhen und die Knappheitssituation verschärfen.

DIE FLEXIBILISIERUNG VON ANGEBOT UND NACHFRAGE SENKT DIE SYSTEMKOSTEN, MACHT DIE PREISFINDUNG ROBUSTER, ERHÖHT DEN MARKTWERT ERNEUERBARER ENERGIEN UND SICHERT DIE VERSORGUNG

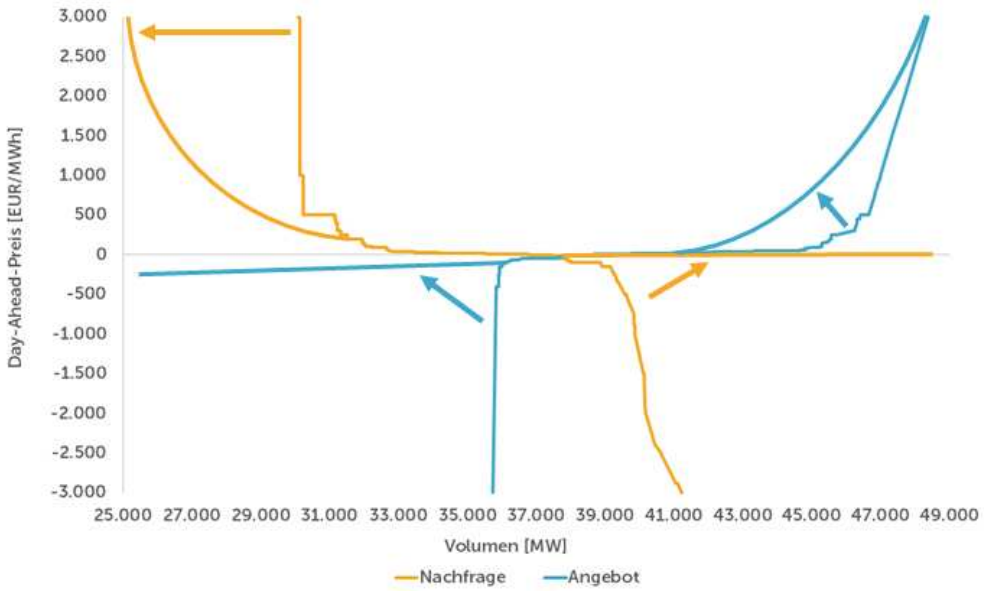


Abbildung 21: Flexibilisierung von Angebots- und Nachfragefunktionen. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013).

Durch die Flexibilisierung der Gebotskurven wächst die Bandbreite der am Markt gehandelten Volumina und somit der Spielraum für eine Markträumung, da ein Schnittpunkt der Kurven wahrscheinlicher wird. Der flachere Verlauf der flexiblen Nachfrage- und Angebotsfunktionen im Niedrigpreisbereich dämpft den Preisverfall in Überschusssituationen, während ihr vergleichmäßigter Anstieg zu Knappheitspreisen in gleichgewichtiger Höhe und Häufigkeit beiträgt.

Von dieser opportunitätskostenbasierten Preissetzung profitieren ebenfalls alle infra-marginalen Kraftwerke, da sich ihre Refinanzierung durch den stetigeren Verlauf der Preise oberhalb ihrer Grenzkosten erleichtert. Bei einer ausreichenden Flexibilisierung ist folglich nicht mit vielen extremen Preisspitzen zu rechnen, sondern vielmehr mit einem vergleichmäßigten Verlauf der Preise, der in Summe zur Finanzierung der Spitzenlastkraftwerke ausreicht. Im Marktgleichgewicht steigt der Durchschnittspreis für Stromverbraucher durch gelegentliche Preisspitzen nicht an. Im Gegenteil sollte eine effiziente Nutzung aller Flexibilitätsoptionen die Gesamtkosten der Stromversorgung und damit die durchschnittlichen Verbraucherstrompreise senken.

4.3 HEMMNISSKATEGORIEN

HISTORISCH GEWACHSEN

Die wesentlichen Hemmnisse beruhen auf regulativen Rahmenbedingungen aus Zeiten vor der Energiewende. Durch die Anpassung von Regeln lassen sich Flexibilitätsoptionen wettbewerblich anreizen.

Im Folgenden werden typische Hemmnisse für die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen anhand von Beispielen illustriert. Im Vordergrund stehen Hemmnisse für einen fairen Wettbewerb zwischen den Optionen. Hemmnisse für individuelle Flexibilitätsoptionen, die nur durch eine selektive Förderung beseitigt werden könnten, stehen dagegen ausdrücklich nicht im Fokus. Die diskutierten Hemmnisse unterteilen sich in ökonomische, technische und politische Hemmnisse.[13] Aufbauend auf dieser Analyse werden im nächsten Kapitel Möglichkeiten zur Beseitigung der relevanten Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign dargestellt.

Ökonomische Hemmnisse

Ökonomische Hemmnisse bestehen, wenn eine Technologie beispielsweise aufgrund eines zu niedrigen Preisniveaus oder einer zu geringen Preisvolatilität nicht wirtschaftlich ist. Sollte eine Flexibilitätsoption nicht wirtschaftlich sein, besteht jedoch nicht grundsätzlich eine Handlungsnotwendigkeit. Im Gegenteil würde eine technologiespezifische Förderung zu Verzerrungen des Wettbewerbs und damit zu Mehrkosten führen.[14] Eine eingeschränkte Wirtschaftlichkeit kann ihren Ursprung jedoch auch in einer bereits existierenden Verzerrung haben. Daher werden hier nur diejenigen Hemmnisse diskutiert, die eine Flexibilisierung künstlich erschweren. Diese Barrieren sind häufig auf administrative Regeln zurückzuführen, sodass sie ausschließlich durch politische Maßnahmen beseitigt werden können. Sie werden im Abschnitt „Regulatorische Hemmnisse“ weiter diskutiert.

Technische Hemmnisse

Technische Hemmnisse bestehen, wenn eine Technologie noch nicht ihre umfassende Marktreife erreicht hat. Eine noch nicht vollständig entwickelte Technologie kann beispielweise ein hohes Ausfallrisiko, einen hohem Wartungsaufwand oder unverhältnismäßig hohe fixe und variable Kosten aufweisen. Technische Hemmnisse können sich deshalb in ökonomische Hemmnisse übersetzen. Wenn technische Hemmnisse bestehen, sollte jedoch nicht der Ausbau der Technologie gefördert werden, sondern eine Förderung durch Forschungsunterstützung und in fortgeschrittenen Fällen durch die Finanzierung von Pilotprojekten erfolgen. Der Ausbau sollte dann primär

[13] Die Kategorisierung orientiert sich an BMU/BDEW/BEE/VKU et al. (2013)und BDEW (2013a).

[14] Forschungs- und Entwicklungsförderung bleibt davon unberührt.

aus wirtschaftlichen Gründen erfolgen, sodass der Wettbewerb zur Erschließung der kostengünstigen Flexibilitätsoptionen führt.

Regulatorische Hemmnisse

Regulatorische Hemmnisse haben häufig eine historische Begründung. In der Regel wurde mit der Einführung einer administrativen Regelung ein spezifisches Ziel verfolgt, das im Kontext der jeweils aktuellen Situation sinnvoll war. Durch verschiedene Entwicklungen ändern sich jedoch sowohl die Rahmenbedingungen als auch die Ziele im Laufe der Zeit, sodass sich einige Regelungen als Hemmnis für eine Weiterentwicklung des Marktes herausstellen.

Im folgenden Kapitel steht die Beseitigung dieser Hemmnisse zur Weiterentwicklung des Strommarktes im Vordergrund. Wenn diese politischen oder administrativen Hemmnisse beseitigt und die technischen und ökonomischen Eigenschaften entwickelt sind, steht einer wettbewerblichen Erschließung der Flexibilitätsoptionen nichts im Wege.

4.4 ZWISCHENFAZIT

Dem deutschen Strommarkt stehen viele Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Dies gilt umso mehr, wenn der europäische Verbund und die angrenzenden Sektoren Wärme und Verkehr mit berücksichtigt werden. Einige der Optionen spielen bereits heute eine wichtige Rolle im Versorgungssystem und tragen zu dessen Stabilität und Sicherheit bei. Andere Möglichkeiten werden noch nicht genutzt, da sie entweder erst bei weiter steigendem Bedarf relevant werden, oder da diverse Hemmnisse den Markteintritt verzögern. Insbesondere mit Blick auf die steigenden Anforderungen an die Flexibilität des Versorgungssystems ist das Markt- und Regulierungsdesign folglich noch nicht optimal auf die Herausforderungen der Energiewende eingestellt.

Aus dieser Ausgangslage ergeben sich jedoch vielfältige Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Marktliche und administrative Barrieren, die die Teilnahme einzelner Flexibilitätsoptionen am Markt erschweren, können beseitigt werden. Gleichzeitig können Fehlanreize und Verzerrungen des Strompreissignals durch eine Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns reduziert werden. Alle Anpassungen sollten darauf abzielen, einen möglichst freien Wettbewerb angebots- und nachfrageseitiger Technologien herzustellen und ein diskriminierungsfreies Marktumfeld zu schaffen. Technologiespezifische Maßnahmen bergen dagegen erhöhte regulatorische Risiken und Effizienzverluste, die sich letztlich in unnötig hohen Preisen für Konsumenten niederschlagen.

Das folgende Kapitel thematisiert die Hemmnisse im aktuellen Markt- und Regulierungsdesign und zeigt Maßnahmen auf, die kurz- bis mittelfristig die Effizienz der Versorgung und die Sicherheit des Systems im Transformationsprozess erhöhen können.

5 Optimierungsmöglichkeiten innerhalb des Strommarktes

STEIGERUNG DER FLEXIBILITÄT

Die wesentliche Aufgabe der Strommarktweiterentwicklung besteht darin Hemmnisse zu reduzieren, um die wettbewerbliche Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite zu ermögliche, die Systemkosten zu senken und die Versorgungssicherheit zu steigern.

In diesem Kapitel steht die Optimierung des Strommarktes im Vordergrund. Die Herangehensweise basiert auf den in Kapitel 2 und 1 dargestellten grundlegenden Zusammenhängen und den im vorherigen Kapitel definierten Hemmniskategorien. Der aktuelle Koalitionsvertrag adressiert die Steigerung der Flexibilität des Strommarktes als zentrales Element der Strommarktweiterentwicklung (Koalitionsvertrag der Bundesregierung, 2013). Dieses Ziel lässt sich am kostengünstigsten durch eine Beseitigung bestehender Hemmnisse erreichen, da so ein fairer Wettbewerb zwischen allen Optionen ermöglicht und eine effiziente Steigerung der Flexibilität des Strommarktes herbeigeführt wird. In diesem Kapitel werden im ersten Schritt Hemmnisse innerhalb des Marktdesigns adressiert. Im zweiten Abschnitt werden diejenigen Hemmnisse diskutiert, die ihren Ursprung im regulierten Bereich haben. Einige der hier vorgestellten Maßnahmen finden sich ebenfalls im Ergebnisbericht des „Fachdialogs Strommarktdesign: die nächsten Schritte“ (BMU/BDEW/BEE/VKU et al., 2013).

5.1 HEMMNISREDUKTION IM MARKTDESIGN

ANPASSUNGEN

Bei der Ausgestaltung der Märkte müssen einige Stellschrauben angepasst werden, um den Weg für die Energiewende zu ebnen.

Die Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen hängt stark von der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen ab. So können beispielsweise einzelne Regeln, die in einem thermisch geprägten Strommarkt (mit fossilen und nuklearen Erzeugungsstrukturen) vollkommen ausreichend sind, die Flexibilisierung in einem Markt mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien hemmen. Insbesondere bei hohen Anforderungen an die Flexibilität des Marktes muss das Design sorgfältig weiterentwickelt werden. In Deutschland sind viele Marktregeln historisch gewachsen und orientieren sich sowohl an der historischen Erzeugungsstruktur als auch an den Erfordernissen des noch vergleichsweise jungen Liberalisierungsprozesses. In diesem Abschnitt werden die Ursprünge der Flexibilitätshemmnisse aufgezeigt und Vorschläge entwickelt, wie diese beseitigt werden können.

5.1.1 Produktdefinition am Spotmarkt

ZUGANG

Die Produktdefinitionen beruhen primär auf den Anforderungen der Liberalisierung und des historischen Versorgungssystems. Viertelstundenprodukte können die Flexibilisierung fördern.

Wie bereits in Abschnitt 3.7 erläutert, können Produktdefinitionen Barrieren für die Teilnahme von Flexibilitätsoptionen am Markt darstellen. Am Spotmarkt sollten deshalb insbesondere die Lieferzeiträume der gehandelten Produkte so angepasst werden, dass neue, flexible Anbieter aktiv am Day-Ahead- und am Intradaymarkt teilnehmen können.

Die Auktion des Day-Ahead-Marktes findet täglich um 12:00 Uhr für alle Stunden des Folgetages statt. Am Intradaymarkt der EPEX kann dagegen kontinuierlich von 15:00 Uhr des Vortages bis 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Während der Day-Ahead-Markt auf Stundenprodukten basiert, werden am Intradaymarkt Viertelstundenprodukte gehandelt. Der Käufer eines Produktes erhält also für eine vorgegebene Lieferzeit von 60 bzw. 15 Minuten eine konstante Menge Strom.

Stundenprodukte waren bei geringen Anteilen erneuerbarer Energien vollkommen ausreichend, da die Veränderung der Last im Tagesverlauf (die Lastrampen) relativ problemlos anhand von Stundenblöcken nachgebildet werden konnten. Bei der Einführung des Intradaymarktes wurden ursprünglich ebenfalls Stundenprodukte gehandelt. Nach kurzer Zeit zeichnete sich jedoch ein Bedarf nach kürzeren Viertelstundenprodukten ab. Die Fahrpläne der Last und der Erzeugung, die für jeden Bilanzkreis (vgl. Abschnitt 5.1.4) in einem fünfzehnminütigen Raster erstellt werden, wiesen zunehmende Sprünge zwischen den Viertelstunden auf. Diese Fahrplansprünge waren auf steilere Rampen der Last und der PV-Einspeisung zurückzuführen, und ließen sich mit Stundenprodukten nur unzureichend nachbilden. Die immer häufiger resultierenden Abweichungen zwischen Last und Erzeugung mussten deshalb von den ÜNB mit Regelenergie ausgeglichen werden. Mit der graduellen Einführung der Viertelstundenprodukte am Intradaymarkt konnten die Bilanzkreise besser ausgeglichen werden, sodass der Einsatz von Regelenergie und die Kosten für die Endkunden reduziert wurden.

Der Day-Ahead-Markt basiert weiterhin auf Stundenprodukten. Ein Grund dafür ist, dass sich innerhalb des europäischen Binnenmarktes eine gemeinsame Produktdefinition auf Stundenbasis etabliert hat. Die EPEX Spot und die Energy Exchange Austria (EXAA) planen jedoch für das Jahr 2014 bereits die Einführung von Viertelstundenprodukten für den Handel mit Strom im deutsch-österreichischen Marktgebiet. Im Vergleich zur deutsch-österreichischen Marktzone ist der EE-getriebene Bedarf für Viertelstundenprodukte in den anderen Marktzonen deutlich geringer. Die Einführung von Viertelstundenprodukten in anderen Ländern könnte sich außerdem als vergleichsweise komplex darstellen, da beispielsweise die französischen Bilanzkreise auf halben Stunden basieren.

Der Bedarf für die Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-Ahead-Markt in Deutschland besteht insbesondere aus zwei Gründen:

- Bereits bei der Vortagesauktion ist bekannt, dass die Rampen in den Morgen- und Abendstunden nicht optimal mit Stundenprodukten abgebildet werden können. Dementsprechend ist auch bereits am Vortag absehbar, dass nachträglich am Intradaymarkt gehandelt werden müsste, um große Sprünge zu vermeiden. Diese Nachstrukturierung findet derzeit nicht in ausreichendem Maße statt, da u.a. nicht alle Marktteilnehmer am Intradaymarkt handeln. Es kommt deshalb häufig zu einem Einsatz von Regelenergie, der unnötig hohe Kosten verursacht.
- Stundenprodukte stellen für einzelne Flexibilitätsoptionen ein Hemmnis dar, da die Teilnahme am Day-Ahead-Markt voraussetzt, dass die Optionen eine Stunde durchgehend liefern können. Es besteht zwar die Möglichkeit, dass sich mehrere Anbieter zusammenschließen, um die Anforderung gemeinsam zu erfüllen. Dieses Pooling reduziert jedoch das Gesamtpotenzial im Erfüllungszeitpunkt und verursacht zusätzliche Transaktionskosten. Folglich können einige Flexibilitätsoptionen erst am Intradaymarkt teilnehmen. Dieser Ausschluss von Marktteilnehmern von einzelnen Märkten kann insbesondere in einer Knappheitssituation die Preisbildung verzerren. Wenn Marktteilnehmer ihren Handel gezielt an den Intradaymarkt verlagern, weil sie dort aufgrund der anderen Anbieterstruktur günstigere Preise erwarten, kann das die Situation am Day-Ahead-Markt zusätzlich verschärfen.

Eine einheitliche Produktdefinition am Day-Ahead- und Intradaymarkt kann Arbitrage und somit den Ausgleich zwischen den Märkten erleichtern. Zudem wird ersichtlich, dass für kurze Produktzeiträume ein deutlich höheres Flexibilitätspotenzial zur Verfügung steht als für längere Zeiträume (siehe ebenfalls Abbildung 16). Die Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-Ahead-Markt würde folglich die Hemmnisse für Flexibilitätsoptionen, insbesondere für Lastmanagement, reduzieren.

Eine Änderung der Produktdefinition sollte jedoch weder die Binnenmarktintegration noch die Marktliquidität beeinträchtigen. Daher ist es wichtig, dass auch zukünftig Stundengebote als Blockgebote zugelassen werden. Um die implizite Marktkopplung nicht zu gefährden, könnte außerdem eine Voraggregation der deutschen Viertelstundengebote zu Stundenblöcken vorgenommen werden, die dann in die gemeinsame Optimierung der Märkte unter Berücksichtigung der verfügbaren Interkonnektorkapazität eingeht. Für dieses Vorgehen müssen jedoch neue Optimierungsalgorithmen entwickelt werden. Die Entwicklung robuster Algorithmen war bereits in der Vergangenheit eine Herausforderung bei der Integration verschiedener Handelsplätze.

5.1.2 Einschränkungen der Preisbildung

VERZERRUNGEN ABBAUEN

Preisobergrenzen hemmen die Weiterentwicklung des Marktes. Der zunehmende Wettbewerb entkräftet Marktmachtbedenken.

Damit Flexibilitätsoptionen einen Anreiz haben am Markt teilzunehmen, darf die Preisbildung nicht künstlich eingeschränkt werden. Investitionen in die Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite finden erst statt, wenn der Markt über Preisspitzen die Möglichkeit hat, einen entsprechenden Bedarf zu signalisieren. Beispielsweise werden Investitionen in Lastmanagementmaßnahmen erst attraktiv, wenn Preisspitzen den Wert einer kurzfristigen Lastreduktion offenbaren.

In der Vergangenheit wurden aus Marktmachtbedenken ein Mark-Up-Verbot eingeführt, das ausgewählten Marktteilnehmern untersagt, Gebote über ihren kurzfristigen Grenzkosten abzugeben (Bundeskartellamt, 2011).[15] Spätestens seit Einführung der impliziten Marktkopplung sind deutsche Erzeuger auch dem Wettbewerb internationaler Anbieter ausgesetzt, wodurch sich die Marktmachtbedenken stark reduzieren. Die Wahrscheinlichkeit, dass Gebote aus benachbarten Märkten zur Deckung der deutschen Nachfrage beitragen, ist inzwischen vergleichsweise hoch.

Andere Marktteilnehmer haben weiterhin die Möglichkeit, nach den Grundsätzen des Peak-Load-Pricings Gebote über ihren kurzfristigen Grenzkosten abzugeben. Signifikante Anteile der Spitzenlastkraftwerke sind jedoch im Besitz derjenigen Unternehmen, deren Preissetzung eingeschränkt ist. Da in Konsequenz die Gebote der letzten Kraftwerke in der angebotsseitigen Merit-Order gedeckelt sind, besteht für den Markt aufgrund des Mark-Up-Verbots eine implizite Preisobergrenze (Preiscap).

Da Investition in Lastmanagement erst durch Preisspitzen angeregt werden und konventionelle Kraftwerke für die Deckung der Fixkosten auf Preisspitzen angewiesen sind, selbst aber nicht entsprechend bieten können, führt das Preiscap zu einer nicht nachhaltigen Situation. Das Mark-Up-Verbot sollte deshalb aufgehoben werden, um alternative Flexibilitätsoptionen anzureizen und Wettbewerb zwischen neuen Flexibilitätsoptionen und Spitzenlastkraftwerken schaffen. Aufgrund der Weiterentwicklung der Marktsituation in den letzten Jahren ist nicht zu erwarten, dass es durch die Aufhebung zu Marktmissbrauch kommt. Wenn ausreichende Flexibilitätsoptionen den Markt betreten haben und für Preise auf einem nachhaltigen Niveau sorgen, decken Spitzenlastkraftwerke zudem ihre Fixkosten, sodass kraftwerksseitig kein Bedarf mehr für Gebote über kurzfristigen Grenzkosten besteht.

[15] Die ökonomischen Hintergründe der Preisbildung werden in den Abschnitten zum Peak-Load-Pricing und zu Opportunitätskosten in Kapitel 2.5 diskutiert.

5.1.3 Gate-Closure-Zeiten am Strommarkt

AUSGLEICH ERMÖGLICHEN

Spätere Gate-Closure-Zeiten ermöglichen bessere Prognosen und Ausgleichsgeschäfte.

Die zeitliche Abfolge des Handels bestimmt unter anderem, wie viel Zeit zwischen dem Abschluss eines Handelsgeschäfts und der Lieferung des Stroms vergeht. Die Güte der Prognosen zur EE-Einspeisung und die Informationen über die Verfügbarkeit steuerbarer Lasten werden umso besser, je näher der Lieferzeitpunkt rückt. Diese aktualisierten Erkenntnisse sollten kurzfristig im Handel berücksichtigt werden, damit ein unnötiger Einsatz von Regelenergie vermieden wird. Der Handel an den Spot- und Regelenergiemärkten sollte deshalb zeitlich aufeinander abgestimmt werden, um die Flexibilität von erneuerbaren Energien und Lasten nutzen zu können.

Die Frist zur Abgabe von Geboten (Gate-Closure) am Day-Ahead-Markt endet zurzeit um 12:00 Uhr des Vortages. Anschließend wird das Marktergebnis für die Stunden von 0:00 bis 24:00 Uhr des Liefertages ermittelt. Folglich liegen zwischen Auktionsende und Lieferung mindestens zwölf und maximal 36 Stunden. Der Handelsschluss des Intradaymarktes liegt 45 Minuten vor der physischen Erfüllung. Auch in dieser sehr kurzen Frist besteht noch Unsicherheit über die tatsächliche EE-Einspeisung und die Höhe der Nachfrage. Die Zeitverzögerung führt deshalb dazu, dass einige marktrelevante Informationen zum Zeitpunkt des Handelsschlusses noch nicht in optimaler Qualität verfügbar sind. Damit wirkt die frühe Gate-Closure-Zeit als Einschränkung für dargebotsabhängige und nachfrageseitige Anbieter.

Da der Intradaymarkt die letzte Handelsmöglichkeit vor der physischen Erfüllung darstellt, können Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichen Fahrplänen nach Gate-Closure nur noch durch die ÜNB mittels Regelenergie ausgeglichen werden. Die Marktteilnehmer werden daran gehindert, ihren Ausgleichsbedarf am Markt zu decken. Dadurch werden dem Markt Information über den tatsächlichen kurzfristigen Flexibilitätsbedarf und entsprechende Preissignale vorenthalten.

Durch die Verlegung des Intraday-Handelsschlusses auf 15 Minuten vor Lieferung könnte der Regelenergiebedarf gesenkt werden. Gleichzeitig würden mehr marktrelevante Informationen im Handel berücksichtigt und zusätzlicher Flexibilitätsbedarf durch die Spotmarktpreise signalisiert. Insbesondere in Knappheitssituationen kann diese Maßnahme einen positiven Effekt auf die Systemsicherheit haben. Der zeitliche Puffer zwischen Handel und Lieferung ermöglicht allerdings auch die Abwicklung diverser Prozesse, die der Absicherung des Systembetriebs dienen. Die Informations- und Kommunikationstechnologie hat sich jedoch substanziell weiterentwickelt, sodass der Zeitbedarf aus technischer Sicht gesunken ist. Aus den genannten Gründen sollte eine Heranführung der Gate-Closure-Zeiten des Day-Ahead-Marktes und des Intradaymarktes an den Zeitpunkt des Lieferbeginns geprüft werden.

5.1.4 Bilanzkreismanagement

ELEMENTAR

Eindeutige Anreize für ausgeglichene Bilanzkreise sind das Schlüsselelement für die Gewährleistung von kurzfristiger System- und langfristiger Versorgungssicherheit.

Bilanzkreise (BK) sind ein wichtiges Instrument zur Planung und Kontrolle von Erzeugung und Verbrauch. Über die BK wird geregelt, welche Marktteilnehmer für den Ausgleich von Abweichungen zwischen angemeldeten und realisierten Fahrplänen verantwortlich sind. Je größer die Anreize für Marktteilnehmer sind, ihre Abweichungen am Markt auszugleichen, desto sichtbarer wird der Bedarf und somit der Wert von kurzfristiger Flexibilität.

Jeder Teilnehmer am deutschen Strommarkt muss unabhängig davon, ob er Erzeuger, Nachfrager oder reiner Händler ist, einem Bilanzkreis zugeordnet sein. Die BK werden von einem Bilanzkreisverantwortlichen geleitet und von den ÜNB koordiniert. Alle Marktteilnehmer müssen um 14:30 Uhr am Vortag der Lieferung einen ausgeglichenen BK beim ÜNB anmelden, aus dem der geplante Fahrplan von Erzeugern und Nachfragern hervorgeht. Darüber hinaus besteht für die Bilanzkreisverantwortlichen die Verpflichtung, den BK aktiv zu bewirtschaften.[16] Das bedeutet, dass die BK-Verantwortlichen zu Ausgleichsgeschäften verpflichtet sind, sobald aufgrund von aktualisierten Prognosen eine Abweichung von den Plänen erkennbar ist.

Unausgeglichene BK werden durch die sogenannte Ausgleichsenergie glattgestellt. Die Ausgleichsenergie ist ein bilanzielles Instrument, das den Saldo von Plan- und Ist-Werten beschreibt. Wenn mehrere BK innerhalb des Netzregelverbundes in unterschiedliche Richtungen von ihrem Plan abweichen, kann sich der Ausgleichsenergiebedarf der Bilanzkreise gegenseitig aufheben. Sollte die Gesamtbilanz aller BK-Abweichungen trotzdem unausgeglichen sein, dann wird die Nettoüberdeckung oder die Nettounterdeckung durch Regelenergie ausgeglichen. Die Kosten des Regelenergieeinsatzes werden dann anhand des jeweiligen Ausgleichsenergiebedarfs auf die BK verteilt, damit eine verursachergerechte Kostenverteilung stattfindet und finanzielle Anreize zur aktiven Bewirtschaftung der BK entstehen. Die Kostenverteilung wird dabei durch den Ausgleichsenergiemechanismus (AE-Mechanismus) geregelt.

AUSGLEICHSENERGIEMECHANISMUS

Der AE-Mechanismus teilt die Kosten des Regelenergieabrufs verursachergerecht zwischen den Bilanzkreisen auf. Hierfür wird der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzkreisausgleichspreis (reBAP) ermittelt. Der AE-Mechanismus „bestraft“ systemschädliches Verhalten und „belohnt“ systemdienliches Verhalten. Bei einem

[16] Die BNetzA hat in einer Mitteilung erst kürzlich wieder auf diese Verpflichtung hingewiesen (BNetzA, 2013).

unterdeckten Saldo im Netzregelverbund müssen unterdeckte BK den reBAP zahlen, während überdeckte BK den reBAP erhalten. Zwei wesentliche Änderungen im Jahr 2012 stärken die Anreize einer aktiven Bewirtschaftung (BNetzA, 2012):

1. Nach der neuen Berechnungsmethode kann der reBAP bei Unterdeckung nicht mehr unter den durchschnittlichen Intradaypreis der jeweiligen Stunde fallen.

2. Werden mehr als 80% der vorgehaltenen Regelleistung beansprucht, steigt der reBAP um mindestens 100 EUR/MWh oder das 1,5-fache des ursprünglich errechneten reBAP. Das bedeutet, dass der reBAP auf das 1,5-fache des maximalen Intradaypreises von 10.000 EUR/MWh steigen kann, also auf 15.000 EUR/MWh. Wenn Arbeitspreisgebote am Regelmarkt über diesen Betrag hinausgehen, kann der reBAP auch deutlich über 15.000 EUR/MWh steigen.

Vor der Anpassung des AE-Mechanismus konnte der Fall eintreten, dass die Kosten der Ausgleichsenergie geringer waren als die Kosten der aktiven BK-Bewirtschaftung, da der reBAP unter dem Intradaypreis lag. Die Anreize für die BK-Bewirtschaftung waren deshalb nicht eindeutig bzw. teils zu gering. Mit der Anpassung der Untergrenze des reBAP auf das Niveau des Intradaypreises und der Einführung des Multiplikators von 1,5 bei starker Nutzung der Regelenergie wirken die Anreize zurzeit in die richtige Richtung.

RICHTIG GESETZTE ANREIZE IM BILANZKREISMANAGEMENT MOTIVIEREN ABSICHERUNGSGESCHÄFTE UND SENDEN SOMIT ÜBER TERMINMARKTGESCHÄFTE EBENFALLS LANGFRISTIGE ANREIZSIGNALE

Sollten diese Anreize in Zukunft nicht ausreichen, kann der Mechanismus grundsätzlich nachgeschärft werden. Möglich wären z.B. eine Steigerung des Multiplikators oder die Einführung von asymmetrischen Elementen in den AE-Mechanismus. Asymmetrische Elemente zeichnen sich dadurch aus, dass „Belohnung“ und „Bestrafung“ unterschiedlich stark ausfallen. Diese Schärfungen sollten jedoch behutsam geprüft werden, da sie neben einer Steigerung der Anreize auch eine Erhöhung des finanziellen Risikos für BK bedeuten können. Das gilt insbesondere für kleine BK (wie z.B. kleine Vertriebe), die jedoch eine wichtige Rolle für den Endkundenwettbewerb spielen.

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) wurden im Zuge der Liberalisierung in die Verantwortung für Bilanzkreisabweichungen genommen, um das Risiko von Vertrieben zu reduzieren und somit den Endkundenwettbewerb zu stärken. VNB führen daher sogenannte Differenzbilanzkreise (Diff-BK). Diff-BK dienen der Abrechnung derjenigen Fehlmengen, die aufgrund der Verwendung vereinfachter, temperaturunabhängiger Lastprognosen (Standardlastprofile) und einer unzureichenden Bewirtschaftung im Differenzbilanzkreis (Diff-BK) anfallen. Consentec (2012) hat in einer Untersuchung

für die BNetzA nachgewiesen, dass die Diff-BK in Hochlastsituationen signifikant zu Abweichungen des Netzregelverbunds beigetragen und somit den Einsatz von Regelenergie mit verursacht haben. Vor diesem Hintergrund sollten die Lastprognoseverfahren weiterentwickelt werden, um u.a. temperaturabhängige Effekte besser abzubilden. Inwiefern die neuen Anreize des AE-Mechanismus ausreichen um auch die Bewirtschaftung der Diff-BK zu verbessern, kann jedoch erst in vergleichbaren Knappheitssituationen evaluiert werden. Falls die Anreize weiter verstärkt werden müssen, kann auch eine Rückübertragung der Verantwortung für die Diff-BK an die Vertriebe sinnvoll sein.

Eindeutige Anreize zum Ausgleich der Bilanzkreise sind für das Funktionieren des Strommarktes unerlässlich. Ein optimierter AE-Mechanismus kann die Motivation der Bilanzkreisverantwortlichen stärken, Leistung und flexible Lasten zu kontrahieren, die auf Zuruf Energie bereitstellen und so ungeplante Abweichungen ausgleichen können. Diese privatwirtschaftliche Leistungsvorsorge kann die Nutzung und Finanzierung von Flexibilitätsoptionen aller Art fördern. Die Auswahl eines Anbieters ist dem Bilanzkreisverantwortlichen überlassen, sodass sowohl Erzeugungsanlagen als auch nachfrageseitige Optionen als Absicherung für Knappheitssituationen genutzt werden können.

5.1.5 Regelleistungsmärkte

KATALYSATOR

Das Regelleistungsmarktdesign kann den Strommarkt entweder durch Eintrittsbarrieren hemmen, oder durch Teilnahmeoptionen für Lasten und Erneuerbare die Flexibilisierung beschleunigen.

Das Design der Regelleistungsmärkte hemmt zurzeit die Flexibilisierung des Versorgungssystems, da es den Zugang flexibler Anbieter zum Regelleistungsmarkt erschwert. Darüber hinaus sind Spot- und Regelleistungsmärkte zeitlich nicht optimal aufeinander abgestimmt, sodass es zu unnötigen Ineffizienzen an den Schnittstellen der Märkte kommt.

Die Regelleistung zählt zu den sogenannten Systemdienstleistungen, die von den ÜNB zur kurzfristigen Absicherung der Versorgung an einem separaten Markt beschafft werden. Anbieter von Regelleistung verpflichten sich dazu, auf Abruf der ÜNB ihre Einspeisung hoch- oder herunterzufahren. Diese Regelenergie gleicht dann ungeplante Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Last aus.

Regelleistung wird zurzeit vorrangig von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern bereitgestellt. Diese Anbieter können innerhalb weniger Sekunden oder Minuten ihre Erzeugung anpassen. In einem thermisch geprägten System sind dieses Anbieter zudem in ausreichendem Maß verfügbar und relativ kostengünstig. Das aktuelle Marktdesign orientiert sich sehr stark an dieser traditionellen Anbietergruppe. Bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien kann dieses Marktdesign jedoch zu signifikanten Ineffizienzen und Flexibilitätshemmnissen führen.

Die Bereitstellung von Regelleistung kann die Fahrweise konventioneller Kraftwerke beeinflussen, sodass sie weniger flexibel am Spotmarkt agieren können. Anbieter von positiver Regelleistung müssen in der Lage sein, ihre Einspeisung bei einem Abruf kurzfristig zu erhöhen. Folglich können sie im Angebotszeitraum nicht ihre volle Leistung zur Energieerzeugung nutzen. Je nach ihrer technischen Flexibilität können die Kraftwerke die geforderte Energie außerdem nicht aus dem Stand bereitstellen. Sie müssen in diesem Fall eine Mindesterzeugung einhalten, um ihre Produktion schnell erhöhen zu können. Anbieter von negativer Regelleistung müssen dagegen eine Mindesterzeugung beibehalten, um ihre Einspeisung bei einem Abruf reduzieren zu können. Konventionelle Regelleistungsanbieter unterliegen deshalb häufig sogenannten Must-Run-Restriktionen. Nach FGH et al. (2012) liegt der Must-Run Sockel aufgrund des Regelleistungsbedarfs derzeit bei bis zu 25 GW. Dies kann zu mehr Stunden mit negativen Preisen, einem ineffizient hohen Export und mehr EE-Abregelung bei Netzengpässen führen.

Die technischen Nebenbedingungen der Regelleistungsbereitstellung führen dazu, dass konventionelle Anbieter ihre Erzeugung nicht frei an das Spotpreissignal anpassen können. Im Zuge der Energiewende kommt es vermehrt zu Situationen, in denen

die Nachfrage zu großen Teilen von erneuerbaren Energien gedeckt wird. Konventionelle Anbieter können in diesen Situationen ihre Kraftwerke nicht herunterfahren, wenn sie eine Mindesterzeugung einhalten müssen. Das gilt auch dann, wenn bei einem Überangebot sehr niedrige oder sogar negative Preisen auftreten. Es kommt deshalb zu ineffizient niedrigen Strompreisen, und somit zu einer teuren Systemintegration erneuerbarer Energien. Im entgegengesetzten Fall können Anbieter von positiver Reserve auch bei hohen Knappheitspreisen nicht ihre volle Leistung zur Produktion einsetzen, sodass der Preis unnötig steigt.

Neben der Regelleistungsbereitstellung gibt es weitere Gründe für eine ineffizient hohe Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke. Beispielsweise können nicht flexibilisierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ihre Stromproduktion auch bei einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien und niedrigen Preisen nicht reduzieren, wenn sie Wärme bereitstellen müssen. Auf die Problematik der Mindesteinspeisung wird deshalb nochmals in Abschnitt 5.2.1 eingegangen.

Eine Flexibilisierung des Marktdesigns kann die bestehenden Ineffizienzen abbauen und die Kosten der Regelleistungsbereitstellung senken. Es gibt viele Technologien, die in einem flexiblen System zusätzlich zu konventionellen Kraftwerken Regelleistung bereitstellen können. Hierzu zählen neben Biomassekraftwerken insbesondere flexible Lasten, fluktuierende erneuerbare Energien und Speicher.

Ein erster Schritt zur Diversifizierung des Anbieterkreises wurde mit der Einführung der Direktvermarktung im EEG 2012 getan. Mit der Direktvermarktung wurde die rechtliche Grundlage für die Teilnahme erneuerbarer Energien am Regelleistungsmarkt geschaffen. Zurzeit bieten insbesondere Biomasseanlagen negative Regelleistung an. Auf Basis der Beschlüsse BK6-10-098 (2011) und BK6-10-099 (2011) der Bundesnetzagentur besteht außerdem die Möglichkeit, Anlagen im sogenannten Pooling zusammenzufassen. Von dieser Regelung profitieren insbesondere kleine dezentrale Anlagen, die durch das Pooling die an den Regelleistungsmärkten geforderte Mindestangebotsgröße erfüllen können.

Nichtsdestotrotz bestehen weiterhin Flexibilitätshemmnisse im Marktdesign der Regelleistungsmärkte. Insbesondere die Ausschreibungszeiträume und die Produktdefinition führen zurzeit zu unnötigen Verzerrungen zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten. Abbildung 22 verdeutlicht diese ineffiziente Interaktion von Regelleistungs- und Spotmarkt anhand eines historischen Beispiels. Die Abbildung zeigt die Erzeugung in Deutschland im Zeitraum vom 14. Juni 2013 (Freitag) bis zum 17. Juni 2013 (Montag). Zusätzlich sind die stündlichen Preise am Day-Ahaed-Markt und die Leistungspreise (LP) an den Märkten für negative Sekundärregelleistung (SRL) und negative Minutenregelleistung (MRL) dargestellt. Die Stufen in den Leistungspreiskurven kommen durch die jeweiligen Produktlaufzeiten zustande. Der Produktzeitraum der MRL umfasst vier Stunden, sodass der LP jeweils für einen

vierstündigen Block gilt. Bei der SRL gibt es dagegen nur zwei Produkte pro Woche, die Haupt- und die Nebenzeit. Das Beispiel zeigt den Wechsel des LP von der Haupt- zur Nebenzeit am Freitagabend, und den Wechsel von der Neben- zur Hauptzeit am Montagmorgen.

DER AUSGLEICH ZWISCHEN SPOT- UND REGELMÄRKTEN WIRD ZURZEIT ERSCHWERT. EINE ANPASSUNG DER REGELLEISTUNGSPRODUKTE ERLEICHTERT FLEXIBLE REAKTIONEN AUF PREISSIGNALE

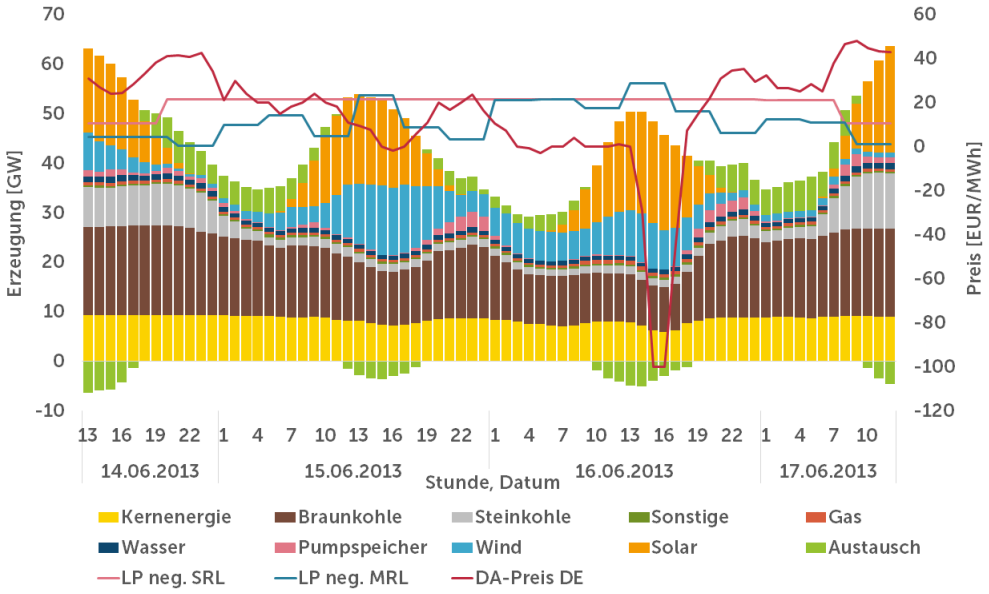


Abbildung 22: Erzeugung und Preise an Spot- und Regelleistungsmärkten vom 14. Bis 17. Juni 2013. Quelle: Eigene Darstellung nach EEX (2013), 50Hertz et al. (2013c).

Am Sonntag, den 16. Juni 2013 deckten erneuerbare Energien einen großen Teil der niedrigen Wochenendlast. Die Einspeisung von Kernenergie- und Braunkohlekraftwerken lag auf einem bereits niedrigen Niveau. Aufgrund von Must-Run-Restriktionen der Regelleistung konnte diese Einspeisung vermutlich nicht weiter reduziert werden. In der Folge kam es am Spotmarkt zu einem Überschussangebot und Preisen von -100 EUR/MWh in zwei aufeinander folgenden Stunden. Zur gleichen Zeit stieg der Preis für die negative Minutenreserveleistung deutlich an. Da die Anbieter der negativen MRL die hohe Einspeisung der erneuerbaren Energien bereits bei der Auktion am Vortag absehen konnten, verlangten sie einen höheren LP zum Ausgleich der hohen Opportunitätskosten am Spotmarkt. Der Preis für die negative Sekundärreserve blieb dagegen im gleichen Zeitraum konstant: Da die SRL nur einmal pro Woche ausgeschrieben wird, konnten die SRL-Anbieter die Marktsituation schlechter antizipieren und schlechter in ihren Geboten berücksichtigen. Zum anderen werden Wochenenden durchgehend der Nebenzeit zugeordnet, sodass die Anbieter ihr Gebot nicht für einzelne Stunden variieren konnten.

Ein weiteres Beispiel für eine ineffiziente Interaktion von Regelleistungs- und Spotmärkten ließ sich am 14. Juni beobachten (vgl. Abbildung 22). Wie zu erwarten stieg in den Abendstunden der Anteil der konventionellen Erzeugung und damit der Spotpreis. Dementsprechend sanken in diesem Zeitraum die Opportunitätskosten der Bereitstellung negativer Reserve. Da die konventionellen Regelleistungsanbieter zum Teil bereits zur Stromproduktion im Einsatz waren, stellten die Must-Run-Restriktionen keine wesentliche Einschränkung dar. Der Minutenreservemarkt reagierte darauf mit einer Absenkung des Leistungspreises. Im gleichen Zeitraum stieg jedoch der SRL-Preis mit dem Wechsel von Haupt- zu Nebenzeit an. Dieses entgegengesetzte Verhalten der Leistungspreise zeigt deutlich, dass das Marktdesign der Regelleistungsmärkte nicht flexibel genug ist. Mit einer kürzeren Produktlaufzeit und häufigeren Ausschreibungen wäre auch der Leistungspreis der Sekundärregelleistung vorübergehend gesunken. Durch die lange Nebenzeit und die wöchentliche Auktion konnten die Anbieter die geänderten Opportunitätskosten jedoch nicht berücksichtigen. Beide geschilderten Situationen sind Beispiele dafür, dass in dem inflexiblen Marktdesign die wahren Opportunitätskosten nicht abgebildet werden können und somit effiziente Ausgleichsgeschäfte (Arbitrage) verhindert werden.

Ausschreibungshäufigkeit, Produktlaufzeit und Präqualifikation

Um das Marktdesign der Regelleistungsmärkte weiter zu flexibilisieren, müssen das Produkt- und Ausschreibungsdesign sowie die Präqualifikationsbedingungen angepasst werden. Aktuell wird die Minutenreserve täglich vor dem Day-Ahead-Markt ausgeschrieben. Die Haupt- und Nebennzeitprodukte der SRL und das durchgehende Primärreserveprodukt werden hingegen wöchentlich ausgeschrieben. Die bestehenden Ineffizienzen können gemindert werden, indem insbesondere bei der Sekundär- und Primärreserve die Häufigkeit der Ausschreibungen erhöht und die Laufzeiten der Produkte verkürzt werden. Häufigere Ausschreibungen erlauben die Berücksichtigung zusätzlicher Informationen zur fundamentalen Marktsituation, z.B. zur Einspeisung erneuerbarer Energien. Dadurch wird die Abschätzung der Opportunitätskosten erleichtert, was zu einer effizienteren Preisbildung führt. Insbesondere in Überschuss- und Knappheitssituationen können einheitliche Produktlaufzeiten die Arbitrage zwischen Spot- und Regelleistungsmärkte erleichtern und Anreize für flexible Anbieter setzen.

> ANPASSUNGEN DER PRODUKTEIGENSCHAFTEN UND DER AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME ERLEICHTERN DIE ABBILDUNG VON OPPORTUNITÄTSKOSTEN UND SCHAFFEN ANREIZE ZUR FLEXIBILISIERUNG

Die Verkürzung der Ausschreibungs- und Produktlaufzeiten erleichtert außerdem die Teilnahme von erneuerbaren Energien und Nachfragern an den Regelleistungsmärkten. In Marktsituationen wie derjenigen vom 16. Juni 2013 ist es durchaus denkbar, dass Windenergieanlagen für einen Zeitraum weniger Stunden negative Reserve anbieten. Dieses zusätzliche Angebot würde die Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken reduzieren und das Absinken der Preise begrenzen. Die impliziten Markteintrittsbarrieren für Anbieter von Flexibilität sollten deshalb beseitigt werden, sodass die vorhandenen Flexibilitäts- und Effizienzpotenziale genutzt werden können (siehe dazu auch Abschnitt 3.7).

Zusätzlich sollten auch die Präqualifikationsbedingungen der Regelleistungsmärkte überprüft werden. Die Anforderungen sind zurzeit noch stark auf das Angebot konventioneller Erzeuger ausgerichtet. Dies bedeutet, dass die Teilnahme von fluktuierenden erneuerbaren Energien und flexiblen Lasten schwierig bis unmöglich ist. Perspektivisch sollte die Präqualifikation in Kombination mit den Produkteigenschaften so gestaltet werden, dass ein diskriminierungsfreier Zugang für erneuerbare Anlagen und Nachfrager gewährleistet ist.

Die Ausweitung des Anbieterkreises kann sowohl in Knappheits- als auch in Überschusssituationen Interaktion von Spot- und Regelleistungsmärkten verbessern. Da in diesen Situationen potenziell mehr Erzeugungsleistung für den Spotmarkt zur Verfügung steht, kann ein größerer Anbieterkreis zudem einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Da die Regelleistung für die Übertragungsnetzbetreiber das letzte marktbasierte Instrument zur Sicherung des Stromversorgungssystems vor der physischen Erfüllung ist, gelten besondere Anforderungen an die Qualität des Angebots. Deshalb sollten Änderungen des Regelleistungsmarktdesigns und der Präqualifikationsbedingungen nur vorgenommen werden, wenn die Beibehaltung des heutigen Systemsicherheitsniveaus gewährleistet werden kann. Die Nähe des Regelleistungsmarktes zum regulierten Bereich stellt deshalb hohe Ansprüche an die Koordination von Markt- und Regulierungsdesign. Eine sukzessive Anpassung der Regelleistungsbeschaffung an den wachsenden Flexibilitätsbedarf kann jedoch bereits einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung des Stromsystems leisten.

5.2 HEMMNISREDUKTION IM REGULIERUNGSDESIGN

ZEITGEMÄSS

Historisch sinnvolle regulatorische Vorgaben müssen an die Herausforderungen der Energiewende angepasst werden.

Neben dem Marktdesign spielt das Regulierungsdesign eine wichtige Rolle bei der Gestaltung der Energiewende. Das Regulierungsdesign muss gewährleisten, dass der wettbewerblich organisierte Teil des Versorgungssystems möglichst friktionsfrei funktionieren kann. Dazu gehört z.B., dass die Interaktion von Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren nicht durch einseitige Regulierungsinstrumente gestört wird. Das aktuelle Regulierungsdesign hemmt jedoch die Flexibilisierung des Systems, indem Marktprozesse und Anreize verzerrt werden.

In diesem Kapitel werden zunächst Hemmnisse im Regulierungsdesign diskutiert, die, ähnlich wie das Regelleistungsmarktdesign, zu einer ineffizient hohen Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke führen können. Darüber hinaus werden die Wechselwirkungen zwischen dem regulierten Netz und dem wettbewerblichen Markt diskutiert. Zurzeit setzen insbesondere die Netznutzungsentgelte Fehlanreize für die Marktteilnehmer. Außerdem werden die Auswirkungen von Entgelten, administrativen Preisbestandteilen sowie des EEGs auf die Märkte und Sektorgrenzen untersucht.

5.2.1 Mindesteinspeisung

MUST-NOT-RUN

Must-Run-Restriktionen können durch die Anpassung regulatorisch definierter Prozesse reduziert werden.

Eine hohe Mindesteinspeisung konventioneller Erzeuger kann dazu führen, dass in Zeiten niedriger Last und hoher EE-Einspeisung die Strompreise auf ein ineffizient niedriges Niveau sinken, der Marktwert der erneuerbaren Energien verringert wird und EE-Anlagen unnötig abgeregelt werden. Die Regelleistungsbereitstellung als eine zentrale Ursache für Must-Run-Restriktionen wurde bereits im vorherigen Abschnitt diskutiert. Im Folgenden steht die Mindesteinspeisung aus der Blindleistungs- und Wärmebereitstellung im Fokus.

Blindleistungsbereitstellung

Die Bereitstellung von Blindleistung ist physikalisch notwendig, um eine stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Blindleistung wurde in der Vergangenheit vorwiegend durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, da sie ein Nebenprodukt ihrer Stromerzeugung ist. Im Zuge der Energiewende sinkt jedoch die Stromproduktion konventioneller Erzeuger. Es können deshalb in Analogie zum Regelleistungsmarkt vermehrt Situationen auftreten, in denen Kraftwerke auch bei Strompreisen unterhalb ihrer Erzeugungskosten am Netz bleiben müssen, da sie zur Lieferung von Blind-

leistung verpflichtet wurden. Die Beschaffung von Blindleistung sollte deshalb zunehmend kraftwerksunabhängig erfolgen, um die netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke effizient zu reduzieren. Die Anpassungen sollten so umgesetzt werden, dass die Systemsicherheit auf dem heutigem Niveau gehalten wird.

Wärmebereitstellung

Eine weitere Ursache für Must-Run-Restriktionen bildet die Fahrweise wärmegeführter, inflexibler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Diese Anlagen orientieren ihren Einsatz vorrangig am Wärmebedarf statt an der Stromnachfrage. Sie sind technisch nicht oder nur eingeschränkt in der Lage, ihre Stromeinspeisung an das Marktpreissignal anzupassen. Bei einer hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können inflexible KWK-Anlagen deshalb nicht ihre Einspeisung absenken, wenn sie gleichzeitig Wärme bereitstellen müssen. Diese Fahrweise kann in Überschusssituationen zu ineffizient niedrigen Strompreisen führen, den Marktwert der erneuerbaren Energien unnötig reduzieren und zu einer Abregelung von erneuerbaren Energien führen, wär.

Die KWK-Erzeugung sollte deshalb flexibilisiert werden und stärker stromgeführt erfolgen. Beispielsweise können Entnahmekondensationsanlagen ihre Strom- und Wärmeerzeugung bis zu einem gewissen Grad entkoppeln. Darüber hinaus können Wärmespeicher eingesetzt werden. Diese thermischen Speicher werden bei einer strommarktseitigen Knappheit und gleichzeitig niedriger Wärmenachfrage befüllt. Die gespeicherte überschüssige Wärme steht dann zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung. Bei einem hohen Wärmebedarf und einem gleichzeitigen Überangebot an Strom können die Speicher geleert werden, sodass auf die Erzeugung aus KWK-Anlagen verzichtet werden kann.

Power-to-Heat-Technologien (P2H, d.h. bivalent betriebene Elektroheizer und Wärmepumpen), die Strom zur Wärmegewinnung verbrauchen, können die Kopplung von Strom- und Wärmesektoren zusätzlich unterstützen. P2H wird eingesetzt, wenn der zusätzliche Stromverbrauch günstiger ist, als z.B. einen fossilen Brennstoff zur Wärmegewinnung einzusetzen. Diese Flexibilitätsoption berücksichtigt also die Opportunitätskosten an den Sektorgrenzen. Durch Ausgleichsgeschäfte (Arbitrage) zwischen den Sektoren können die jeweiligen Marktreaktionen in Knappheits- und Überschusssituationen gemildert werden.

Mit zunehmender Flexibilisierung der Anlagen sollten KWK-Kraftwerke auch zum Netzengpassmanagement herangezogen werden. Mit Engpassmanagement können die Übertragungsnetzbetreiber eine Überlastung des Netzes abwenden, indem sie in den Fahrplan von lokalen Erzeugungsanlagen eingreifen. Für das Engpassmanagement ist es notwendig, dass auf beiden Seiten des Engpasses ausreichend Kapazitäten

ansteuerbar sind. Durch die Teilnahme von KWK-Anlagen kann die netztechnisch erforderliche, regionale Verfügbarkeit von regelbaren Erzeugungsanlagen erhöht werden. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen leisten dann einen Beitrag zur Systemsicherheit, die Abregelung von EE wird begrenzt und Brennstoffe und Emissionen werden eingespart.

Im Bereich der KWK-Flexibilisierung sollte geprüft werden, ob die Anreize des KWKG ausreichen, um den Flexibilisierungsprozess angemessen zu unterstützen. Für die Nutzung von Power-to-Heat sollte sich die Netzentgeltstruktur stärker an den Fixkosten der Netze orientieren, damit zusätzlicher Stromkonsum in Zeiten hoher EE-Einspeisung weniger durch administrative Preisbestandteile gehemmt wird. Die Entgeltstruktur für Eigenerzeuger sollte ebenfalls überarbeitet werden, um die Fahrweise der Anlagen stärker am Strompreissignal des Großhandels auszurichten.

5.2.2 Koordination von Netz und Markt

ZIELGERICHTET

Durch administrative Fehlanreize können Verbraucher von systemdienlichem Verhalten abgehalten werden.

Netzentgelte verteilen die Kosten des Netzbetriebs, des Netzanschlusses und des Netzausbaus auf die Stromverbraucher. Die heutige Struktur der Netzentgelte zielt darauf ab ein Verbrauchsverhalten anzureizen, das den Netzbetrieb unterstützt.[17] Diese Ausrichtung hat in der Vergangenheit den Betrieb des thermisch geprägten Stromsystems erleichtert. Durch die Energiewende ändern sich jedoch die Anforderungen an die Flexibilität des Versorgungssystems. Insbesondere die Nachfrageseite muss stärker in den Markt eingebunden werden, damit Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien besser ausgeglichen werden können und die Versorgung gesichert wird. Hemmnisse in der Entgeltstruktur, die die aktive Teilnahme von Verbrauchern am Markt behindern, müssen deshalb behoben werden. Grundlegende netzseitige Anforderungen müssen aber weiterhin erfüllt werden, damit die Systemsicherheit gewährleistet ist.

Ein zentraler Ansatzpunkt für die Flexibilisierung der Nachfrage sind die Regelungen nach §19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Derzeit sind Verteilnetzbetreiber (VNB) verpflichtet, Endverbrauchern unter bestimmten Bedingungen ein reduziertes Netzentgelt anzubieten. Die Bedingungen sind erfüllt, wenn die individuelle Höchstlast des Verbrauchers zeitlich nicht mit dem Maximum der Gesamtentnahmen aus dem Verteilnetz zusammenfällt. Ein reduziertes Entgelt kann dann in einen Stromliefervertrag übersetzt werden, der zwischen Haupt- und Niedertarifen (HT/NT) unterscheidet. So können Verbraucher, die beispielsweise eine Nachtspeicherheizung besitzen, von einem Tarifsystem profitieren, das an ihr Verbrauchsmuster angepasst ist. Der Niedertarif, der in der Regel in den Nachtstunden gilt, liegt in diesen Fällen unterhalb der Tarife zur Hauptzeit.

Diese Regelung ist historisch darin begründet, dass der Verteilnetzausbau lange von den Verbrauchsspitzen getrieben wurde. Zudem waren die Großhandelsstrompreise in der Nebenzeit meist niedriger als in der Hauptzeit, sodass die markt- und netzseitigen Anreize kompatibel waren. Der EE-Ausbau hat diese Zusammenhänge jedoch geändert. In vielen Verteilnetzen ist die Ausspeisung des dezentral erzeugten EE-Stroms in höhergelegene Netzebenen zu einem Haupttreiber des Verteilnetzausbaus geworden. Wenn die Verbraucher unter diesen Bedingungen ihren Konsum in die Ne-

[17] Sollte die Netzinfrastruktur nicht mehr bis zur letzten kWh ausgebaut werden, wird der Bedarf für ein langfristiges Netzengpassmanagementsystem geschaffen. Dieses sollte die marktliche Nutzung lokaler Flexibilitätsoptionen erlauben, wenn die Netzsituation dies zulässt. Im Fall von Netzengpässen sollten die lokalen Flexibilitätsoptionen den Netzbetreibern zur Verfügung stehen. Die Komplexität eines solchen Systems sollte insbesondere in den Anreizwirkungen jedoch nicht unterschätzt werden.

benzeit verlagern, dann senken sie die Nachfrage gerade zum Zeitpunkt der maximalen PV-Einspeisung. Die lokalen Stromüberschüsse wachsen dadurch an, sodass die ausgespeisten Volumina und die Netzbelastung ineffizient hoch sind.

Auch der typische Preisverlauf am Großhandelsmarkt hat sich geändert. Die Preise folgen zunehmend dem Angebot aus erneuerbaren Energien und weniger dem Tagesverlauf der Nachfrage. Abbildung 23 verdeutlicht anhand einer beispielhaften HT/NT-Struktur, dass die Endkundenpreise entgegengesetzt zu den Spotpreisen verlaufen können.

ENDKUNDENPREISE UND GROSSHANDELSPREISE KÖNNEN DURCH REGULATORISCHE VORGABEN ENTGEGENGESETZTE (FEHL-)ANREIZE SETZEN

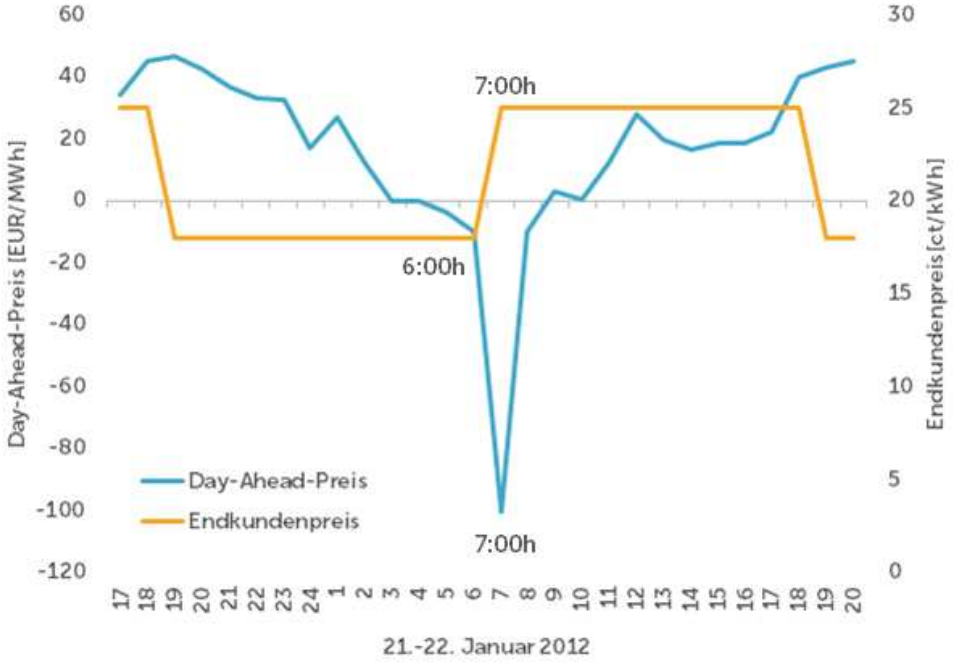


Abbildung 23: Divergenz von Spotpreisverlauf und beispielhafter Endkundenpreisstruktur. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEX (2013).

In der dargestellten Situation fällt der Tarifwechsel mit negativen Spotpreisen in den Morgenstunden zusammen. Zu dieser Tageszeit fahren Kraftwerke an, um auf den Lastanstieg in den Folgestunden vorbereitet zu sein. Wenn die Anfahrvorgänge mit einer hohen EE-Einspeisung zusammenfallen, kommt es leicht zu Überangeboten und starken Preisreaktionen. Wenn zusätzlich eine Nachfragreduktion durch den Wechsel in den Haupttarif angereizt wird, kann das Verbrauchsverhalten die Marktsituation weiter verschärfen und zu unnötig niedrigen Preisen und EE-Marktwerten führen.

Industriekunden

Um Netzentgeltzahlungen zu minimieren, steuern Industriekunden bereits heute gezielt Ihren Verbrauch und betreiben damit Lastmanagement. §19 (2) StromNEV setzt jedoch aus Sicht der Wohlfahrt situationsspezifische Fehlanreize für industrielle Verbraucher, die einem Verhalten der Nachfrage im Sinne des Gesamtsystems entgegenwirken. Vor der Verabschiedung der aktuellen StromNEV im August 2013 waren Verbraucher mit Bandlasten und einem Verbrauch von mehr als 10 GWh/a von den Netzentgelten befreit. Derzeit ist lediglich eine volllaststundenabhängige Reduzierung der Netzentgelte festgelegt. Hat ein Verbraucher beispielsweise mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden in Höhe seiner Maximallast, werden die Netzentgelte auf 20% gesenkt. Auch die aktuelle Regelung setzt Fehlanreize, da marktdienliches preissensitives Verhalten in einer Erhöhung der individuellen Entgelte resultieren kann:

- Senkt der Verbraucher seinen Konsum in Knappheitssituationen mit hohen Preisen, reduziert das gleichzeitig seine Vollbenutzungsstunden. Dadurch könnte er die kritische Stundengrenze unterschreiten und den reduzierten Tarif verlieren.
- Eine Erhöhung des Verbrauchs in Überschusssituation kann dagegen zu einer Anhebung der Spitzenlast führen. Um 7.000 Vollbenutzungsstunden in der Höhe der neuen Spitzenlast zu erreichen, müsste der Konsument signifikant mehr Strom im Jahr verbrauchen, damit er weiterhin von der Netzentgeltreduktion profitieren kann.

Durch diese Regelungen wird insbesondere die Flexibilisierung derjenigen Verbraucher gehemmt, die aufgrund ihres hohen Verschiebepotenzials und der großen Bedeutung des Produktionsfaktors Strom für ihre Wertschöpfung am besten für Lastmanagement geeignet wären.

Alle genannten Fehlanreize verzerren die Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer. Dadurch kann die Flexibilisierung des Versorgungssystems gehemmt werden. Das Regulierungsdesign muss deshalb weiterentwickelt werden. Es bestehen verschiedene Ansätze, die die Anreizstruktur systemdienlich gestalten können. So könnte die Netzentgeltabsenkung für Großverbraucher nur an das Verbrauchsverhalten in typischen Marktsituationen gekoppelt werden. Beispielsweise könnten nur Vollbenutzungsstunden betrachtet werden, in denen der Großhandelspreis unter einem Grenzwert liegt. Außergewöhnliche Marktsituationen wären dann nicht für die Entgelte relevant, sodass Raum für flexibles Nachfrageverhalten in Zeiten hoher Strompreise entstünde.

REGULATORISCHE FEHLANREIZE KÖNNEN ABGEBAUT WERDEN, UM INDUSTRIELLE LASTFLEXIBILITÄT ZU ERMÖGLICHEN

Variable Endkundentarife können außerdem verstärkt mit intelligenten Steuerungssystemen (Smart Meter) verknüpft werden, die den Verbrauch mit dem Großhandelspreis koordinieren. Grundsätzlich sollten sich die Entgelte auch stärker an den Fixkosten des Netzes orientieren, damit die Anreize für flexibles Verbrauchsverhalten vorrangig über den Markt gesetzt werden.

Die genannten Optionen zielen auf die Heranführung der Nachfrage an den Markt ab. Ein optimiertes Regulierungsdesign muss ermöglichen, dass das Großhandelspreissignal die Verbraucher möglichst unverzerrt erreicht. Die marktdienlichen Anreize dürfen jedoch nicht dazu führen, dass negative Folgewirkungen für den Netzbetrieb entstehen oder der Netzausbaubedarf in ineffizientem Ausmaß ansteigt. Die Herausforderung liegt deshalb in der Koordination von markt- und netzdienlichem Verhalten. Denkbar ist deshalb auch ein Anreizsystem, das die marktgetriebene Steuerung von Verbrauchseinheiten in kritischen Netzbelastungssituationen sinnvoll begrenzt. Bei der Optimierung der Anreize für industrielle Verbraucher sollte außerdem die ursprüngliche industriepolitische Motivation für ihre Entlastung berücksichtigt werden.

5.2.3 Administrative Preisbestandteile im Stromsektor

EIGENVERBRAUCH

Die Entkopplung des Eigenverbrauchs vom Strompreissignal führt zu Mehrkosten im System.

Neben Netzentgelten existieren verschiedene Abgaben und Umlagen, die ebenfalls in den Endkundenpreis einfließen. Diese administrativen Preisbestandteile machen heute mehr als die Hälfte des Endkundenpreises aus und verzerren das Preissignal. In Konsequenz wird die Flexibilisierung des Systems gehemmt. In diesem Abschnitt werden insbesondere Fehlanreize diskutiert, die aus der Befreiung des Eigenverbrauchs von den genannten Abgaben resultieren.

Endverbraucher bezahlen Entgelte, Abgaben und Umlagen auf den Strom, den sie über das Netz beziehen. Im Gegensatz dazu ist selbsterzeugter Strom von diesen administrativen Preisbestandteilen befreit. Dies gilt sowohl für Stromerzeugung von erneuerbaren als auch von konventionellen Anlagen. Durch diese indirekte Subvention von Eigenerzeugung wird die Entscheidung zwischen eigener Produktion und dem Bezug von Strom über die Märkte verzerrt. Beispielsweise kann es dazu kommen, dass bei einer hohen EE-Einspeisung, einem Überangebot von Strom an den Spotmärkten und negativen Strompreisen die eigene Stromproduktion fortgesetzt wird, statt die entsprechenden Strommengen am Markt zu beschaffen. Die Befreiung des Eigenverbrauchs führt deshalb insbesondere in kritischen Marktsituationen zu systemschädlichen Verhalten. Ein bereits erschlossenes, nachfrageseitiges Flexibilitätspotenzial wird also nicht genutzt, da durch die indirekte Subvention das Nachfrageverhalten von den Spotpreissignalen abgekoppelt wird.

Die Bereitschaft zur Lastflexibilität wird zusätzlich beeinträchtigt, da zuschaltbare Lasten je nach Energieträger im Stromsektor mit anderen administrativen Presibestandteilen belastet werden als in den Nachbarsektoren (siehe diesbezüglich Abschnitt 5.2.4).

Die Entgeltbefreiung sollte insbesondere für die Eigenerzeugung hinterfragt werden. Sie hemmt nicht nur die Flexibilisierung, sondern führt auch zu einer systematischen Entsolidarisierung, da eine Umverteilung zugunsten der Anlagenbesitzer stattfindet. Die im Koalitionsvertrag (2013) gewählten Formulierungen zur Anpassung der EEG-Umlage zeigen deshalb in die richtige Richtung. Beispielsweise könnten verbrauchsabhängige Entgelte in fixe Preisbestandteile umgewandelt werden, um die Fehlanreize teilweise zu adressieren. Wenn die Fixkosten des Netzanschlusses unabhängig vom Eigenverbrauch an die Konsumenten weitergegeben werden, reduziert das die Höhe der impliziten Subventionen.

Bezüglich der Effekte der Entgeltstrukturen innerhalb des Stromsektors und zwischen den Sektoren besteht weiterhin Forschungsbedarf. Neben einer Erhöhung der

fixen Bestandteile der Netzentgelte sollte z.B. auch die Möglichkeit einer Vergleichmäßigung der Stromsteuer und der EEG-Umlage über alle Sektoren und alle End- bzw. Primärenergieträger, sowie eine dynamische Ausgestaltung der EEG-Umlage und der Stromsteuer untersucht werden.

5.2.4 Administrative Preisbestandteile an den Sektorgrenzen

GLEICHSTELLEN

Sektorgrenzen sollten keine Hürde für effizienten Energieverbrauch darstellen. Wenn erneuerbarer Strom fossile Brennstoffe verdrängen kann, sollten administrative Elemente dem nicht im Wege stehen.

In Abschnitt 4.2 wurden Flexibilitätsoptionen wie KWK und Power-to-Heat diskutiert, die über die Grenzen des Stromsektors hinausgehen. Innerhalb des Energiesektors gibt es eine Anzahl an Substitutionsmöglichkeiten, die derzeit aufgrund von administrativen sektorspezifischen Regelungen nicht flexibel genutzt werden.

Die grundlegenden Hemmnisse basieren auf Belastungen oder Ausnahmen von diesen Belastungen in den Sektoren. Mit administrativen Be- und Entlastungen gehen stets Anreize einher, die eine verzerrende Wirkung haben können. Diese unerwünschten Nebeneffekte sind vergleichbar mit den Verzerrungen innerhalb des Stromsektors, die in Abschnitt 5.2.3 diskutiert wurden. Das Ergebnis einer Verzerrung ist, dass ein Energieträger aufgrund anderer Belastungen weniger konsumiert wird als ein alternativer Energieträger, obwohl er bei gleicher Belastung günstiger wäre.

In Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und niedriger Strompreise kann es effizienter sein, Wärme aus Strom bereitzustellen, anstatt aus alternativen fossilen Energieträgern. Wärme kann beispielsweise aus Strom produziert werden, indem Elektroheizer oder Wärmepumpen in KWK-Anlagen installiert werden (siehe Prognos, 2013). Wenn der Stromkonsum jedoch aufgrund administrativer Preisbestandteile teurer ist als die fossile Alternative, wird letztere genutzt. Das gilt im Extremfall auch in Situationen, in denen die Wärme aus überschüssigem erneuerbaren Strom produziert werden könnte. Dieser Effekt könnte ebenfalls im Verkehrssektor auftreten, wenn der Endkundenpreis für Strom aufgrund administrativer Preisbestandteile über demjenigen des fossilen Kraftstoffs läge.

Die sektorübergreifenden Substitutionsbeziehungen gewinnen jedoch aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung. Aus Gründen der Ressourcen-, Umwelt- und Klimaschonung war es früher in der Regel energieeffizient, Wärme oder Mobilität direkt aus fossilen Brennstoffen bereitzustellen statt aus Strom. Die Umwandlung von Strom in eine andere Energieform führte dagegen zu zusätzlichen Wirkungsgradverlusten im Prozess. Bei einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist der spezifische CO_2-Anteil der Stromerzeugung allerdings sehr gering und der Strompreis sehr niedrig, sodass ein zeitweiliger Wechsel des Energieträgers sowohl energie- als auch kosteneffizient sein kann.

Die Substitution von Brennstoffen durch Strom kann die gleiche Flexibilitätswirkung wie Lastmanagementmaßnahmen entfalten. In Überschusssituationen kann der Strompreis durch den zusätzlichen Verbrauch stabilisiert werden, wodurch der

Marktwert erneuerbarer Energien steigt. In Knappheitssituationen wird dagegen auf die Verwendung von Strom in anderen Sektoren verzichtet, sodass die Preisspitzen begrenzt werden. Wie bei Lastmanagement sind letztlich Opportunitätskosten für die Einsatzentscheidung der sektorübergreifenden Optionen entscheidend. Die Opportunität besteht jedoch in der Verwendung eines alternativen Energieträgers, nicht im Konsumverzicht.

Um Hemmnisse für die Nutzung sektorübergreifender Flexibilitätsoptionen abzubauen, sollten die Substitutionsbeziehungen wettbewerblich und nicht administrativ organisiert werden. In diesem Sinne sollte zunächst von weiteren Umlagen abgesehen werden. Darüber hinaus unterstützen alle Maßnahmen eine zunehmende Sektorkopplung, die in ihrer Wirkung administrative Preisbestandteile reduzieren oder zumindest nicht ansteigen lassen. Sollten in ausgewählten Bereichen eindeutige Effizienzgewinne aufgrund einer stärkeren Sektorkopplung erkennbar sein, sollte geprüft werden, ob eine einheitliche Belastung der konkurrierenden Energieträger herbeigeführt werden kann, ohne zusätzliche Verzerrungen auf nationaler und europäischer Ebene herbeizuführen.

5.2.5 Hemmnisse im EEG

WEITERENTWICKLUNG

Das EEG dient als Wegbereiter der erneuerbaren Energien. Mit steigendem EE-Anteil richten sich die Weiterentwicklungen auf eine Erhöhung der Systemdienlichkeit.

Aus ökonomischer Sicht wäre es ideal, die negativen externen Effekte der Energiebereitstellung vollständig zu internalisieren. Dazu gehören z.B. CO_2-Emissionen, Umweltschäden bei Abbau, Transport und Nutzung fossiler Brennstoffe und die geopolitischen Kosten und Risiken der Abhängigkeit von Energieimporten. In der Realität ist dies jedoch aus einer Vielzahl von Gründen ausgeschlossen. Dementsprechend müssen weiterhin ergänzende Mechanismen wie das EEG eingesetzt werden, um die Energiewende herbeizuführen. Die feste Einspeisevergütung im EEG führt zu Verzerrungen, die einer optimalen Anpassung des Versorgungssystems an den EE-Ausbau im Wege stehen. Deswegen ist die Weiterentwicklung des EEGs in Richtung einer verpflichtenden Direktvermarktung ein notwendiger Schritt. Diese Weiterentwicklung lässt mehr ökonomische Steuerungssignale zu und reduziert Hemmnisse im Strommarkt.

Verteilung des Mengenrisikos

Durch die EE-Förderung im EEG 2009 und davor wurde das natürliche Mengenrisiko der konventionellen Stromerzeugung verstärkt. Insbesondere am Beispiel des ungeplanten Wachstums der Photovoltaik in den Jahren 2009 bis 2012 wird dieser Zusammenhang deutlich. Vor diesem rasanten Anstieg gab es weder politische noch marktliche Signale, die ein derartiges Wachstum vermuten ließen. Durch die feste Preissteuerung gab es vor der Einführung des atmenden Deckels auch kein unmittelbares Feedback auf dieses Wachstum. In einem wettbewerblichen Umfeld hätten sich dagegen durch die Ausweitung des Angebots die Gewinnchancen der EE-Anbieter reduziert, sodass der Ausbau gebremst worden wäre. Dieser Mechanismus kam jedoch durch die feste Einspeisevergütung bzw. die fehlende Mengensteuerung nicht zum Tragen. In der Folge wurde das Mengenrisiko der erneuerbaren Energien auf die konventionellen Anbieter übertragen, die sich reduzierten Großhandelspreisen und einer geringen Kraftwerksauslastung gegenübersahen.

Durch das Mengenrisiko des EE-Ausbaus, die in Abschnitt 3.5 diskutierten Effekte eines effizienteren Binnenmarktes und durch eine krisenbedingt reduzierte Stromnachfrage in Europa stehen signifikante Teile des konventionellen Kraftwerksparks vor finanziellen Herausforderungen. In dieser Situation werden verschiedene politische Maßnahmen diskutiert, die sich oftmals an den Symptomen statt an den Ursachen des Problems orientieren. Eine wirksame und kostengünstige Antwort auf diese Herausforderungen sollte jedoch direkt die fundamentalen Verzerrungen des Regulierungsdesigns adressieren. Im Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Novellie-

rung des EEG 2014 ist bereits eine Anpassung der Risikoverteilung enthalten. Angestrebt wird insbesondere eine bessere Planbarkeit des Ausbaukorridors, sodass das regulierungsbedingte Mengenrisiko für konventionelle Erzeuger reduziert wird.

Operative Inflexibilität

Das EEG muss weiterentwickelt werden, damit sich die Einspeisung erneuerbarer Energien stärker an Angebot und Nachfrage orientiert und dadurch flexibler wird. Vor der Einführung der Direktvermarktung war das Angebot aus erneuerbaren Energien vollkommen inflexibel (zur Illustration siehe Abbildung 1 in Abschnitt 2). Durch die feste Einspeisevergütung und die Abnahme- und Vermarktungsverpflichtung der ÜNB war die EE-Erzeugung vollständig vom Marktpreissignal abgekoppelt. Eine Ausnahme bilden hierbei Biomasseanlagen, die durch die 2009 im EEG eingeführte Flexibilitätsprämie (ergänzt durch weitere Anforderungen im Gesetzentwurf zum EEG 2014) Anreize für eine strommarktgeführte Fahrweise haben. Mit der Direktvermarktung wurden Anreize zu einem stärker marktgetriebenen Einsatz geschaffen. Der Direktvermarkter erhält ex-post eine Marktprämie, die der Differenz zwischen dem Produkt aus Börsenpreis und Marktwertfaktor und der festen Einspeisevergütung entspricht. Diese Anreize und die zunehmende Ansteuerbarkeit der EE-Anlagen haben bereits dazu geführt, dass Teile der Angebotskurve flexibler geworden sind.

Die Marktprämie definiert die Opportunitätskosten eines Einspeiseverzichts, die sich im Gebotsverhalten der Direktvermarkter niederschlagen. Sollte der Vermarkter beispielsweise eine Prämie von 50 EUR/MWh erwarten, macht er einen Gewinn, solange der Börsenpreis nicht unter -50 EUR/MWh fällt. Aus diesem Grund stellt er ein limitiertes Gebot von -50 EUR/MWh ein. Das bedeutet, dass er für jeden Preis ab -50 EUR/MWh und mehr bereit ist, seinen erneuerbaren Strom zu verkaufen. Die früheren Gebote der ÜNB waren dagegen unlimitiert, also vollkommen preisunabhängig. Das Verhalten der Direktvermarkter führt zu einer Flexibilisierung der Angebotskurve und wirkt einem unnötig starken Preisverfall entgegen. Ein Absinken des Preises auf das Börsenlimit von -3000 EUR/MWh ist somit faktisch ausgeschlossen. Die aus den Prämien resultierenden moderat negativen Preise signalisieren gleichzeitig einen Flexibilitätsbedarf, der durch die in Kapitel 4.2 diskutierten Flexibilitätsoptionen gedeckt werden kann. In der Transformationsphase können diese moderat negativen Preise dynamisch effiziente Marktsignale sein, wenn sie beispielweise auf unnötige Inflexibilitäten und Hemmnisse hinweisen.

5.3 ZWISCHENFAZIT

In diesem Kapitel wurden sowohl auf Seiten des Marktes als auch der Regulierung Hemmnisse für die Transformation des Stromsystems festgestellt. Hemmnisse im Marktdesign lassen sich häufig auf Friktionen an den Grenzen der Teilmärkte zurückführen. Diese können notwendige Ausgleichsgeschäfte und die Berücksichtigung von Opportunitätskosten erschweren, sodass die Wirkung von Preissignalen künstlich begrenzt wird. Das Mark-Up-Verbot nimmt dagegen unmittelbar Einfluss auf das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer. Das Verbot blockiert das Peak-Load-Pricing und erschwert die Refinanzierung von angebots- und nachfrageseitigen Kapazitäten. Darüber hinaus können Produktdefinitionen sowohl an den Spot- als auch an den Regelleistungsmärkten zu einer impliziten Begrenzung des Anbieterkreises führen und so die Flexibilisierung des Marktes hemmen. Die Regelleistungs- und Blindleistungsbereitstellung kann außerdem zu einer ineffizient hohen Mindesteinspeisung führen.

Hemmnisse im Regulierungsdesign sind häufig auf administrative Anreizstrukturen zurückzuführen, die zu einer Abkopplung des Verhaltens der Marktteilnehmer vom Strompreissignal führen. Ein zentrales Beispiel sind die Netzentgeltstrukturen, die zu einem Zielkonflikt von netz- und marktdienlichen Anreizen führen. Ebenso wie die Eigenverbrauchsregelungen sind die Entgeltstrukturen somit nicht im Sinne der Energiewende angelegt. Zudem können Verzerrungen zwischen den Sektoren auftreten, wenn das Preisverhältnis zwischen substituierbaren Energieträgern durch uneinheitliche Abgaben verändert wird. Inflexible KWK-Anlagen verschärfen zudem das Problem der Mindesteinspeisung.

Die Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns sollte darauf abzielen, dass die Preisbildungsprozesse optimiert, die Markteintrittsbarrieren für Flexibilitätsoptionen beseitigt, und insbesondere für erneuerbare Energien und Verbraucher systemdienliche Anreize gesetzt werden. In diesem Sinne sind für das Marktdesign die Aufhebung des Mark-Up-Verbots und die Verkürzung der Ausschreibungs- und Bereitstellungszeiträume an den Regelleistungsmärkten von großer Bedeutung. Eine kurzfristigere Regelleistungsbeschaffung, eine kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Blindleistung und die Flexibilisierung von KWK-Anlagen können Must-Run-Restriktionen verringern und die kostengünstige EE-Integration in Zeiten einer niedrigen Nachfrage erleichtern. Die zentralen Maßnahmen im Regulierungsdesign sind Reformen der Netzentgeltstrukturen und der Eigenverbrauchsregelung, sowie die Ausweitung der Direktvermarktung. Durch die Koordination der Maßnahmen kann das vorhandene Flexibilitätspotenzial kostengünstig genutzt werden. Weiterentwicklungen des Designs, die Rückwirkungen auf die Systemsicherheit und den europäischen Binnenmarkt haben, sollten so gestaltet werden, dass die Versorgungssicherheit und die Effizienz des Marktes mindestens auf dem heutigen Niveau gehalten werden.

Alle diskutierten Maßnahmen zeichnen sich durch eine relativ schnelle Umsetzbarkeit aus. Gleichzeitig ist die Beseitigung von Hemmnissen wenig invasiv. Nichtsdestotrotz schaffen die Maßnahmen bereits zentrale Voraussetzungen für die kostengünstige Flexibilisierung des Systems und sichern somit die Versorgung. Darüber hinaus treffen sie keine Vorfestlegung auf langfristige Marktdesignänderungen. In diesem Sinne sind die Instrumente als No-Regret-Maßnahmen einzustufen.

6 Kapazitätsmechanismen als Ergänzungsmöglichkeiten des Strommarktes

ABSICHERUNG

Sollten die Flexibilisierungsmaßnahmen innerhalb des Strommarktes nicht gelingen, kann eine anreizkompatible Ergänzung des Strommarktes zur Absicherung der Versorgung sinnvoll sein.

Es existiert eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen, die dem Strommarkt durch eine Reduktion von Hemmnissen zugänglich gemacht werden können. Wenn die Flexibilisierung durch die Maßnahmen innerhalb des Strommarktes gelingt, ist die Versorgungssicherheit stets gewährleistet. Folglich ist es in diesem Fall nicht notwendig, das Marktdesign strukturell zu ändern (siehe dazu Abschnitt 6.2.1). Sollte die Flexibilisierung jedoch beispielsweise aufgrund von energiepolitischen Hürden nicht in ausreichendem Umfang erfolgen, können dem Strommarkt ergänzende Maßnahmen zur Seite gestellt werden, um die Versorgung abzusichern.

Die Identifikation effizienter Instrumente zur Bereitstellung von Versorgungssicherheit ist eine komplexe Aufgabe. Das Kraftwerksforum des BMWi hat deshalb verschiedene Studien diskutiert und Workshops durchgeführt, und die gewonnenen Erkenntnisse in einem Bericht zusammengefasst (BMWi, 2013). Teile dieses Kapitels orientieren sich an diesem Bericht sowie an anderen ausgewählten Studien, die im Laufe der letzten Jahre zu dieser Thematik verfasst worden sind.

Eine Dimension der Versorgungssicherheit betrifft die Verfügbarkeit von Netzkapazitäten. Aufgrund von Netzengpässen zwischen Nord- und Süddeutschland wurde bereits die Reservekraftwerksverordnung eingeführt, um ausreichend Redispatchkapazität in Süddeutschland zu sichern. Dieser Mechanismus ist ein zeitlich begrenztes Instrument zur Überbrückung des Netzausbaus und sollte nicht mit den in dieser Studie diskutierten langfristigen Marktdesignentscheidungen vermischt werden. Die Weiterentwicklung der Netzreserve ist bereits Gegenstand des Koalitionsvertrages. Sie kann über ihre originäre netzseitige Funktion hinaus kurzfristig zur Systemsicherheit beitragen und den Flexibilisierungsprozess absichern. Die Fachdialoge „Strategische Reserve“ (BMU/BDEW/BEE et al., 2013) und „Strommarktdesign: die nächsten Schritte“ (BMU/BDEW/BEE/VKU et al., 2013) unterstützen die im Koalitionsvertrag formulierte Entscheidung zur Weiterentwicklung der Netzreserve und schlagen einige Elemente vor, die bei der Umsetzung implementiert werden sollten.

In diesem Kapitel stehen langfristige Marktdesignentscheidungen im Vordergrund, die den Strommarkt mit Kapazitätsmechanismen ergänzen. Sie sind jedoch kein Ersatz für die diskutierten Flexibilisierungsmaßnahmen. Im Gegenteil können Kapazi-

tätsmechanismen die Flexibilisierung des Marktes behindern (s. Abschnitt 6.6). Zudem können Kapazitätsmechanismen das Flexibilitätspotential nur teils oder zu höheren Kosten erschließen, solange die in Kapitel 5 beschriebenen Hemmnisse nicht behoben sind. Vor tiefen Markteingriffen sollten deshalb die Möglichkeiten zur Optimierung des Strommarktes ausgeschöpft werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die Kosten der Absicherung der Versorgung und der Integration der erneuerbaren Energien unnötig steigen. Dadurch könnte sogar die Energiewende gefährdet werden. Eine abschließende Bewertung der Notwendigkeit zur Einführung von Kapazitätsmechanismen sowie der verschiedenen Ausgestaltungsoptionen findet in der vorliegenden Untersuchung nicht statt. Zurzeit werden verschiedene Studien im Auftrag des BMWi erstellt, die sowohl die Wirkungsweisen der Kapazitätsmechanismen als auch die Funktionsfähigkeit des aktuellen Strommarktdesigns untersuchen. Diesen Analysen soll in dieser Studie nicht vorweggegriffen werden.

6.1 ZIELE VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN UND OPTIONEN DER AUSGESTALTUNG

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird sowohl in Deutschland als auch in anderen Ländern diskutiert. In diesem Abschnitt werden die jeweiligen Hintergründe der Diskussionen analysiert. Hierfür werden die Kapazitätsmechanismen zunächst anhand ihrer charakteristischen Eigenschaften gruppiert, und Kriterien zu ihrer Bewertung definiert.

6.1.1 Hintergründe für die Einführung in anderen Ländern

AUSWEICHREAKTION

Häufig stellen Kapazitätsmechanismen einen leicht zugänglichen Ausweg dar, um sinnvolle Reformen zu umgehen.

Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass Kapazitätsmärkte häufig eingeführt werden, um den Symptomen eines unvollkommenen Marktes zu begegnen. Diese Eingriffe werden jedoch häufig vorgenommen, ohne die Ursachen der Unvollkommenheit zu analysieren und zu beheben.

Der französische Markt ist ein anschauliches Beispiel für dieses Vorgehen. Frontier/FORMAET (2013) zeigen, dass die Temperaturabhängigkeit der Last in Frankreich deutlich höher ist als in Deutschland, obwohl es in Frankreich nicht so kalt wird. Da in Frankreich elektrische Heizungsanwendungen stark verbreitet sind, steigt die Stromnachfrage bei kalten Temperaturen deutlich an. Eine effiziente Alternative zur kurzfristigen Wärmeerzeugung aus Strom wäre die Nutzung von Wärmespeichern. Die Speicherung wäre verhältnismäßig günstig und könnte gleichzeitig die temperaturabhängigen Lastschwankungen mildern. Eine solche Flexibilisierung wird jedoch durch die Struktur des französischen Marktes gehemmt. Die Liberalisierung des Stromsektors ist in Frankreich nicht so weit fortgeschritten wie in

Deutschland. Gleichzeitig ist die Marktkonzentration deutlich höher. 91% der Erzeugungsleistung sind im Besitz von EdF (Frontier/FORMAET, 2013) und der Endkundenmarkt für Kleinkunden ist weniger wettbewerblich organisiert als in Deutschland. Endkunden haben deshalb nicht die Wahl, innovative Angebote alternativer Anbieter zu nutzen. Statt diese strukturellen Marktdefizite zu beheben, haben sich in Frankreich noch tiefere Eingriffe des Staates durchgesetzt. Inzwischen werden zentrale Kapazitätselemente für einen Kapazitätsmarkt von staatlicher Seite vorgegeben.

Unerwünschte Nebeneffekte eines staatlichen Markteingriffs zeigen sich besonders in Großbritannien. Die Teilnehmer auf dem britischen Markt sind nach einer Anzahl an Marktdesignänderungen und regelmäßig wechselnden politischen Eingriffen derart verunsichert, dass sie ohne staatliche Garantien nicht mehr zu Investitionen in den Markt bereit sind. Als Antwort auf diese politische Unsicherheit werden weitere staatliche Garantien eingeführt, statt Marktkräfte zuzulassen und die eigentliche Ursache des Problems zu beheben. Das deutlichste Beispiel für dieses Vorgehen sind staatliche Preisgarantien von ca. 112 EUR/MWh (inflationsbereinigt), die neuen Kernkraftwerken über 35 Jahre zugesichert werden. Andere Märkte, wie beispielsweise die nordost-amerikanischen Strommärkte und der spanische Strommarkt, haben im Zuge des Liberalisierungsprozesses Marktreaktionen nicht erst abgewartet, sondern unmittelbar Kapazitätsmärkte und -zahlungen eingeführt.

Aus den genannten Gründen empfiehlt die EU-Kommission (2013) eine ausführliche neutrale Analyse der tatsächlichen Marktsituation und eine Anzahl an marktfördernden Maßnahmen, die vor der Einführung ergänzender Kapazitätsmechanismen ergriffen werden sollen.

6.1.2 Optionen zur Ausgestaltung

ADMINISTRATION

Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich in der Tiefe ihrer administrativen Vorgaben. Die Einschätzung der administrativen Risiken spielt bei der Auswahl eine entscheidende Rolle.

Kapazitätsmechanismen werden aus unterschiedlichen Gründen eingeführt, die sich zum Teil aus den Charakteristika der einzelnen Märkte ergeben. Jeder Strommarkt hat individuelle fundamentale Eigenschaften und weist spezifische Unvollkommenheiten auf. Dementsprechend existiert eine Vielzahl an unterschiedlichen Kapazitätsmarktdesigns, die auf die jeweiligen Bedürfnisse abgestimmt sind. Aus diesem Grund lassen sich die Designs nicht leicht auf andere Märkte übertragen, sondern müssen häufig sehr fein auf die jeweilige Situation eingestellt werden.

An dieser Stelle wird zunächst von Details abstrahiert, um einen Überblick über die grundlegenden Ansätze geben zu können. Abbildung 24 stellt eine Übersicht der aktuell in Deutschland diskutierten Optionen dar.

KAPAZITÄTSMECHANISMEN UNTERSCHEIDEN SICH IN DER ORGANISATION DER ANREIZWIRKUNG UND DER TIEFE ADMINISTRATIVER VORGABEN

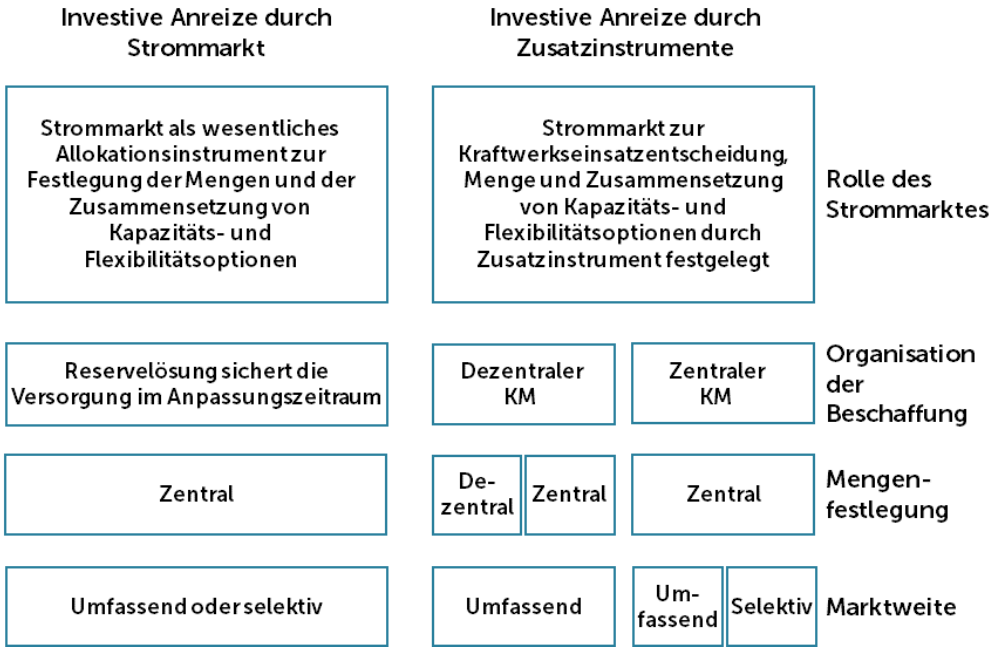


Abbildung 24: Schematische Einordnung von Kapazitätsmechanismen

Die erste grundlegende Unterscheidung von Kapazitätsmechanismen kann anhand ihrer Anreizwirkung vorgenommen werden. Auf der linken Seite der Abbildung ist der Strommarkt das zentrale Instrument, das über das Preissignal die Menge und die Zusammensetzung der Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen bestimmt. Auf dieser

Grundlage kann die Versorgungssicherheit zusätzlich durch eine Reservelösung erhöht werden.

- Die Reserve hält gesicherte Leistung außerhalb des Strommarktes bereit. Sie dient lediglich als Absicherung des Flexibilisierungsprozesses für den Fall, dass beispielsweise Hemmnisse die Anpassung zeitlich verzögern oder außergewöhnliche Wetterereignisse die Versorgung erschweren.
- Die Beschaffung der Reserve erfolgt durch eine zentrale Stelle. Die Anreizwirkung des Strommarktes wird nicht beeinträchtigt, sodass Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen weiterhin umfassend angereizt werden.

Auf der rechten Seite des Schemas übernimmt der Strommarkt lediglich die Allokation der Energieerzeugung, also die kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung. Die Anreize für Investitionen in Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen werden durch ein Zusatzinstrument gesetzt. Dieses Zusatzinstrument kann dezentral oder zentral ausgestaltet werden.

- Im dezentralen Fall sind Marktakteure für die Festlegung der Gesamtmenge der Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen verantwortlich. Jedoch können zentral vorgegebene Elemente die Gesamtleistung erhöhen. Bisher gibt es lediglich Vorschläge für umfassende Ausgestaltungen, in denen keine Technologien von den zusätzlichen Anreizen ausgeschlossen werden. Sollte eine Variante aber explizit Produkt- und Präqualifikationskriterien für den Mechanismus vorgegeben, könnten diese wie eine selektive Förderung wirken.
- Im zentralen Fall übernimmt eine staatliche Institution zentrale Allokationsaufgaben, die sich je nach Ausgestaltung entweder auf die Gesamtmenge beschränken (umfassend) oder zusätzlich technologische Vorgaben machen (selektiv).
  - Im umfassenden zentralen Kapazitätsmarkt gibt eine zentrale Stelle eine Kapazitätsmenge vor, die einem definierten Versorgungssicherheitsniveau entsprechen soll. Die Organisation des Marktes, inklusive der Produktdefinitionen, Ausschreibungszeiträume und der Durchführung der Auktion, obliegt ebenfalls dieser zentralen Stelle.
  - Im selektiven zentralen Kapazitätsmarkt gelten viele der Eigenschaften des umfassenden zentralen Kapazitätsmarktes. Die zentrale Stelle legt aber zusätzliche Kriterien fest, die technologische Entscheidungen vorgeben. Die Kriterien können sich an verschiedenen festzulegenden Eigenschaften der Technologien orientieren, wie z.B. an Brennstoffen, Flexibilitätseigenschaften, CO_2-Intensität, räumlicher Anordnung, etc.

Die wesentlichen Unterschiede der Mechanismen liegen folglich in der Organisation der Allokation. Während auf der linken Seite der Abbildung 24 die Allokation durch den wettbewerblich organisierten Markt erfolgt, übernimmt der Staat auf der rechten Seite zusätzliche Allokationsfunktionen. Je weiter die Befugnisse der zentralen Stelle sind, desto tiefer sind die Eingriffe in den Markt.

6.2 BEDARF UND BEWERTUNGSKRITERIEN

Die ergänzenden Mechanismen sollen Versorgungssicherheit effizient bereitstellen. Aus diesem Grund fordert die EU-Kommission in ihrer Mitteilung (EU-Kommission, 2013) die Mitgliedsstaaten auf, zwischen „Missing Money“ und „Missing Capacity“ zu unterscheiden.[18] Kapazitätsmechanismen sollen fehlende Kapazität bereitstellen, und nicht vorrangig Finanzierungslücken bestehender Kraftwerke schließen. Dies entspricht den Grundsätzen eines effizienten Marktdesigns (vgl. Abschnitt2.5), das grundsätzlich nicht die Finanzierung unwirtschaftlicher Kapazitäten sicherstellt. Die Kommission verweist zusätzlich darauf, dass es in liberalisierten Strommärkten keine Investitionsgarantien des Staates gibt. Es sei weiterhin sehr wichtig, dass es keine staatliche Kompensation von Einkommensverlusten der Betreibern oder eine finanzielle Unterstützung schlechter Investitionsentscheidungen gebe (ebd. S. 10).

In diesem Sinne sind beispielsweise geringere Einnahmen für konventionelle Kraftwerksbetreiber kein Grund für fundamentale Marktdesignänderungen. Kapazitätsmechanismen können zwar die Symptome eines unangepassten Marktes adressieren, um trotzdem eine Markträumung zu gewährleisten. Sie können die nötigen Anpassungsprozesse jedoch nicht kompensieren. Aus diesem Grund führen Kapazitätsmechanismen in der Regel zu neuen Verzerrungen, die weitere Nachjustierungen erforderlich machen.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Abschnitt diskutiert, von welchen Faktoren der tatsächliche Bedarf an Kapazitätsmechanismen abhängt. Außerdem werden verschiedene Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit analysiert, sowie Kriterien für die Bewertung der individuellen Mechanismen vorgestellt.

6.2.1 Diskussion zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen in einem flexiblen Markt

Wenn Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen werden können und dabei stets die Präferenzen der Marktteilnehmer berücksichtigt werden, ist die Versorgung gesichert. Gleichzeitig folgt aus dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurven stets ein Preissignal, das den Wert des Gutes Strom beschreibt. Damit bestehen auch optimale wirtschaftliche Anreize für Erzeugungskapazitäten, Speicher, Lastmanagement und alle anderen Flexibilitätsoptionen, die zur Versorgungssicherheit beitragen können.

[18] Für die Diskussion der Gründe für das „Missing-Money“-Problem, insbesondere in der aktuellen Anpassungsphase, wird auf Abschnitt 2.4 verwiesen.

Eine wesentliche Voraussetzung für eine sichere Versorgung ist die räumliche, zeitliche und sektorübergreifende Flexibilität des Strommarktes. Alle in Kapitel 4 diskutierten Flexibilitätsoptionen können unmittelbar zur Versorgungssicherheit beitragen. Wenn sowohl für flexible Anbieter als auch für flexible Nachfrager keine künstlichen Eintrittsbarrieren bestehen, kann der Markt aus einer großen Bandbreite an Flexibilitätsoptionen wählen. Ein einheitliches, unverzerrtes Preissignal führt dann zu Wettbewerb und systemdienlichem Verhalten aller Marktteilnehmer. Dieser Prozess gewährleistet, dass ausreichend Flexibilitätspotenziale aktiviert werden und die Versorgung sicher und kostengünstig ist. Wenn die Flexibilisierung auf diese Weise organisiert werden kann, besteht kein Bedarf für ergänzende Kapazitätsmechanismen.

Die in Kapitel 5 diskutierten Maßnahmen beseitigen wesentliche Hemmnisse, die der Flexibilisierung und damit der erfolgreichen Ausrichtung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien zurzeit im Wege stehen. Bereits mit wenig invasiven Eingriffen kann der Strommarkt deutlich gestärkt werden, indem das Peak-Load-Pricing zugelassen und das Zusammenspiel von Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten optimiert wird. Mit dem Ausgleichsenergiemechanismus besteht außerdem bereits ein Instrument, das eine zusätzliche Nachfrage nach angebots- und nachfrageseitiger Leistung auf Bilanzkreisebene schaffen kann. Die notwendigen Absicherungsgeschäfte können dann über die Terminmärkte abgewickelt werden.

Unter Umständen kann der Flexibilisierungsprozess durch die begrenzte Reaktionsgeschwindigkeit des Marktes und durch noch nicht beseitigte Hemmnisse jedoch nicht im optimalen Tempo voranschreiten. Deshalb kann es auch bei einer Optimierung des Strommarktes sinnvoll sein, den Anpassungsprozess durch zusätzliche Instrumente abzusichern. Diese Instrumente sind mit der Optimierung vereinbar, wenn sie die für den Flexibilisierungsprozess und die EE-Integration nötigen Preissignale nicht verfälschen. Zusätzlich zur Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns muss außerdem der Netzausbau weiter vorangetrieben werden, um ein liquides, großes Marktgebiet zu gewährleisten.

Je umfassender die Regeln des Marktdesigns optimiert werden, desto geringer ist die Notwendigkeit für Kapazitätsanreizinstrumente. Wenn jedoch beispielsweise (energie-) politische Gründe die Umsetzung einzelner Maßnahmen verhindern, kann die Flexibilisierung beeinträchtigt werden, sodass ein Bedarf für invasive Markteingriffen geschaffen wird.

6.2.2 Ansätze zur Bewertung der Versorgungssicherheit

PERSPEKTIVE

Der Bedarf an ergänzenden Mechanismen hängt von den Anreizen im Strommarkt ab. Eine statische Betrachtung der Erzeugungskapazität kann lediglich zur Motivation kurzfristiger Maßnahmen dienen.

Die Antwort auf die Frage, ob ergänzende Mechanismen benötigt werden, kann je nach der gewählten Abgrenzung des Problems unterschiedlich ausfallen. Im Folgenden werden zwei Dimensionen vorgestellt, anhand derer die Fragestellung konkretisiert werden kann:

- STATISCHE VS. DYNAMISCHE PERSPEKTIVE: Die statische Perspektive konzentriert sich auf die heute absehbare Entwicklung der gesicherten Leistung. Mögliche Anpassungen der Entwicklung an ökonomische Anreize im Zeitverlauf werden vernachlässigt. Die dynamische Perspektive berücksichtigt dagegen ökonomische Anpassungsprozesse und konzentriert sich auf die Anreizkompatibilität des Marktdesigns.
- NATIONALE VS. GRENZÜBERSCHREITENDE PERSPEKTIVE: Die nationale Perspektive vergleicht die nationale Spitzenlast mit der gesicherten Leistung innerhalb des nationalen Marktgebiets. Die grenzüberschreitende Perspektive berücksichtigt dagegen die gemeinsame Spitzenlast und die insgesamt gesicherte Leistung vernetzter Märkte unter Berücksichtigung der Interkonnektorkapazitäten.

Die statische Perspektive findet sich in der stark vereinfachten Gegenüberstellung der installierten Erzeugungskapazität und der Spitzenlast in Abbildung 17 wieder. Eine methodisch anspruchsvollere statische Variante zur Bewertung der Versorgungssicherheit berücksichtigt zusätzlich die Kraftwerksverfügbarkeiten und Kapazitätskredite erneuerbarer Energien. In einem solchen Ansatz werden also probabilistische Zusammenhänge berücksichtigt. Diese Perspektive ist in erster Linie technisch geprägt und hat den großen Vorteil, dass sie mittels komplexer Methoden ein replizierbares Bild der Situation zeichnen kann. Diese Systematisierung kann zu einer Versachlichung der Diskussion beitragen. Trotzdem werden auch für diese quantitativen Analysen Annahmen benötigt. Typische Annahmen sind an den betrachteten Zeitraum gekoppelt, der ein Jahr oder ein Jahrzehnt umfassen kann. Innerhalb dieses Zeitraums müssen Abschätzung über die erwartete Spitzenlastentwicklung oder die Wetterkonstellation getroffen werden. Die Definition der Annahmen basiert dabei auf der Einschätzungen verschiedener Akteure. Somit ist die technische Perspektive nur dem Anschein nach objektiv. Solange Annahmen auf menschlichen Einschätzungen basieren, finden subjektive Perspektiven Eingang in die Analyse. Die Gegenüberstellung verschiedener Spitzenlastprognosen in Abbildung 14 hat bereits gezeigt, wie stark zentrale Annahmen variieren können, die sich unmittelbar auf die Ergebnisse auswirken. Annahmen zur technologischen Entwicklung, insbesondere auf Seiten der Lastflexibilität, reduzieren die Robustheit der Analysen zusätzlich.

Eine angebotsseitige Unsicherheit besteht beispielsweise über die zukünftige KWK-Entwicklung. Der Koalitionsvertrag weist auf das 25%-Ziel des KWKG für das Jahr 2020 hin. Ein stark vereinfachtes Beispiel zeigt, welche Auswirkungen die Erfüllung dieses Ziels auf die Kapazitätsentwicklung hat. Nach Eurelectric (2013) lag die Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2011 bei 577 TWh und die KWK-Erzeugung bei 93,9 TWh. Daraus ergibt sich ein KWK-Anteil von etwa 16% an der Stromerzeugung. Die durchschnittliche Auslastung der KWK-Anlagen lag bei 3366 Volllaststunden. Um den KWK-Anteil um 9 Prozentpunkte zu steigern, wären (unter der stark vereinfachten Annahme einer gleichbleibenden Auslastung) knapp 15 GW zusätzliche Erzeugungsleistung nötig. Die (Nicht-) Berücksichtigung der KWK-Entwicklung hätte folglich starke Auswirkungen auf die statische Analyse.

Eine zentrale Erkenntnis über die statische Herangehensweise ist außerdem, dass per Definition zu einem Zeitpunkt in der Zukunft eine Kapazitätsknappheit auftritt, da die Bestandskraftwerke eine endliche Lebensdauer haben und die bereits bekannten Neubauten begrenzt sind. Aus statischen Analysen kann deshalb ein vermeintlicher Handlungsbedarf abgeleitet werden, wenn der gängige Horizont der Investitionsplanung überschritten wird.

Die dynamische Perspektive basiert auf der Wirkungsweise von ökonomischen Anreizen und berücksichtigt den Entscheidungsprozess der Marktteilnehmer. Wird beispielsweise die gesicherte Leistung knapp, steigt das Preisniveau und damit der Anreiz für neue Investitionen. Das Preisniveau, das für eine Marktanpassung „notwendig“ ist, kann jedoch nicht objektiv abgeschätzt werden. Der dynamische Ansatz geht aber davon aus, dass sich aus den individuellen Erwartungen aller Marktteilnehmer eine Markterwartung ableiten lässt. Diese Multisubjektivität ist z.B. die Grundlage für verschiedene Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung und ermöglicht eine versachlichte Bewertung von Anreizen.

Die dynamisch-ökonomische Perspektive ist lediglich auf Zeiträume anwendbar, in denen ausreichend Zeit für die Anpassung von Investitionsentscheidungen gegeben ist. Die Perspektive wird maßgeblich durch die übergeordnete Frage geprägt, ob die Hemmnisse im Strommarkt rechtzeitig und in ausreichendem Maße reduziert werden können, um genügend Flexibilitätsoptionen wettbewerblich anzureizen.

Letztlich unterscheiden sich die statisch-technische und die dynamisch-ökonomische Perspektive nur dem Anschein nach in ihrer Objektivität. Beide Ansätze sind auf Annahmen angewiesen, die das Analyseergebnis determinieren. Die Methoden haben somit ihre individuellen Stärken und Schwächen und sollten gezielt eingesetzt werden. Die technische Analyse kann eine zeitpunktabhängige Bestandsaufnahme für die kürzere Frist liefern. Sollte sich auf dieser Basis ein kurzfristiger Bedarf zur Absicherung des Systems abzeichnen, können sofortige Maßnahmen eingeleitet werden. Die

Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung ist ein Beispiel für eine solche Maßnahme.[19] Die dynamische Perspektive kann dagegen Aufschluss darüber geben, ob Marktanreize funktionieren. Der ökonomische Ansatz kann dann auf den Bedarf an zusätzlichen Anreizmechanismen hinweisen.

Die Kriterien der Europäischen Kommission (2013) zur Bewertung der Versorgungssicherheit sehen vor, dass die Verfügbarkeit grenzüberschreitender gesicherter Leistung berücksichtigt wird. Dieser Ansatz ist im Sinne des europäischen Binnenmarktes. Durch eine grenzüberschreitende Bemessung würden für Endkunden deutlich geringere Kosten für die Bereitstellung von Versorgungssicherheit anfallen. Dieser Zusammenhang wird bereits bei der Untersuchung der Gleichzeitigkeitseffekte in Abschnitt 3.5 ersichtlich.

DIE BERÜCKSICHTIGUNG DES BINNENMARKTES SPIELT BEI DER BEDARFSPRÜFUNG EINE ZENTRALE ROLLE

Eine Minimalanforderung ist eine europäische Definition des Versorgungssicherheitsbegriffs, da ein Mangel an Versorgungssicherheit grenzüberschreitende Auswirkungen haben kann. Dies wurde beispielsweise deutlich, als im Jahr 2006 aufgrund einer Netzabschaltung im Emsland der Strom in weiten Teilen West- und Südeuropas für bis zu zwei Stunden ausfiel. Eine rein nationale Betrachtung der Versorgungssicherheit greift folglich zu kurz. Bis zu welchem Grad die grenzüberschreitenden Ausgleichsmöglichkeiten berücksichtigt werden sollten, wird derzeit in einem Schwesterprojekt von Consentec analysiert.

[19] Die Notwendigkeit der Reservekraftwerksverordnung basiert nicht auf einer ausbleibenden Marktreaktion, sondern auf mangelnder Netzkapazität.

6.2.3 Bewertungskriterien

DISKUSSION

Die Bewertung anhand relevanter Kriterien ermöglicht eine neutrale Diskussion des Bedarfs und der Eigenschaften der Mechanismen.

Für die Bewertung der ergänzenden Mechanismen müssen Kriterien entwickelt werden, die im Einvernehmen mit der sozialen Marktwirtschaft stehen.[20]

Effektivität

Ein Mechanismus ist effektiv, wenn er Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Entsprechend der Definition in Abschnitt 2.3 wird Versorgungssicherheit erreicht, wenn Angebot und Nachfrage jederzeit auf Basis von Präferenzen zusammengeführt werden können. Effektivität kann durch alle Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen, die zu diesem Ziel beitragen können, erreicht werden. Sie ist deshalb unabhängig von der Finanzierung bzw. den Kosten der Zielerreichung.

Effizienz

Ein Mechanismus ist effizient, wenn er ein Ziel mit geringstmöglichem Aufwand erreicht. Im Rahmen der Energiewende spielen sowohl die statische als auch die dynamische Effizienz entscheidende Rollen, da der Mechanismus auch für zukünftige Lösungsoptionen offen sein muss und keine langfristigen Mehrkosten verursachen darf.

Ordnungsrahmen

Der Ordnungsrahmen gibt Verhaltensregeln für staatliche und private Akteure vor. Diese Verhaltensregeln sollen die wirtschaftlichen Wechselwirkungen im Markt berücksichtigen und optimale Marktergebnisse herbeiführen. In der ordnungspolitischen Bewertung der Mechanismen wird überprüft, ob ihre Eigenschaften im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind. Zusätzlich spielen die Vorgaben der Europäischen Kommission eine zunehmende Rolle bei der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens. Aus ordnungspolitischer Perspektive sollten regulatorische Eingriffe die Ausnahme und durch Marktversagen begründet sein. Jeder Regulierungseingriff birgt das Risiko unbeabsichtigter Folgewirkungen, die wiederum Nachregulierungen erforderlich machen können. Regulierungseingriffe haben häufig Verteilungswirkungen, die eine politische Einflussnahme wahrscheinlich machen. Wenn Mechanismen unter starkem politischem Druck gebildet werden, besteht die Gefahr, dass die Effektivität und die Effizienz beeinträchtigt werden und das eigentliche Ziel verfehlt wird.

[20] Eine umfassende Bewertung der Mechanismen findet derzeit durch die r2b energy consulting GmbH in einem Schwesterprojekt unter Berücksichtigung quantitativer Modellrechnungen statt. Dieser Analyse soll nicht vorweggegriffen werden, weswegen die Diskussion in dieser Studie lediglich einen indikativen Charakter hat.

6.3 ABSICHERUNGSMECHANISMUS OHNE EXPLIZITE KAPAZITÄTSANREIZE

SICHERHEITSNETZ

Die Reserve erhält die Anreizwirkung des Strommarktes, sichert den Flexibilisierungsprozess ab und kann anschließend aufgelöst werden.

In der linken Hälfte von Abbildung 24 wurde ein System dargestellt, in dem der Strommarkt weiterhin die Allokation von Kapazitäten übernimmt. Die Anreize für Investitionen werden in diesem System über das Peak-Load-Pricing gesetzt. Zusätzlich wird die Versorgung über eine Reserve gewährleistet, ohne die Effizienz- und Innovationskraft des Strommarktes zu beeinflussen. Folglich hat die Reserve keine kapazitätsanreizende Wirkung. Diese Eigenschaft unterscheidet sie strukturell von den in der rechten Hälfte von Abbildung 22 dargestellten Kapazitätsmechanismen.[21]

Funktionsweise

Die Reserve hält Erzeugungskapazität außerhalb des Marktes vor, die keine Rückwirkungen auf das Marktgeschehen haben.[22] Die zusätzliche Kapazität wird lediglich eingesetzt, wenn es auf dem Strommarkt keinen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage gibt. Abbildung 25 veranschaulicht diese Wirkungsweise.

[21] Für Darstellungen zu Reservelösungen siehe Consentec (2012), r2b (2012), Dice (2012) und Nicolosi (2012a und 2012b).

[22] Aufgrund dieser Rückwirkungsfreiheit sprechen sich sowohl die Europäische Kommission (2013) als auch die Monopolkommission (2013) für eine zeitlich begrenzte Strategische Reserve aus.

DIE RESERVE DIENT ZUR VORÜBERGEHNDEN ABSICHERUNG DES FLEXIBILISIERUNGSPROZESSES

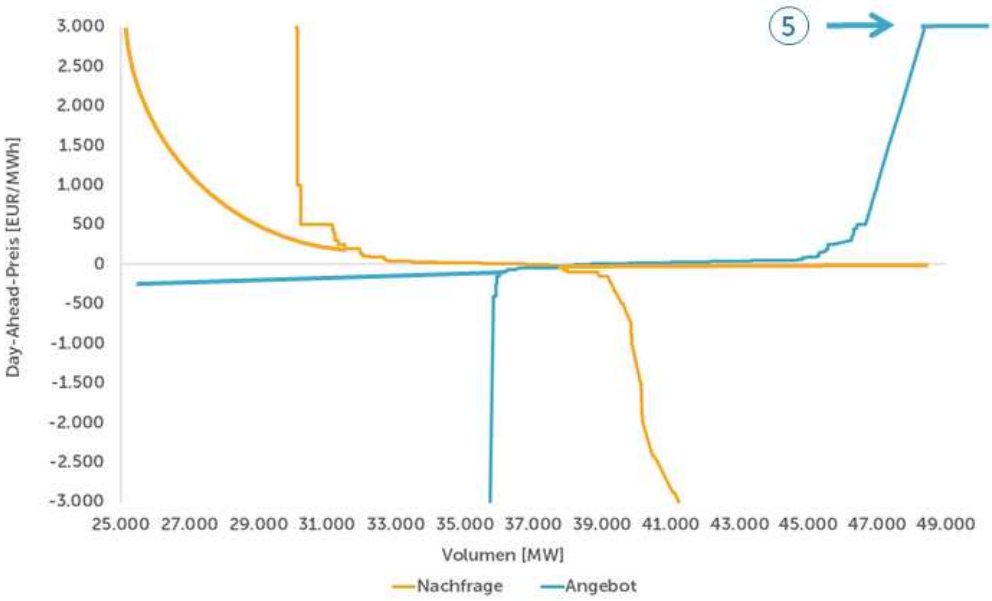


Abbildung 25: Angebotskurve mit Reservelösung. Quelle: Eigene Darstellung (Daten von EEX, 2013).

Rückwirkungen werden vermieden, indem die Reserve entweder zu sehr hohen Preisen oder direkt von den Übertragungsnetzbetreibern als Systemreserve eingesetzt wird. Die vorgehaltenen Zusatzkapazitäten werden beispielsweise zum börslichen Höchstpreis von 3000 EUR/MWh in den Markt geboten (vgl. Abschnitt 5 in Abbildung 25), oder als eine Systemdienstleistung vollständig außerhalb des Strommarktes eingesetzt. In beiden Fällen ist gewährleistet, dass keine künstliche Preisobergrenze eingeführt wird und alle verfügbaren Gebote von Flexibilitätsoptionen am Markt zum Zuge kommen. Die Lastdeckung kann deshalb mit der Reserve stets gewährleistet werden, ohne dass Marktanreize verzerrt werden. Die Reserve sichert so den Anpassungsprozess ab, der für die Flexibilisierung der Gebotskurven notwendig ist.

- ROLLE DES STROMMARKTES: Aufgrund der besonderen Gebotsweise der Reserve wird die idealtypische Anreizsystematik des Strommarktes nicht verändert. Alle Optionen, die zur Markträumung beitragen können, erhalten die gleichen technologieneutralen Anreize. Wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, kommt ein hemmnisfreier Strompreis den Signalen eines vollkommenen Marktes am nächsten. Deshalb werden genau die Flexibilitätsoptionen angereizt, die die Marktbedürfnissen am besten bedienen können. Sollten schließlich ausreichend Flexibilitätsoptionen im Markt aktiviert sein, kann die Reserve ohne schädliche Rückwirkungen abgeschafft werden.

- ORGANISATION DER BESCHAFFUNG: Ein zentrale Stelle beschafft die Reserve entweder aus Kraftwerken, die vor der Stilllegung stehen (vgl. z.B. Consentec, 2012), oder aus Neuanlagen (vgl. z.B. r2b, 2012). Die Beschaffung erfolgt dabei nach wettbewerblichen Kriterien (siehe Fachdialog „Strategische Reserve“, BMU/BDEW/BEE et al., 2013).
- MENGENFESTLEGUNG: Die vorzuhaltende Kapazität wird zentral festgelegt. Sie hängt davon ab, ob Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene angestrebt wird oder eine grenzüberschreitende Koordination stattfindet. Letzteres könnte die vorzuhaltende Menge signifikant reduzieren. Im Fachdialog „Strategische Reserve“ (BMU/BDEW/BEE et al., 2013) wird vorgeschlagen, sich an den ENTSO-E Kriterien zu orientieren und 5% der Jahreshöchstlast als Reserve vorzuhalten.
- MARKTWEITE: Der Begriff Marktweite ist auf die Reserve nur sehr eingeschränkt übertragbar. Da die Reserve neben dem Strommarkt angesiedelt ist, fällt sie eher in den regulierten als in den wettbewerblichen Bereich. Die eigentliche Beschaffung kann jedoch als marktweit bezeichnet werden, da sowohl Bestands- als auch Neuanlagen berücksichtigt werden können. Der wesentliche Vorteil des Mechanismus ist allerdings, dass die Anreizwirkung des Strommarktes uneingeschränkt weiter besteht und somit dort marktweite Anreize für alle Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen gesetzt werden.

Die häufig genannten Vorteile der Reserve liegen darin, dass sie mikroinvasiv ist und somit keine verzerrenden Wirkungen auf den Strommarkt hat. Durch die Vorhaltung von geringen Kapazitätsmengen ist sie außerdem vergleichsweise kostengünstig und kann wieder abgeschafft werden. Die Europäische Kommission (2013) sieht den weiteren Vorteil, dass die Reserve grenzüberschreitend koordiniert werden kann.

Die in EWI (2012) vorgebrachten Kritikpunkte beziehen sich primär auf die administrative Festlegung von Designelementen. Sowohl die Größe der Reserve als auch der Ausübungspreises müssen definiert werden. Laut EWI (2012) besteht die Gefahr, dass bei einem wiederholten Einsatz der Reserve der öffentliche Druck auf die Verantwortlichen steigt, den Ausübungspreis nach unten anzupassen. Consentec (2012), r2b (2012) und Nicolosi (2012a und 2012b) weisen ebenfalls darauf hin, dass aus einer solchen Anpassung Verzerrungen entstehen könnten. Darüber hinaus könnte die erwartete Preisanpassung die Marktteilnehmer verunsichern und nötige Neuinvestitionen blockieren. Deshalb sollte der Ausübungspreis so festgelegt werden, dass er nicht leicht angepasst werden kann. Alternativ könnte der Einsatz vollständig vom Strommarkt entkoppelt werden, indem die Reserve den ÜNB als Systemreserve vollständig unterstellt würde. Im unwahrscheinlichen Fall einer ausbleibenden Markträumung würde die Systemreserve dann nach der Nutzung aller marktseitigen Optionen beispielsweise als Ergänzung der üblichen Regelprodukte zur Deckung der Last herangezogen.

BMWi (2013) weist außerdem darauf hin, dass auch nicht stilllegungsbedrohte Kraftwerke einen Anreiz haben könnten in die Reserve zu wechseln, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit verbessern würden. Diese Anreize hätten zur Folge, dass die Reserve anwachsen würde, bis sich ein Gleichgewicht zwischen den Erlösen am Strommarkt und denen in der Reserve einstellen würde. Diese Anreize können jedoch durch eine sorgfältige Ausgestaltung vermieden werden. In Fachdialog „Strommarktdesign: die nächsten Schritte“ (BMU/BDEW/BEE et al., 2013) wird empfohlen, Kraftwerke aus der Reserve nicht mehr zurück in den Strommarkt zu lassen. Dadurch würde ein Wechsel in die Reserve Opportunitätskosten verursachen, die nur noch von stilllegungsbedrohte Kraftwerken in Kauf genommen würden.

Zwischenbewertung

In Summe kann eine Reservelösung die Versorgungssicherheit effektiv absichern und gleichzeitig die Innovations- und Effizienzvorteile des Strommarktes erhalten. Sie lässt sich ohne relevante Risiken in den aktuellen Ordnungsrahmen einbinden sowie bei Bedarf wieder abschaffen, ohne dass langfristige Strukturentscheidungen getroffen werden müssen. Die Regulierungsrisiken sind im Vergleich zu alternativen Mechanismen minimal.

6.4 KAPAZITÄTSANREIZMECHANISMEN

SUBVENTIONEN

Kapazitätsanreizmechanismen wirken als direkte oder indirekte Subventionen, und begünstigen je nach Produkteigenschaften vor allem Kraftwerksleistung.

In diesem Abschnitt werden Kapazitätsmechanismen diskutiert, deren originäre Aufgabe es ist, die Kapazitätsallokationsfunktion vom Strommarkt abzukoppeln. Die hier diskutierten Mechanismen unterscheiden sich insbesondere in der Tiefe der administrativen Vorgaben. Ein solcher staatlicher Eingriff kann ökonomisch gerechtfertigt werden, wenn es nicht gelingen sollte, den Strommarkt in ausreichendem Maße zu flexibilisieren. Ein Eingriff wäre auch gerechtfertigt, wenn die Leistungsvorsorge durch Verbraucher nicht wettbewerblich organisiert werden könnte (siehe Abschnitt 3.7).

Im Folgenden wird in einem ersten Schritt zwischen zentralen und dezentralen Mechanismen unterschieden. Zentrale Kapazitätsmechanismen zeichnen sich durch eine administrative Koordination der Leistungsbeschaffung aus. Die Koordination kann beispielsweise erfolgen, indem eine zentrale Stelle eine Auktion durchführt. Zentrale Mechanismen können sowohl umfassend als auch selektiv ausgestaltet werden. In beiden Ansätzen wird der Kapazitätsbedarf administrativ festgelegt. Die Prognose der Spitzenlastentwicklung mit ihren in Abbildung 14 dargestellten Unsicherheiten fällt dann in die Verantwortung einer zentralen Instanz, statt in den wettbewerblichen Bereich. Im Gegensatz dazu organisieren dezentrale Mechanismen die Beschaffung der gesicherten Leistung dezentral unter Beteiligung der Marktteilnehmer.

6.4.1 Dezentraler Kapazitätsmarkt

MARKTNAH

Der dezentrale Kapazitätsmarkt kann marktnah ausgestaltet werden, wenn auf administrative Vorgaben verzichtet wird. Je mehr Vorgaben er erhält, desto mehr nähern sich seine Eigenschaften den zentralen Mechanismen an.

Das primäre Ziel eines dezentralen Kapazitätsmechanismus ist die wettbewerblich organisierte, umfassende Sicherung der Versorgung. Der gemeinsame Nenner der aktuell diskutierten Mechanismen liegt darin, dass gesicherte Leistung über Zertifikate erworben wird, die bilateral gehandelt werden können. Dezentrale Mechanismen vermeiden deshalb eine neue Umlage, die auf den Endkundenstrompreis aufgeschlagen werden müsste. Obwohl es zwischen den Varianten Unterschiede bei der Mengenfestlegung geben kann, werden die Mechanismen an dieser Stelle gemeinsam diskutiert. An geeigneter Stelle wird dann auf relevante Unterschiede hingewiesen. Für eine detaillierte Übersicht zu dezentralen Kapazitätsmechanismen wird auf die Originaldokumente Enervis/BET (2013) und BDEW (2013a) verwiesen, sowie auf Frontier/FORMAET (2013) für eine detaillierte Analyse.

Funktionsweise

Energieversorgungsunternehmen (EVU) decken sich nach eigenem Ermessen mit Leistungszertifikaten ein und schaffen somit eine Nachfrage nach gesicherter Leistung. Die Zertifikate bescheinigen dem Halter, dass seine eigene Spitzenlast durch Kapazitäten abgesichert ist. Sollte ein EVU in einer Knappheitssituation nicht genug Zertifikate vorweisen können, wird diese Unterdeckung der Spitzenlast pönalisiert.

- ROLLE DES STROMMARKTES: Der Strommarkt dient weiterhin zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Die Überprüfung der Zertifikate findet statt, wenn der Strommarkt ein vordefiniertes Knappheitssignal sendet. Die Preismechanismen des Spotmarktes sind also für die Funktionsweise der Mechanismen ausschlaggebend.
- ORGANISATION DER BESCHAFFUNG: Die Beschaffung erfolgt dezentral durch die EVU. Üblicherweise decken EVU ihre Last bis zu drei Jahre im Voraus. Dementsprechend würden die Unternehmen Zertifikate ebenfalls mit bis zu drei Jahren Vorlauf nachfragen. Der Ausgestaltungsvorschlag von Enervis/BET (2013) beinhaltet einen „Market Maker“, der eine künstliche Nachfrage nach Zertifikaten über größere Zeiträume schafft, um die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken längerfristig zu unterstützen.[23] Zudem beinhaltet der Vorschlag eine zusätzliche Systemsicherheitsreserve für den Fall, dass die beschaffte gesicherte Leistung aller EVU nicht ausreichen sollte, um die Versorgung im Knappheitsfall zu sichern.
- MENGENFESTLEGUNG: Zwischen den verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten gibt es Unterschiede bei der Festlegung der Gesamtmenge. Im Vorschlag des BDEW (2013a) wird die Nachfrage nach gesicherter Leistung ausschließlich durch eine Pönale angereizt. Die Pönale fällt an, wenn EVU nicht ausreichend Zertifikate für die Deckung ihrer individuellen Spitzenlast vorhalten. Dezentrale Kapazitätsmärkte können aber auch zentrale Zusatzelemente als Stellschrauben für die Gesamtmenge nutzen. Diese Zusatzelemente würden im Vergleich zu einem rein wettbewerblichen System zusätzliche Kapazitäten anreizen. Beispielsweise beeinflussen im geplanten französischen System zentrale Elemente, wie z.B. vorgegebene Temperatursensitivitäten und Sicherheitsmultiplikatoren, die Höhe der Spitzenlast. In Kombination mit der Pönale wird so die Menge der zu beschaffenden Zertifikate gesteuert. Im Vorschlag von Enervis/BET (2013) weist der „Market Maker“ zentrale Charakteristika auf. Alle dezentralen Mechanismen haben gemeinsam, dass die zentral bestimmte Pönale eine Schlüsselfunktion einnimmt.
- MARKTWEITE: Die Vorschläge verfolgen das Ziel, eine möglichst große Anzahl an Flexibilitätsoptionen zuzulassen. Je nach konkreter Ausgestaltung

[23] Durch dieses Element könnte ggf. eine Umlage notwendig werden, welche die Strukturierungskosten trägt.

kann gesicherte Leistung somit aus angebots- und nachfrageseitigen Optionen bereitgestellt werden. Die tatsächliche Marktweite hängt von Produkteigenschaften und Präqualifikationskriterien ab.

Der Vorteil der in Deutschland genannten Vorschläge ist, dass bei einer möglichst umfassenden Ausgestaltung alle Flexibilitätsoptionen von Zertifikaten profitieren können, ohne dass eine neue administrative Umlage geschaffen wird. BMWi (2013) hebt außerdem hervor, dass Vertriebe zwischen gesicherter und ungesicherter Leistung differenzieren können. Mit dieser Produktunterscheidung kann leichter herausgefunden werden, wie viel Verbraucher für gesicherte Leistung zu zahlen bereit sind. Auf dieser Basis kann dann eine optimale Anreizstruktur für flexible Nachfrager geschaffen werden. Bei einer optimalen Umsetzung des Vorschlags bestehen somit zusätzliche Effizienzpotenziale gegenüber anderen Kapazitätsmarktansätzen.

Bis zu welchem Grad Lastflexibilität aktiviert werden kann, hängt von Details wie Präqualifikationskriterien und Produktdefinition ab. Eine umfassende Flexibilisierung kann deshalb nicht garantiert werden. Einheitliche Produktdefinitionen sind jedoch eine Voraussetzung für den reibungslosen Zertifikatehandel. Diese Standards erschweren außerdem den Missbrauch von Zertifikaten. Wie an den Spot- und Regelleistungsmärkten können Produktdefinitionen aber auch Hürden für die Teilnahme von flexiblen Anbietern darstellen. Falls sich das gehandelte Produkt beispielsweise an den Eigenschaften konventioneller Erzeugungsanlagen orientiert, würden die Mindestlieferzeiten deutlich über die Fähigkeiten nachfrageseitiger Optionen hinausgehen. Nachfrager wären dann faktisch von der Teilnahme am Zertifikatehandel ausgeschlossen.

Im Vorschlag des BDEW (2013a) wird vollständig auf Präqualifikationskriterien verzichtet. Die Pönale ist deshalb das zentrale Steuerungselement. Sie wird administrativ vorgegeben und determiniert das Vorsorgeniveau der EVU. Eine sehr hohe Pönale reizt ein hohes Vorsorgeniveau an, da die EVU eine Unterdeckung möglichst vermeiden wollen. Eine zu niedrige Pönale hätte dagegen zur Folge, dass einzelne EVU das Risiko einer Unterdeckung eingehen und das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau nicht erfüllt wird. Der Mechanismus stützt sich also ausschließlich auf eine Preissteuerung. Die Anreizstruktur weist Parallelen zum aktuellen Marktdesign auf, in dem nicht ausgeglichene Bilanzkreise über den Ausgleichsmechanismus sanktioniert werden. Damit der dezentrale Mechanismus gegenüber dem aktuellen Marktdesign zusätzliche Anreize bietet, müssen zumindest die folgenden zwei Ausgestaltungsdetails diskutiert und abgewogen werden:

- Wie in Abschnitt 5.1.4 beschrieben, kann der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) bis auf 15.000 EUR/MWh ansteigen. Damit der dezentrale Kapazitätsmarkt gegenüber dem Status Quo mehr gesicherte Leistung anreizt, muss die Pönale folglich höher sein als der aktuell höchstmögliche reBAP.

- Die Anreize im dezentralen Kapazitätsmechanismus beruhen auf einer Asymmetrie: Unterdeckte EVU (oder Leistungsbilanzkreise) müssen eine Pönale zahlen, während überdeckte Leistungsbilanzkreise keine Belohnung für ihr systemdienliches Verhalten erhalten. Im heutigen Energiebilanzkreissystem werden Asymmetrien dieser Art von vielen Akteuren abgelehnt. Das Hauptargument gegen Asymmetrien ist, dass sie kleinere Akteure tendenziell vor höhere Risiken stellen als große Anbieter. Scheiden kleine Anbieter wegen der finanziellen Belastung aus dem Markt aus, könnte das zu Marktkonzentrationen führen (siehe Abschnitt 5.1.4). Diese Risiken würden für Leistungsbilanzkreise ebenso gelten wie für Energiebilanzkreise. Die Aufrechterhaltung des Wettbewerbs stellt jedoch eine der grundlegenden Motivationen für den dezentralen Kapazitätsmarkt dar. Sollten die Marktteilnehmer trotzdem bereit sein, diese Risiken in Kauf zu nehmen, könnten sowohl Energie- als auch Leistungsbilanzkreise asymmetrisch ausgestaltet werden. Der zusätzliche Nutzen von Leistungsbilanzkreisen gegenüber vergleichbar ausgestalteten Energiebilanzkreisen wäre dann aber nicht offensichtlich.

Im aktuellen Marktdesign bestehen bereits Bedenken, ob sich die benötigten Preisspitzen und angemessene Anreize im Bilanzkreismanagement umsetzen lassen. Aus diesem Grund stellt sich die gleiche Frage bei der Umsetzung eines dezentralen Kapazitätsmarktes. Vor der Einführung dezentraler Mechanismen müssten Zweifel darüber ausgeräumt werden, dass Maßnahmen ohne gesetzliche Verpflichtungen nicht nur effizient, sondern auch effektiv zu einer positiven Leistungsbilanz beitragen können. Diese Bedenken werden ebenfalls in Frontier/FORMAET (2013) diskutiert. Enervis/BET (2013) empfehlen deshalb, dem dezentralen Kapazitätsmarkt eine Systemsicherheitsreserve zur Seite zu stellen, die in ihrer Ausgestaltung und Wirkungsweise Parallelen zur zuvor diskutierten Reservelösung aufweist.

Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Effektivität dezentraler Mechanismen besteht das politische Risiko, dass die in Deutschland diskutierten Ansätze nicht in ihrer ursprünglichen Form umgesetzt werden. Eine naheliegende Abweichung wären zentrale Elemente, die ähnlich wie im französischen Modell die Gesamtmenge der Kapazität beeinflussen. Diese Steigerung der Effektivität würde jedoch die Effizienz des Mechanismus behindern, und den wesentlichen Vorteil der Marktnähe opfern.

Zwischenbewertung

Der dezentrale Kapazitätsmarkt kann durch eine umfassende Ausgestaltung Effizienzpotenziale erschließen. Diese Vorteile können jedoch leicht vergeben werden, wenn zusätzliche zentrale Elemente eingeführt werden. Dies könnte jedoch aus Gründen der Effektivität und für die Gewährleistung der Handelbarkeit der Zertifikate not-

wendig sein. Die Abweichungen von den ursprünglichen Ansätzen wären gleichbedeutend mit einer Annäherung an die Eigenschaften von zentralen Kapazitätsmärkten.

6.4.2 Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt

SCHEINBAR

Ein umfassender Mechanismus ist nur scheinbar umfassend, wenn durch Produkteigenschaften, Präqualifikationen und Auktionszeiträume implizite Selektionen stattfinden.

Das vorrangige Ziel des zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes ist es, eine zentrale Beschaffung gesicherter Leistung zu organisieren, die möglichst alle Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen berücksichtigt.[24]

Funktionsweise

Der Ansatz des zentralen umfassenden Kapazitätsmechanismus zeichnet sich dadurch aus, dass eine zentrale Stelle vorgibt, welche Menge an gesicherter Leistung benötigt wird. In einer technologieoffenen Auktion werden dann alle zur Verfügung stehenden Optionen berücksichtigt. Diese Technologieoffenheit ist die zentrale Voraussetzung für eine effiziente Allokation von Kapazitäten. Somit stellt das Streben nach Effizienz eine wichtige Motivation für diesen Mechanismus dar.

- ROLLE DES STROMMARKTES: Der Strommarkt dient ausschließlich der Allokation des Kraftwerkseinsatzes.
- ORGANISATION DER BESCHAFFUNG: Eine zentrale Instanz führt fünf bis sieben Jahre vor dem Erfüllungszeitpunkt eine Auktion durch.
- MENGENFESTLEGUNG: Die zentrale Stelle ermittelt außerdem den Bedarf an gesicherter Leistung fünf bis sieben Jahre vor dem Erfüllungsjahr.
- MARKTWEITE: Der Mechanismus ist technologieoffen angelegt. Trotzdem sind alle Technologien dazu verpflichtet, eine Präqualifikation zu durchlaufen. Die Technologien erhalten je nach ihrer Verfügbarkeit unterschiedliche Gewichtungsfaktoren, die in die Berechnung der insgesamt beschafften Leistung einfließen. Darüber hinaus kann die für ein Erfüllungsjahr vorgesehene Gesamtmenge auf mehrere Auktionen verteilt werden, damit spezifische Anforderungen unterschiedlicher Anbieter berücksichtigt werden können. Beispielsweise dauert es mehrere Jahre, bis ein neues Kraftwerk tatsächlich zur Verfügung steht. Die Auktion muss also mit langen Vorlaufzeiten stattfinden, damit ein Investor nach der Zuschlagsentscheidung ausreichend Zeit hat, um das Bauvorhaben umzusetzen. Für Anbieter von Lastmanagement ist es dagegen unmöglich, sich fünf bis sieben Jahre vor Erfüllung zu verpflichten. Durch die zeitliche Staffelung der Auktionen könnten laut EWI (2012) unterschiedliche Bedürfnisse berücksichtigt werden. In dem Modell werden zudem Neu- und Bestandsanlagen unterschiedlich behandelt. Neuanlagen erhalten eine staatlich garantierte Zahlung über 15 Jahre, während sich Bestandsanlagen in jährlichen Auktionen dem Wettbewerb stellen müssen. Der

[24] Ein ausführlicher Vorschlag findet sich in EWI (2012).

Mechanismus ist so ausgestaltet, dass letztlich alle bezuschlagten Technologien den gleichen Preis für unterschiedlich lange Zeiträume erhalten. Alle genannten Details führen zu einer Segmentierung der Beschaffung, die folglich Auswirkungen auf die tatsächliche Marktweite des Ansatzes hat.

Eine der Stärken des Ansatzes liegt in der expliziten Berücksichtigung der Systemhöchstlast. Diese Mengenvorgabe macht eine effektive Beschaffung einer Mindestmenge an gesicherter Leistung möglich. Zudem kann die Beschaffung über einen langen Zeitraum erfolgen, sodass ein Wettbewerb zwischen Neu- und Bestandsanlagen möglich wird. Die beschriebene Selektion der Auktionszeiträume und der Produktdefinition schränkt jedoch die Marktweite des Ansatzes wieder ein. BMWi (2013) weist darauf hin, dass im Vorschlag des zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes gerade aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Neu- und Bestandsanlagen selektive Elemente enthalten sind. Zusätzlich merkt BMWi (2013) an, dass Lastmanagement bestimmte Standards erfüllen muss, um am Markt teilnehmen zu können. Daraus ergeben sich strukturelle Hürden für diejenigen Flexibilitätsoptionen, deren individuelle Eigenschaften nicht in der Auktions- und Produktdefinition berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund merkt die EU-Kommission (2013) an, dass sich die Produktdefinition echter nicht-diskriminierender Mechanismen an den Eigenschaften des Lastmanagements orientieren sollte, und nicht an den Bedürfnissen von Neubaukraftwerken.

Der umfassende Ansatz ist auf die genannten selektiven Elemente angewiesen, sodass das Ziel eines technologieoffenen Designs verfehlt und die Effizienz des Vorschlags eingeschränkt wird. Die in Abbildung 14 dargestellte Unsicherheit über den Verlauf der zukünftigen Jahreshöchstlast stellt neben der Effizienz ebenfalls die Effektivität in Frage, wenn der Aspekt der Treffsicherheit im Vordergrund steht. Innerhalb von fünf bis sieben Jahren ändern sich viele Rahmenbedingungen, die administrativ schwer zu berücksichtigen sind. Das gilt insbesondere dann, wenn staatlich garantierte Verträge ausgegeben werden, die eine Laufzeit von 15 Jahren haben. Es ist deshalb wahrscheinlich, dass die beschaffte Menge zum Zielzeitpunkt das geplante Versorgungssicherheitsniveau verfehlt.

Der Mechanismus zielt auf eine nationale Perspektive auf die Versorgungssicherheit ab. Würde das Modell parallel in den benachbarten Strommärkten umgesetzt, so würden in der zentral-westeuropäischen Marktregion signifikante Überkapazitäten aufgebaut. Die in Abschnitt 3.5 dargestellten Effizienzpotenziale würden folglich nicht genutzt. Je nach Aufteilung der Beschaffung auf mehrere Auktionen können außerdem Marktmachtpotenziale geschaffen werden, wenn der nationale Anbieterkreis in den Teilauktionen klein ist. Um das Marktmachtpotenzial einzuschränken sieht der Vorschlag die Möglichkeit vor, Mindest- und Höchstpreise vorzugeben. Beispielsweise wird für Bestandskraftwerke eine Gebotsgrenze von null EUR/MWh vorgeschlagen. Diese Herangehensweise führt jedoch zusätzliche selektive Elemente ein.

Wenn die Auktion als Einheitspreisauktion gestaltet wird (Uniform-Pricing), erhalten trotz der individuellen Gebotsgrenzen alle bezuschlagten Anbieter den gleichen Markträumungspreis. Diesbezüglich äußert die EU-Kommission (2013) das Bedenken, dass umfassende Mechanismen auch diejenigen Erzeugungskapazitäten entlohnen, die bereits ohne den Mechanismus wirtschaftlich sind. Im beschriebenen Mechanismus ist es wahrscheinlich, dass Bestandsanlagen einen Zuschlag erhalten. Wenn diese Anlagen zusätzliche Zahlungen erhalten, können notwendige Anpassungsprozesse im Kraftwerkspark verzögert werden (vgl. Abschnitt 2.4). Unwirtschaftliche Anlagen würden durch den Mechanismus kompensiert. Im Ergebnis wirkt das der notwendigen Flexibilisierung des Strommarktes entgegen.

6.4.3 Zentraler selektiver Kapazitätsmarkt

ANFÄLLIG

Selektive Mechanismen dienen dazu, politische Ziele umzusetzen und Verteilungsfragen zu adressieren. Somit haben sie eher die Eigenschaften eines Fördersystems als eines effizienten Marktdesigns.

Das Ziel des zentralen selektiven Kapazitätsmarktes ist es, gesicherte Leistung in der gewünschten Mengen und in einer spezifischen Zusammensetzung herbeizuführen. Der Mechanismus verteilt somit gezielt Zahlungen zwischen verschiedenen Anbietern, als auch zwischen Anbietern und Kunden.[25]

Funktionsweise

Der Vorschlag sieht zwei Segmente vor, für die jeweils getrennte Auktionen durchgeführt werden. Im Bestandsanlagensegment nehmen ausschließlich stilllegungsbedrohte Anlagen und steuerbare Lasten teil. Diese Anbieter geben Gebote für Vergütungsperioden von ein oder vier Jahren ab. Im Neuanlagensegment werden Kraftwerke, die hohen Flexibilitäts- und Umweltanforderungen genügen, sowie neue Speicher zugelassen. In diesem Segment umfasst die Vergütungsperiode 15 Jahre. Ein wichtiges Ziel bei der Aufteilung der Segmente ist die Reduktion von Mitnahmeeffekten. Um die Aufteilung umsetzen zu können, muss eine Definition von stilllegungsbedrohten Kraftwerken gefunden werden. Deshalb wird vorgeschlagen, Kraftwerke mit einer Laufzeit von weniger als ca. 2000 Stunden im Jahr als stilllegungsbedroht einzustufen. Kraftwerke, die nicht stilllegungsbedroht sind, sind von der Auktion ausgeschlossen. Innerhalb des Bestandsanlagen- und Lastmanagementsegments wird zudem vorgeschlagen, 75% der ausgeschriebenen Kapazität dem Vierjahresprodukt zuzuordnen, und 25% dem Einjahresprodukt.

- ROLLE DES STROMMARKTES: Der Strommarkt ist in diesem Vorschlag vor allem für die Kraftwerkseinsatzallokation zuständig. Zusätzlich wird anhand des Marktergebnisses geprüft, ob einzelne Kraftwerke weniger als etwa 2000 Stunden eingesetzt werden und sich damit für das Bestandsanlagensegment qualifizieren.
- ORGANISATION DER BESCHAFFUNG: Eine zentrale Stelle führt die verschiedenen Auktionen für Neu- und Bestandsanlagen bzw. für Einjahres-, Vierjahres- und 15-Jahreslaufzeiten durch.
- MENGENFESTLEGUNG: Auf Basis eines transparenten Prozesses mit umfangreichen Konsultationen und Sensitivitätsbetrachtungen sollen die Mengen der jeweiligen Segmente festgelegt werden.

[25] Der hier diskutierte Vorschlag für einen selektiven Kapazitätsmarkt kann unter Ökoinstitut/LBD/Raue (2013) nachgelesen werden.

- MARKTWEITE: Der Mechanismus ist darauf ausgelegt, stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke und Neubaukraftwerke zu adressieren. Lastmanagement soll in der Auktion für Bestandsanlagen berücksichtigt werden. Kraftwerke, die über etwa 2000 Stunden im Jahr laufen, gelten als nicht stilllegungsbedroht und sind von Zahlungen ausgeschlossen. Somit erhalten verschiedene Kraftwerke unterschiedliche Zahlungen, obwohl sie zu gleichen Teilen zur Versorgungssicherheit beitragen.

Der Ansatz zielt darauf ab, ausreichend gesicherte Leistung bereitzustellen und gleichzeitig die Kosten des Kapazitätsmarktes gering zu halten, indem Anbietergruppen vom Markt ausgeschlossen werden. Auf diese Weise soll die finanzielle Belastung der Verbraucher möglichst gering gehalten werden. Gleichzeitig sollen systematisch diejenigen Kapazitäten angereizt werden, von denen vermutet wird, dass sie zukünftig die Energiewende unterstützen. Um dieses Ziel zu erreichen, muss jedoch eine Anzahl an Definitionen und Präqualifikationskriterien etabliert werden. Diese explizite Adressierung politischer Ziele innerhalb eines Marktdesigns weicht von den Effizienzbestrebungen wettbewerblicher Märkte ab. Die signifikante Anzahl an administrativen Festlegungen erhöht gleichzeitig das Risiko politischer Einflussnahme. Außerdem ist das Lobbypotenzial erheblich, da die Festlegungen die Interessen einzelner Marktteilnehmer stark beeinflussen. Die folgenden Beispiele sollen exemplarisch die Komplexität des Designs darlegen:

- Ob ein Kraftwerk als stilllegungsbedroht eingestuft wird, ist von der konkreten Marktsituation abhängig. Beispielsweise führen Schwankungen der jährlichen Gesamtnachfrage zu unterschiedlichen Auslastungen. Marktteilnehmer haben durch die Volllaststundengrenze außerdem Anreize, ihr Marktverhalten gezielt zu ändern, um Zugang zum Kapazitätsmarkt zu erhalten. Zudem besteht für Marktteilnehmer die Motivation, die Festlegung der Grenze politisch zu beeinflussen.
- Die Segmentierung des Kapazitätsmarktes schafft Teilmärkte mit begrenzter Liquidität. Eine geringe Liquidität kann jedoch mit der Entstehung von Marktmachtpotenzialen einhergehen, die wiederum Nachregulierungen notwendig machen.
- Die administrative Vorgabe von Marktsegmenten und Präqualifikationskriterien kann zu erheblichen Mehrkosten führen, wenn sich die Marktentwicklung von der ursprünglichen Planung unterscheidet. Das gilt z.B. dann, wenn sich die Brennstoffpreise der Technologien verändern, oder wenn ungeplante Abweichungen der CO_2-Preise, des Nachfrageniveaus und der technologischen Entwicklung auftreten. Das Risiko zusätzlicher Kosten steigt außerdem mit der Anzahl der Möglichkeiten zur politischen Einflussnahme.
- Die Festlegung der benötigten Produkteigenschaften für Lastmanagementmaßnahmen kann zu einem Ausschluss großer Potenziale führen, die auch

im restlichen Marktsegment aufgrund der herbeigeführten Verzerrungen nicht mehr angereizt werden können. Zudem bestehen grundsätzlich erhebliche Komplikationen bei der Berücksichtigung gesicherter nachfrageseitiger Leistung (siehe Abschnitt3.7). Die Leistung wird als sicher betrachtet, wenn sie zu Spitzenlastzeiten verfügbar ist. Nach der Anreizsystematik der Strommarktpreise sollte die Nachfrage aber gerade zu Hochlastzeiten nicht am Markt teilnehmen, sondern auf den Konsum verzichten.

- Da die Stellschrauben des Mechanismus administrativ angepasst werden, kann sich die politische Unsicherheit erhöhen. Neu gewählte Regierungen hegen ggf. den Wunsch, eigene Kriterien vorzugeben.

Anstatt ein Marktdesign zu kreieren, das konkrete politische Ziele adressiert, könnte ein ordnungsrechtlicher Ansatz die gleichen Ziele sowohl effektiver als auch kostengünstiger umsetzen. Ein auf diesem Ordnungsrahmen aufbauendes Marktdesign wäre dann weiterhin in der Lage, mit einer möglichst kleinen Anzahl an zusätzlichen Vorgaben ein effizientes Ergebnis zu erreichen. Konkret bedeutet dies u.a., dass vor der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus geklärt werden sollte ob z.B. zusätzliche (ordnungsrechtliche) Klimaschutzmaßnahmen gewünscht sind. Diese sollten ggf. implementiert werden bevor das Design des Kapazitätsmechanismus erfolgt um die beiden Zieldimensionen Klimaschutz und Versorgungssicherheit nicht zu vermischen.

Mit Kapazitätsmechanismen soll ein gewünschtes Versorgungssicherheitsniveau bereitgestellt werden. Wenn durch einen Mechanismus gleichzeitig weitere Ziel erreicht werden sollen, können Zielkonflikte entstehen. Das Ergebnis würde sich dann durch Kompromisse anstatt durch Optimalität auszeichnen. BMWi (2013) weist außerdem darauf hin, dass sich die „Missing-Money“-Situation derjenigen Kraftwerke, die nicht von dem Mechanismus profitieren, verschärft wird. Die dadurch herbeigeführten Verzerrungen führen mittel- bis langfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit zu höheren Kosten.

6.5 VORLÄUFIGE BEWERTUNG

GEWICHTUNG

Die Einordnung der Mechanismen anhand der Kriterien ist vergleichsweise eindeutig. Die Abwägung besteht zwischen der Gewichtung der Effektivität, der Effizienz und der Bereitschaft zu zusätzlichen regulatorischer Risiken.

In diesem Abschnitt erfolgt eine vorläufige Einordnung der ergänzenden Mechanismen anhand der zuvor diskutierten Kriterien.

Effektivität

Alle vorgestellten Mechanismen haben die Möglichkeit, bei einer sinnvollen Ausgestaltung das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit bereitzustellen. Die Effektivität der Mechanismen hängt vor allem von den administrativ vorgegebenen Sanktionen bei einer Untererfüllung der Ziele ab.

Die Treffsicherheit der Mechanismen kann sich jedoch stark unterscheiden. Die beiden zentralen Mechanismen legen den Bedarf an gesicherter Leistung mit vergleichsweise langer Vorlaufzeit fest. Die Kapazitätsziele basieren außerdem auf unsicheren Annahmen, die sich im Zeitverlauf ändern können. Deshalb ist es sehr wahrscheinlich, dass die ursprünglich definierte Menge nicht das gewünschte Versorgungsniveau bereitstellen kann. Aus Gründen der Vorsorge werden daher ggf. signifikante Überkapazitäten aufgebaut. Inwiefern die vorgegebenen Mengenziele nachträglich angepasst werden können ist unklar, da insbesondere bei Neuanlagen staatliche garantierte Zahlungen über 15 Jahre gewährt werden.

Zusätzlich spielt die Robustheit eines Mechanismus eine entscheidende Rolle für seine Effektivität. Wenn davon ausgegangen werden kann, dass Nachjustierungen und administrative Eingriffe stattfinden werden, steigt das politische Risiko eines Mechanismus. Diese Aspekte werden jedoch im Rahmen der ordnungspolitischen Einordnung diskutiert. Eine pauschale Klassifizierung der Effektivität der betrachteten Mechanismen kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden.

Effizienz

Die Effizienz eines Mechanismus hängt davon ab, ob der wettbewerblich organisierte Markt eine kostengünstige Lösung herbeiführen kann. Die Mechanismen können anhand von zwei Dimensionen klassifiziert werden, die die Abweichung ihrer Ergebnisse von der reinen Marktlösung beschreiben: Die zusätzlich beschaffte Menge und die geänderte Zusammensetzung der gesicherten Leistung. Per Definition sind folglich alle zusätzlichen Mechanismen im Vergleich zur reinen Marktlösung ineffizient. Die zusätzlichen Kosten können jedoch durch ein Bedürfnis nach Versorgungssicherheit gerechtfertigt werden. Daher wird im Folgenden diskutiert, wie stark sich das Effizienzniveau von der reinen Wettbewerbslösung unterscheidet. Abbildung 26 stellt die jeweiligen Mechanismen anhand der zwei genannten Dimensionen dar.

DIE STÄRKE DER ADMINISTRATIVEN VORGABEN BEEINFLUSST DIE ZUSÄTZLICHEN KOSTEN DER KAPAZITÄTSMÄRKTE

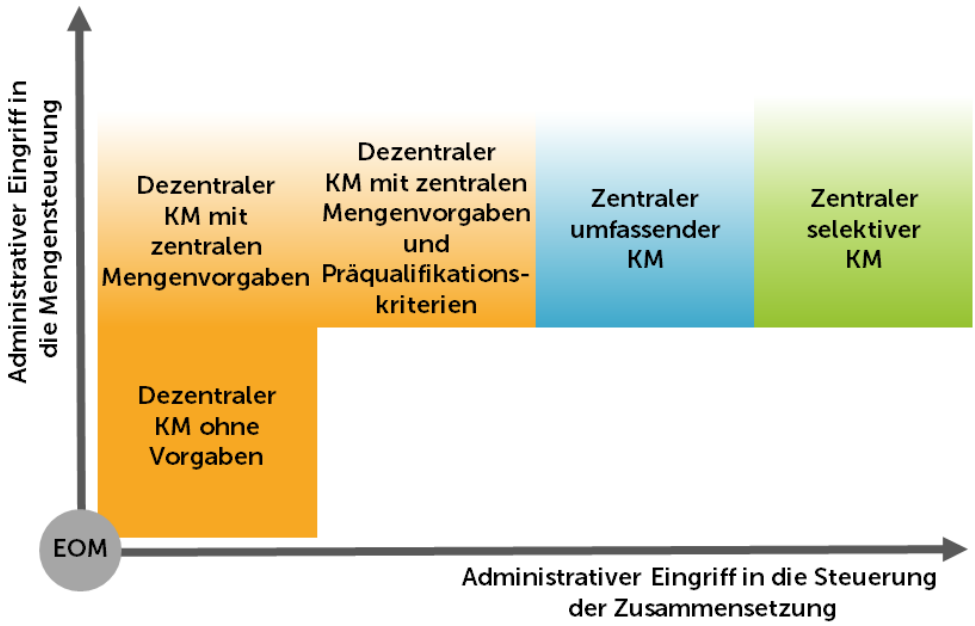


Abbildung 26: Einordnung von Kapazitätsmechanismen nach Stärke der Eingriffe in das Marktgeschehen.

- Die diskutierte Reservelösung greift nicht in die Allokationswirkung des Marktes ein und taucht daher nicht in Abbildung 26 auf. Sie hält Kapazitäten zur Sicherung der Versorgung als Reservekraftwerke bereit. Die damit verbundenen Kosten können direkt als Zusatzkosten für das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit interpretiert werden. Die Anreizmechanismen innerhalb des Strommarktes bleiben erhalten, sodass die Mengen und ihre Zusammensetzung dem effizienten wettbewerblichen Ergebnis entsprechen.
- Der dezentrale Kapazitätsmarkt hat drei mögliche Ausprägungen. Der dezentrale Kapazitätsmarkt des BDEW (2013a) kommt ohne zentrale Vorgaben und Präqualifikationsbedingungen aus, die das Marktergebnis beeinflussen könnten. Einzig die Pönale steuert den Mengeneffekt. Der Mechanismus zeigt deshalb große Parallelen zum reinen Strommarkt und entsprechende Effizienzpotenziale. Je mehr administrative Vorgaben eingeführt werden, desto stärker weicht der Mechanismus vom Wettbewerbsergebnis ab. Wenn die Menge gezielt beeinflusst wird, wie z.B. in Frankreich oder durch den „Market Maker“ in Enervis/BET (2013), werden die Kosten erhöht. In diesem Fall kann auch eine neue Umlage nötig werden. Sollten darüber hinaus zusätzliche explizite oder implizite Kriterien eingeführt werden, wie z.B. Produktdefinitionen und Präqualifikationskriterien für gesicherte Leistung,

wird auch die Zusammensetzung der Kapazität beeinflusst. Diese Einflussnahme führt ebenfalls zu erhöhten Kosten.

- Ein zentraler umfassender Kapazitätsmarkt zeichnet sich durch eine administrative Zielvorgabe und Beschaffung aus, die mit Zusatzkosten und einer Umlage verbunden sind. Obwohl das Design möglichst umfassend wirken soll, müssen verschiedene Vorgaben hinsichtlich der Produkteigenschaften, Präqualifikationskriterien und Auktionszeiträume gemacht werden. Im Ergebnis werden einige Optionen implizit bevorzugt, sodass der Mechanismus selektive Elemente erhält. Der Übergang zwischen den Vorgaben eines dezentralen Marktes und jenen des zentralen Marktes ist fließend. Da in der Tendenz mehr Kriterien bei einer zentralen Ausgestaltung festgelegt werden müssen, ist die Gefahr ineffizienter Ergebnisse höher. Diese Gefahr wächst, wenn Anpassungen des Kraftwerksparks durch den Mechanismus hinausgezögert werden (siehe dazu Abschnitt 2.4). Die EU-Kommission (2013) weist auch darauf hin, dass der Mechanismus innovative Technologien, wie z.B. flexible Lasten, ausschließen könnte. Lock-in Effekte wären dann eine unerwünschte Konsequenz des Mechanismus.

  Zur Ausgestaltung des zentralen selektiven Kapazitätsmarktes ist eine große Anzahl an administrativen Festlegungen notwendig. Aufgrund der Segmentierung der Märkte und der Präqualifikationsbedingungen besteht die Gefahr, dass sich die Marktergebnisse zum Teil deutlich von einer kostengünstigen Lösung unterscheiden.

Ordnungsrahmen

Das Kriterium des Ordnungsrahmens gibt Hinweise darauf, wie gut ein Mechanismus mit der bestehenden Marktorganisation kompatibel ist und somit als Weiterentwicklung des liberalisierten Strommarktes interpretiert werden kann. Die Robustheit des Mechanismus gegenüber regulatorischen Risiken ist ebenfalls Bestandteil eines verlässlichen Ordnungsrahmens.

- Die Reservelösung ergänzt den Strommarkt, ohne diesen in seiner Wirkung zu beeinflussen. Daher lässt sie sich ohne Komplikationen in den bestehenden Ordnungsrahmen integrieren. Regulierungsrisiken bestehen im Wesentlichen bei der wettbewerblich ausgestalteten Beschaffung und bei der Aufrechterhaltung des hohen Ausübungspreises. Wenn sich ein Einsatz der Kapazität als Systemreserve ohne Gebote am Strommarkt realisieren ließe, würde sich das Ausübungspreisrisiko signifikant reduzieren.
- Der dezentrale Kapazitätsmarkt könnte durch die Schaffung eines Leistungsbilanzkreises und wenige zusätzliche Aufgaben für die ÜNB vergleichsweise unkompliziert in den aktuellen Ordnungsrahmen eingebunden werden. BMWi (2013) weist jedoch auf Unsicherheiten bei der Effektivität hin, die zu

einem regulatorischen Risiko und hohem, kontinuierlichen Nachsteuerungsbedarf führen können. Wenn aufgrund von Zweifeln über die Effektivität zusätzliche administrative Elemente eingeführt werden, kann sich der Eingriff sowohl auf die zu beschaffende Menge als auch auf ihre Zusammensetzung auswirken.

- Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt ändert den bestehenden Ordnungsrahmen, indem eine zentrale Stelle für die Mengenallokation verantwortlich gemacht wird. Dieser umfassende Markteingriff geht aufgrund einer Vielzahl von zu definierenden Parametern mit erheblichen regulatorischen Risiken einher.
- Der zentrale selektive Kapazitätsmarkt weicht ebenfalls vom bestehenden Ordnungsrahmen ab, da sowohl die Menge als auch die Zusammensetzung der Kapazitäten durch administrative Vorgaben gesteuert wird. Je nachdem mit welcher Ambition die Parameter festgelegt werden, können sich stark unterschiedliche Marktergebnisse einstellen. Da diese Parameter regelmäßig eingestellt werden müssen, besteht ein erhebliches Regulierungsrisiko. Zusätzlich können Subventionstatbestände entstehen, die auf europäischer Ebene gerechtfertigt werden müssten.

Nach BMWi (2013) halten sowohl EWI (2012) als auch Ökoinstitut/LBD/Raue (2013) eine Sicherstellung von Kapazität auf der Ebene des jeweiligen Marktgebiets für notwendig. Grenzüberschreitender Handel wird nicht als adäquates Mittel zur Sicherung der Versorgung angesehen. Diese Einschränkung wiederspricht den Präferenzen der EU-Kommission. Die Kommission fordert ausdrücklich, dass auch gesicherte Leistung in Nachbarzonen bei der Bemessung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden soll. Auch in einem möglichen Kapazitätsmechanismus sollen diese Kapazitäten berücksichtigt werden, um nicht gegen die Prämissen des Binnenmarktes zu verstoßen.

6.6 WIRKUNG VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN AUF DIE FLEXIBILISIERUNG DES STROMMARKTES

Der in Abschnitt 6.2.1 beschriebene optimierte Strommarkt ermöglicht eine effiziente Flexibilisierung des Versorgungssystems: Sowohl das optimale Flexibilitätsniveau als auch die kostengünstigste Zusammensetzung werden erreicht. Die Wirkung von Kapazitätsmechanismen auf die Flexibilisierung kann also (wie zuvor in Abbildung 26 dargestellt) daran beurteilt werden, inwiefern das neue Marktergebnis von diesem Optimum abweichen. Eine Entfernung vom Optimum äußert sich in höheren Kosten und in einer unnötig hohen EEG-Umlage, da künstlich Friktionen geschaffen werden. Aus dieser Analyse können demnach gleichzeitig die Effekte von Kapazitätsmechanismen auf die Integrationsfähigkeit der erneuerbaren Energien abgeleitet werden.

Damit die Flexibilisierung zum optimalen Ergebnis führen kann, müssen alle verfügbaren Potenziale an einem technologieoffenen, diskriminierungsfreien Wettbewerb teilnehmen können. Die in diesem Kapitel diskutierten Kapazitätsmechanismen weichen aufgrund von Präqualifikationsbedingungen, Ausschreibungszeiträumen und Produktdefinitionen zum Teil erheblich von dieser Voraussetzung ab. Je nach Design werden einzelne Anbieter direkt oder indirekt von der Teilnahme am Mechanismus ausgeschlossen, während andere Teilnehmer finanziell gefördert werden. Insbesondere nachfrageseitige Anbieter werden häufig implizit von den Mechanismen ausgeschlossen, obwohl sie einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Konventionelle Anbieter von Flexibilität werden dagegen tendenziell bevorzugt. Dieser wirtschaftliche Vorteil geht unmittelbar zulasten anderer Anbieter. Selektive Elemente verzerren somit den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, sodass das Ergebnis der optimalen Flexibilisierung mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt wird. Dadurch werden die Versorgungssicherheit und die Integration erneuerbarer Energien künstlich gehemmt.

Aufgrund der Vielzahl an festzulegenden Parametern und Regeln haben zentrale Kapazitätsmärkte starke Auswirkungen auf die Zusammensetzung der Flexibilitätsoptionen. Das Risiko einer Abweichung vom optimalen Ergebnis steigt insbesondere bei einer selektiven Ausgestaltung. Dezentrale Kapazitätsmärkte verzichten in ihrer idealtypischen Variante auf Präqualifikationsbedingungen, sodass auch neue flexible Anbieter für ihren Beitrag zur Spitzenlastdeckung entlohnt werden können. In diesem Fall nähert sich das Ergebnis an die effiziente Zusammensetzung an. Jedoch bleibt das Risiko, dass auch in diesem Ansatz schnell zentrale Elemente eingeführt werden können, die sich negativ auf die Flexibilität auswirken können. Bei der Implementierung einer Reservelösung können dagegen Rückwirkungen auf den Spotmarkt vollständig vermieden werden, sodass ein optimierter Markt weiterhin effiziente und innovative Anreize für die die Flexibilisierung setzen kann.

In allen untersuchten Kapazitätsmärkten erhalten Anbieter gesicherter Leistung eine Zahlung für die vermarktete Kapazität. Dadurch verliert das Peak-Load-Pricing am Spotmarkt an Bedeutung. Da die bezuschlagten Anbieter ihre Fixkosten nicht länger über den Spotmarkt refinanzieren müssen, nehmen Höhe und Häufigkeit der Preisspitzen im Spotmarkt ab. Der Preis verliert somit seine Wirkung als Knappheitssignal und Flexibilitätsanreiz. Dadurch entfällt im Wesentlichen die wirtschaftliche Grundlage für diejenigen Flexibilitätsoptionen, die nicht an den Kapazitätsmärkten teilnehmen können.

Diese fehlenden Anreize münden in einem ineffizient niedrigen Flexibilitätsniveau. Dieser Mangel an Flexibilität wirkt sich dann auch in Situationen mit einem Angebotsüberschuss aus, in denen beispielsweise erneuerbare Energie nicht von flexiblen Nachfragern oder Speichern aufgenommen werden kann. Die gesicherte Leistung, die an den Kapazitätsmärkten für Knappheitssituationen beschafft wurde, kann diese Art von Flexibilität in der Regel nicht bereitstellen.

Die ausbleibende Flexibilisierung wirkt sich somit auch auf die Kosten der Integration erneuerbarer Energien aus. Diese Kosten hängen unter anderem davon ab, wie hoch der Wert des am Strommarkt verkauften erneuerbaren Stroms ist. Dieser Marktwert wird im Wesentlichen von den vermiedenen Kosten der konventionellen Stromerzeugung bestimmt. Aus einer statischen Perspektive ergeben sich die vermiedenen Kosten hauptsächlich aus den Brennstoff- und CO_2-Kosten der verdrängten Erzeugung. Da sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Flexibilitätsoptionen jedoch im Zeitverlauf an den EE-Ausbau anpasst, ergibt sich zusätzlich eine dynamische Perspektive auf die vermiedenen Kosten. Das Marktdesign beeinflusst diese dynamische Anpassung des Marktes, und somit auch den Wert der erneuerbaren Energien und die Kosten für Verbraucher.

Wie bereits beschrieben, verringern Kapazitätsmärkte die Preisspitzen am Spotmarkt. In den relevanten Stunden reduziert sich dadurch auch der Wert des angebotenen EE-Stroms. Gleichzeitig wird aufgrund der Anreizstrukturen der Kapazitätsmärkte die Flexibilisierung gehemmt, sodass der Preisverfall in Situationen mit einem hohen Angebot aus erneuerbaren Energien nicht ausreichend gebremst werden kann. Diese ineffizient niedrigen Preise führen ebenfalls dazu, dass der Marktwert der erneuerbaren Energien unnötig absinkt.

Kapazitätsmärkte verschlechtern also die relative Wettbewerbssituation der erneuerbaren Energien durch den Eingriff in die Preisbildung am Spotmarkt und die Behinderung der Flexibilisierung. Dadurch steigt unmittelbar die EEG-Umlage, die den gesunkenen Marktwert des erneuerbaren Stroms kompensieren muss. Kapazitätsmärkte führen also zu höheren Kosten der EE-Integration zulasten der Verbraucher.

Mit einer Reservelösung kann diese Problematik verhindert werden, da sie einen optimierten Strommarkt zulässt, der systemdienliche Anreize für Flexibilitätsoptionen setzt. Auf diese Weise bilden sich sowohl in Überschuss- als auch in Knappheitssituationen effiziente Preise. Die Steigerung der Flexibilität reduziert die gesamten Kosten des Stromsystems und erhöht gleichzeitig den Marktwert der erneuerbaren Energien, sodass ebenfalls die EEG-Umlage reduziert wird.

6.7 ZWISCHENFAZIT

Zum jetzigen Zeitpunkt steht nicht zweifelsfrei fest, ob ein zusätzlicher Bedarf zur Absicherung der Versorgung durch ergänzende Marktelemente besteht. Das gilt insbesondere dann, wenn durch die in Kapitel 5 diskutierten Weiterentwicklungen des bestehenden Strommarktdesigns angebots- und nachfrageseitige Flexibilität angereizt werden kann. Vor der Einführung von Kapazitätsanreizmechanismen sollte deshalb der Bedarf kontinuierlich überprüft werden. Insbesondere aufgrund der Tiefe der Markteingriffe sollten die Chancen und Risiken einer langfristigen Marktdesignänderungen sorgfältig abgewogen werden.

Regulierungsrisiken sind insbesondere dann gegeben, wenn aufgrund komplexer Parametrisierungsaufgaben und einer fundamentalen Unsicherheit über die Marktentwicklung eine fehlerhafte Kalibrierung wahrscheinlich ist. In diesen Fällen kann die Notwendigkeit kontinuierlicher Nachregulierungen geschaffen werden, welche wiederum die Anfälligkeit des Mechanismus für politische Einflussnahme erhöht. Darüber hinaus ziehen selektive Designelemente Verteilungsfragen nach sich, die ebenfalls eine Einflussnahme von Interessensgruppen wahrscheinlich machen. Selektive Elemente können darüber hinaus zu langfristigen Zusatzkosten führen, da der effiziente Flexibilitätsmix verfehlt wird und neue Subventionstatbeständen entstehen.

Kapazitätsmärkte erhöhen außerdem die Kosten der EE-Integration und die EEG-Umlage. Präqualifikationskriterien und implizite Barrieren erschweren die Teilnahme von flexiblen Anbietern, die dadurch einen Wettbewerbsnachteil haben. Gleichzeitig werden Preisspitzen am Spotmarkt reduziert, die für die Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen notwendig sind. Diese beiden Effekte führen zu einem zu geringen Flexibilitätsniveau am Strommarkt. Durch die suboptimale Flexibilisierung des Marktes kommt es zu unnötig niedrigen Preisen in Situationen mit einem hohen Angebot aus erneuerbaren Energien. Sowohl die reduzierten Preisspitzen als auch die ineffizient niedrigen Preise senken den EE-Marktwert und erhöhen die EEG-Umlage.

Die Kompatibilität der Kapazitätsmechanismen mit dem europäischen Binnenmarkt sollte bei der Bewertung der Optionen besonderes berücksichtigt werden. Marktdesignänderungen sollten in keinem Fall den Prozess der Binnenmarktintegration gefährden, da das Zusammenwachsen der Märkte für eine dauerhaft kostengünstige und sichere Stromversorgung unabdingbar ist.

Unabhängig von langfristigen Entscheidungen sollte eine wettbewerbliche Weiterentwicklung der Netzreserve gemäß des Koalitionsvertrages (2013) stattfinden. Diese Weiterentwicklung ist eine effektive kurzfristige Maßnahme zur Absicherung der Versorgung gegen mögliche Friktionen im Zuge der Energiewende. Diese Option kann relativ schnell umgesetzt werden und ist grundsätzlich reversibel.

7 Fazit

Die Transformation der Stromversorgung hin zu einem flexiblen und zu großen Teilen auf erneuerbaren Energien basierenden System erfordert strukturelle Anpassungen in allen marktrelevanten Bereichen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes haben in den letzten Jahren bereits zu einer Veränderung des Erzeugungsmixes, einer verringerten Auslastung von Teilen des konventionellen Kraftwerksparks und sinkenden Großhandelspreisen geführt. Die Bereinigung des Marktes um die entstandenen Überkapazitäten schreitet jedoch nur langsam voran. Gleichzeitig werden die Marktintegration der erneuerbaren Energien und die Aktivierung angebots- und nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen durch Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign verzögert.

Die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist jedoch für die Marktanpassung von entscheidender Bedeutung. Für einen sicheren, kostengünstigen Transformationsprozess sind deshalb Anpassungen des Markt- und Regulierungsdesigns notwendig. Ein zentrales Ziel der Weiterentwicklungen sollte sein, dass Preissignale die Marktteilnehmer unverzerrt erreichen. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass die Anreize für individuelle Marktakteure zu systemdienlichem Verhalten führen, und dass ein kostenminimaler Mix an Flexibilitätsoptionen erreicht wird. Insbesondere lastseitige Flexibilität kann nur dann aktiviert werden, wenn Nachfrager Zugang zu Knappheitssignalen des Marktes erhalten. Eine systemdienliche Fahrweise erneuerbarer Energien kann ebenfalls durch Marktpreissignale angereizt werden.

In diesem Sinne muss das Markt- und Regulierungsdesign auch einen diskriminierungsfreien Zugang für Nachfrager und der erneuerbare Energien zu allen Teilmärkten ermöglichen. Darüber hinaus sollten Designänderungen dazu beitragen, dass Hemmnisse an den Grenzen der Teilmärkte beseitigt werden, um Ausgleichsgeschäfte und die Berücksichtigung von Opportunitäten zwischen den Märkten zu ermöglichen. Das gilt insbesondere für das Zusammenspiel von Spot- und Regelleistungsmärkten. Angesichts der steigenden Bedeutung der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor sollten auch hier die Voraussetzungen für eine opportunitätskostenbasierte Nutzung von Substituten geschaffen werden.

Zur Optimierung des Strommarktes in diesem Sinne steht eine Vielzahl von Weiterentwicklungsmöglichkeiten zur Verfügung, die geprüft werden sollten. Die in dieser Studie diskutierten Maßnahmen zeichnen sich durch eine relativ schnelle Umsetzbarkeit aus und sind als möglichst wenig invasive Eingriffe angelegt. Besonders hervorzuheben sind die Überprüfung der Anreize zum aktiven Bilanzkreismanagement und die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten an den Regelleistungsmärkten.

Ob nach einer Optimierung des Markt- und Regulierungsdesigns eine zusätzliche Ergänzung des Strommarktes um Kapazitätsmechanismen zur Sicherung der Versorgung notwendig ist, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht festgestellt werden. Eine vorübergehende Absicherung des Flexibilisierungsprozesses durch eine Reservelösung kann jedoch sinnvoll sein. Die Reservelösung sichert die Versorgung ab und bewahrt gleichzeitig die Funktionsfähigkeit des Strommarktes. Dadurch können weiterhin optimale Preissignale für angebots- und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen gesetzt werden. Die Reserve unterstützt folglich die kostengünstige Anpassung des Versorgungssystems an den Ausbau der erneuerbaren Energien. Wenn der Strommarkt ausreichend flexibilisiert ist, kann die Reserve ohne unerwünschte Rückwirkungen abgebaut werden.

Der Bedarf für zusätzliche, langfristige Marktdesignänderungen sollte kontinuierlich und unter Berücksichtigung dynamischer Marktreaktionen überprüft werden. Eine statische Analyse der Kapazitäts- und Lastentwicklung ist dagegen nicht ausreichend, um einen tiefen Regulierungseingriff zu rechtfertigen. Ebenfalls zwingend für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die Berücksichtigung der Beiträge von flexiblen Lasten, erneuerbaren Energien und Interkonnektoren. Ohne die Berücksichtigung dieser Marktelemente droht der Aufbau signifikanter Überkapazitäten mit hohen Folgekosten für Verbraucher.

Die europäische Marktintegration sollte nicht nur bei der Bewertung der Versorgungssicherheit, sondern auch bei der Überprüfung der Binnenmarktkompatibilität von Designänderungen eine zentrale Rolle spielen. Zusätzliche Mechanismen dürfen dem Zusammenwachsen des europäischen Marktes nicht im Wege stehen, da andernfalls Kostensenkungspotenziale und Möglichkeiten zur Steigerung der Versorgungssicherheit blockiert werden. Kapazitätsmechanismen sollten außerdem immer auf die Sicherung der Versorgung und nicht auf Finanzierungsgarantien für Marktteilnehmer ausgerichtet sein, da andernfalls neue europarechtlich bedenkliche Subventionstatbestände auf Kosten der Verbraucher geschaffen werden können.

Im Gegensatz zu der beschriebenen Reservelösung beeinträchtigen Kapazitätsmärkte zudem die Flexibilisierung des gesamten Stromsystems. Insbesondere Präqualifikationsbedingungen und lange Ausschreibungszeiträume führen zu einer expliziten oder impliziten Benachteiligung von flexiblen Marktteilnehmern. Gleichzeitig beeinflussen Kapazitätsmärkte die Preisbildung am Spotmarkt. Durch die reduzierten Preisspitzen wird den Flexibilitätsoptionen ihre wirtschaftliche Grundlage weitestgehend entzogen. Sowohl die künstlichen Barrieren als auch die Preiseffekte führen schließlich zu einem suboptimal niedrigen Flexibilitätsniveau. Der Marktwert erneuerbarer Energien wird ebenfalls durch die reduzierten Preisspitzen gesenkt. Zusätzlich treten ineffizient niedrige Preise bei einer hohen EE-Einspeisung auf, da zu wenige Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen. Dadurch sinkt der Marktwert der erneuerbaren

Energien und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit weiter. Die beschriebenen Effekte führen unmittelbar zu einer Steigerung der EEG-Umlage zulasten der Verbraucher.

Tiefe Eingriffe in den Markt sind außerdem mit signifikanten Regulierungsrisiken verbunden. Diese sind zum einen mit der Komplexität der Eingriffe und der Anzahl der administrativ festzulegenden Parameter verbunden. Durch die Unsicherheit über zentrale Annahmen, wie beispielsweise der zukünftigen Jahreshöchstlast, ist die Wahrscheinlichkeit einer fehlerhaften Parametrisierung hoch. Die Unsicherheit schlägt sich sowohl in kurz- und langfristigen Zusatzkosten, als auch in einem erhöhten Nachregulierungsbedarf nieder. Diese Risiken sind bei zentralen Mechanismen tendenziell höher als bei dezentralen Varianten. Zudem entstehen Regulierungsrisiken durch eine Anfälligkeit der Mechanismen für Einflussnahme durch Politik und Interessensverbände. Diese Gefahr ist besonders hoch, wenn durch selektive Elemente Verteilungsfragen Eingang in den Designprozess finden.

Eine abschließende Bewertung der Kapazitätsmechanismen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Bevor der Bedarf für und die Eignung der Mechanismen nicht festgestellt ist, sollten jedoch zunächst Optimierungspotenziale im bestehenden System ausgeschöpft und ggf. zusätzlich minimalinvasive, reversible Mechanismen wie eine Reservelösung, die auf der bestehenden Netzreserve aufsetzt, zur Absicherung des Flexibilisierungsprozesses genutzt werden.

Literaturverzeichnis

50Hertz et al. (2013a): Netzentwicklungsplan 2013: Zweiter Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013. Verfügbar online unter http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netz-entwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf, Abruf am 16.08.2013.

50Hertz et al. (2013b): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2014 bis 2018 (Trend-Szenario). 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013. Verfügbar online unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Zusammenfassung_Mifri_Einspeisung_2014-2018.pdf, Abruf am 01.06.2014.

50Hertz et al. (2013c): Ausschreibungsergebnisse Regelleistung. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013. Verfügbar online unter https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public, Abruf am 16.08.2013.

50Hertz et al. (2012): Netzentwicklungsplan 2012: Zweiter Entwurf. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2012. Verfügbar online unter http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP2012_2_Kapitel_9.pdf, Abruf am 16.08.2013.

AG Energiebilanzen (2013): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern (Stand 12. Dezember 2013). AG Energiebilanzen e. V., 2013. Verfügbar online unter http:/www.ag-energiebilanzen.de, Abruf am 07.01.2013.

APX (2013): APX Historical Data System. APX Holding B.V., 2013. Abruf am 15.01.2014.

BDEW (2013a): Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013. Verfügbar online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf, Abruf am 01.10.2013.

BDEW (2013b): Einschätzungen und Empfehlungen zu zukünftigen strommarktrelevanten Anforderungen an Flexibilität. Bundesverband der Energie- und Wasser-

wirtschaft e.V., 2013. Verfügbar online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE9FD1BC1941C8DFC1257C40003B3B66/$file/131120_BDEW-Diskussionspapier_Flexibilit%C3%A4ten_final_ohne_AP.pdf, Abruf am 01.12.2013.

BNetzA (2013a): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014, 2013. Verfügbar online unter http://www.netzausbau.de/cln_1421/DE/Bedarfsermittlung/Charlie/SzenariorahmenCharlie/SzenariorahmenCharlie-node.html, Abruf am 15.12.2013.

BNetzA (2013b): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 16.10.2013). Bundesnetzagentur, 2013. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 15.01.2014.

BNetzA (2013c): Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand 16.10.2013). Bundesnetzagentur, 2013. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abruf am 15.01.2014.

BNetzA (2013d): Monitoringbericht 2012. Bundesnetzagentur, 2013. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile, Abruf am 19.08.2013.

BNetzA (2012): Beschluss BK6-12-024. Bundesnetzagentur, 25.10.2012.

BMU (2013): Entwicklung der Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland: Konsultationspapier (Stand September 2013). Bundeministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013.

BMU (2012): Bericht der AG3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, Stand 15.10.2012.

BMU/BDEW/BEE et al. (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern: Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve für Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Consentec, IAEW RWTH Aachen, Ecofys, r2b energy consulting, Fraunhofer ISI, Hochschule Regensburg, 2013. Verfügbar online unter http://media.connect-ee.com//20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf, Abruf am 07.06.2014.

BMU/BDEW/BEE/VKU et al. (2013): Fachdialog Strommarktdesign: Die nächsten Schritte. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Connect Energy Economics, Consentec, Energy Brainpool, Enervis, r2b energy consulting, 2013. Verfügbar online unter http://media.connect-ee.com//131206-Fachdialog-Strommarktdesign-Ergebnispapier-final.pdf, Abruf am 07.06.2014.

BMWi (2013): Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 28.05.2013.

Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß §32 GWB. Bonn, 2011.

Consentec (2012a): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie-Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur. Consentec GmbH, 2012. Verfügbar online unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2012/BK6-12-001bis100/BK6-12-024/BK6-12-024_consentec_Gutachten_2012_10_10.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf am 19.08.2013.

Consentec (2012b): Versorgungssicherheit effizient gestalten: Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Consentec GmbH, 2012. Verfügbar online unter http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf, Abruf am 17.08.2013.

Consentec/EWI/IAEW (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, 2010. Verfügbar online unter http://bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/analyse-und-bewertung-der-versorgungssicherheit-in-der-elektrizitaetsversorgung-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, Abruf am 19.08.2013.

Cramton, P., Ockenfels, A. (2012): Economics and design of capacity markets for the power sector. Verfügbar online unter http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf, Abruf am 19.08.2013.

Cremer, C. (2013): Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jan/Feb 2013.

Dice (2012): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. In: DICE Ordnungspolitische Perspektiven (24), Januar 2012.

EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, Abruf am 16.08.2013.

EEX (2013): Daten der EEX Transparenzplattform. European Energy Exchange, 2013. Verfügbar online unter http://www.transparency.eex.com/de/, Abruf am 19.08.2013.

Elia (2013): Grid Data. Elia System Operator NV, 2013. Verfügbar online unter http://www.elia.be/en/grid-data/data-download, Abruf am 15.01.2014.

Energinet.dk (2013): Market Data. Energinet.dk, 2013. Verfügbar unter http://www.energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx, Abruf am 15.01.2014.

Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Enervis energy advisors GmbH, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 01.03.2013. Verfügbar online unter http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/emd.html, Abruf am 01.04.2013.

ENTSO-E (2013a): Consumption Data. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/, Abruf am 15.08.2013.

ENTSO-E (2013b): System Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/Pages/default.aspx, Abruf am 05.05.2014.

ENTSO-E (2012): System Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2012. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/, Abruf am 19.08.2013.

ENTSO-E (2011): System Adequacy Forecast 2011-2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/, Abruf am 19.08.2013.

ENTSO-E (2010): System Adequacy Forecast 2010-2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling, Abruf am 19.08.2013.

ENTSO-E (div. Jahre): NTC Matrix. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/, Abruf am 16.08.2013.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf, Abruf am 15.08.2013.

EPEX (2013): Market Data. European Power Exchange, 2013. http://www.epex-spot.com/en/market-data/auction, Abruf am 16.08.2013.

EU-Kommission (2013): Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions. Eu-Kommission, 05.11.2013. Verfügbar online unter http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf, Abruf am 20.12.2013.

EU-Kommission (2012): Consultation paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal electricity market. EU-Kommission, 2012. Verfügbar online unter http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf.

EURELECTRIC (2011): Power Statistics & Trends: 2011 Edition. The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2011. Verfügbar online unter http://www.eurelectric.org/powerstats2011/, Abruf am 16.08.2013.

EURELECTRIC (2010): Power Statistics: 2010 Edition. The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2010. Verfügbar online unter http:// www.eurelectric.org/powerstats2010/, Abruf am 16.08.2013.

EWI (2013): The costs of power interruptions in Germany: An assessment in the light of the Energiewende. Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S., Wetzel, H. (2013) in EWI Working Paper No. 13/07. Verfügbar online unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_13-07_Costs_of_Power_Interruptions_in__Germany.pdf, Abruf am 01.08.2013.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2012. Verfügbar online unter http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html, Abruf am 16.08.2013.

FGH/Consentec/IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), Consentec GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW), 2012. Verfügbar online unter http://www.50hertz.com/de/file/4TSO_Mindesterzeugung_final.pdf, Abruf am 17.08.2013.

Frontier/FORMAET (2013): Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen? Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, Mai 2013.

Klobasa, M., von Roon, S. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland: Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie von Fraunhofer ISI und FfE. Verfügbar online unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Lastmanagement_als_Beitrag_zur_Versorgungssicherheit_Zwischenergebnisse.pdf, Abruf am 19.08.2013.

Klobasa, M. (2008): Nachfrageseitige Regelungsmöglichkeiten im Energiesystem. Verfügbar online unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-739276.pdf, Abruf am 01.08.2013.

LAK Energiebilanzen (2013): Energiebilanzen der Länder. Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2013. Verfügbar online unter http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm, Abruf am 22.01.2014.

Nicolosi, M. (2012a): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Verfügbar online unter http://www.umwelt-daten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf, Abruf am 15.07.2013.

Nicolosi, M. (2012b): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Verfügbar online unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/14DF7FA0458A3E87C1257A850045A6B8/$file/Endbericht_Ecofys_Kapazit%C3%A4tsmechanismen_final.pdf, Abruf am 15.07.2013.

Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility - An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime, in Energy Policy 38 (11), S. 7257-7268, 2010. Verfügbar online unter http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510005860, Abruf am 15.05.2014.

Nord Pool Spot (2013): Historical market data. Nord Pool Spot, 2013. http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/, Abruf am 12.01.2014.

Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Prognos AG, 2013.

r2b (in Veröffentlichung): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Simulation des europäischen Strommarktes bis 2050. r2b energy consulting GmbH.

r2b (2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. r2b energy consulting GmbH, 2012. Verfügbar online unter http://www.r2b-energy.eu/uploads/pdf/publikationen/Eckpunkte-Strategische-Reserve-r2b.pdf, Abruf am 10.08.2013.

RTE (2013): Operational data. RTE Réseau de Transport d'Electricité, 2013. http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/telecharge.jsp, Abruf am 05.02.2014.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf, Abruf am 14.08.2013.

StromNZV: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzv/gesamt.pdf, Abruf am 14.08.2013.

VDE (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2012. Verfügbar online unter https://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=895d8076-ae6f-4091-a51a-24860d12fa0f, Abruf, 19.08.2013.

VGRdL (2013): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder. Arbeitskreis „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder", 2013.