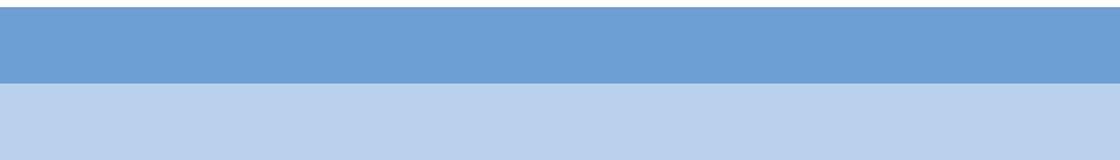


Bewertung einer
regelzonenübergreifenden
Organisation der
Leistungs-Frequenz-Regelung

Andreas Cronenberg



Bewertung einer regelzonenübergreifenden Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieur-
wissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von
Dipl.-Wirt.-Ing. Andreas Cronenberg
aus Kempen

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich
Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Alfons Sillaber

Tag der mündlichen Prüfung: 21.02.2018

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb-nb.de> abrufbar.

Cronenberg, Andreas:

Bewertung einer regelzonenübergreifenden Organisation der
Leistungs-Frequenz-Regelung

1. Auflage Aachen:

Printproduction Verlag, 2018

ISBN: 978-3-941704-78-7

© 2018 Andreas Cronenberg

printproduction M. Wolff GmbH

Theaterstrasse 82

52062 Aachen

Telefon: 0241 470 140

Email: info@printproduction.de

Druck: printproduction M. Wolff GmbH, Aachen

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2018)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Mitarbeiter bei der Consentec GmbH in Aachen.

Herrn Professor Hans-Jürgen Haubrich danke ich für das mir entgegengebrachte Vertrauen, die fachlichen Diskussionen und die stets angenehme Zusammenarbeit. Zum Gelingen der Arbeit hat die äußerst konstruktive Betreuung wesentlich beigetragen.

Herrn Professor Dirk Uwe Sauer und Herrn Professor Alfons Sillaber danke ich jeweils für die freundliche Übernahme des Korreferats, für die konstruktiven Anmerkungen zu meiner Arbeit und das entgegengebrachte Interesse.

Ein wesentlicher Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit ist den Geschäftsführern der Consentec GmbH – Herrn Dr. Wolfgang Fritz und Herrn Dr. Christoph Maurer – zuzuschreiben, die den für die Arbeit notwendigen Rahmen während meiner Berufstätigkeit ermöglicht haben. Herrn Dr. Christoph Maurer danke ich darüber hinaus besonders für die zahlreichen und konstruktiven fachlichen Diskussionen.

Ich danke zudem sehr herzlich den engagierten und stets motivierten Korrekturlesern Dr. Bartholomäus Wasowicz und Dr. Ludmila Timm als auch meinen Arbeitskollegen Christian Linke und Sebastian Willemsen für ihre wertvollen Anregungen und Kommentare.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie sowie meinen Freunden für die entgegengebrachte Geduld, die bedingungslose Unterstützung und die dauerhafte Motivation während meiner Promotion.

Aachen, Februar 2018

Andreas Cronenberg

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen	V
1 Einleitung	1
1.1 Entwicklungen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung	1
1.2 Problemstellung	3
1.3 Stand des Wissens	5
1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit	8
2 Analyse der Aufgabenstellung	9
2.1 Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung	9
2.1.1 Synchronverbund, Regelblöcke und Regelzonen	9
2.1.2 Regelleistungsqualitäten	10
2.2 Betrachtungsbereich und Annahmen	13
2.2.1 Geografischer Betrachtungsbereich	13
2.2.2 Betrachtete Regelleistungsqualitäten	13
2.2.3 Netzrestriktionen	14
2.2.4 Harmonisierung der Elektrizitätsmärkte	14
2.2.5 Systemkostenminimierung	15
2.3 Dimensionierung von Regelleistung	15
2.3.1 Ansätze der Regelleistungsdimensionierung	15
2.3.2 Ursachen von Leistungsungleichgewichten	17

2.4	Beschaffung von Regelleistung	17
	2.4.1 Regelleistungsprodukte	18
	2.4.2 Pooling	19
2.5	Abruf von Regelleistung	19
	2.5.1 Abrufkonzepte	19
	2.5.2 Technische Umsetzung der Abrufe	20
	2.5.3 Gegenläufige Abrufe	21
2.6	Elektrizitätsmärkte	21
	2.6.1 Stromhandel	21
	2.6.2 Wechselwirkungen zwischen dem Stromhandel und dem Regelleistungsmarkt	22
2.7	Technische Anlagen an Elektrizitätsmärkten	23
	2.7.1 Thermische Kraftwerke	23
	2.7.2 Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen	25
	2.7.3 Speichertechnologien für elektrische Energie	26
	2.7.4 Nachfrager elektrischer Energie	27
2.8	Übertragungskapazität	28
	2.8.1 Heutiger Umgang mit Übertragungskapazität	29
	2.8.2 Probabilistischer Ansatz	29
	2.8.3 Ökonomische Effizienzanalyse	30
	2.8.4 Co-Optimierungsprozess	31
	2.8.5 Markbasierte Vergabe	32
	2.8.6 Fazit	33
2.9	Kooperationen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung	34
	2.9.1 Regelzonenübergreifende Dimensionierung	34
	2.9.2 Regelzonenübergreifende Beschaffung	38
	2.9.3 Saldierung von Leistungsungleichgewichten	40
	2.9.4 Regelzonenübergreifender Abruf	42
	2.9.5 Auswirkungen der geografischen Diversifizierung der Regelleistungsvorhaltung auf die Systemsicherheit	43
	2.9.6 Kombinierte Anwendung der Kooperationsformen	45

3	Verfahren und Modell	47
3.1	Verfahrensüberblick	47
3.1.1	Angewendete Verfahren	47
3.1.2	Kopplung der Verfahren	49
3.2	Dimensionierung von Regelleistung	50
3.2.1	Verfahrensauswahl	50
3.2.2	Aktuell eingesetzte Verfahren	52
3.2.3	Entwickeltes Verfahren	54
3.3	Simulation der Elektrizitätsmärkte	63
3.3.1	Verfahrensauswahl	63
3.3.2	Bestehendes Verfahren	64
3.3.3	Entwickeltes Verfahren	64
3.4	Saldierung von Leistungsungleichgewichten und Abruf von Regelleistung	76
4	Exemplarische Untersuchungen	79
4.1	Betrachtungsbereich	79
4.2	Regelleistungsdimensionierung	80
4.2.1	Möglichkeit der Regelleistungsaushilfe	80
4.2.2	Regelleistungsdimensionierung für einen historischen Zeitraum	82
4.2.3	Begrenzungen der Regelleistungsvorhaltung je Regelzone	85
4.2.4	Auswirkungen von Kernanteilen	86
4.2.5	Reservierung von Übertragungskapazität	88
4.2.6	Probabilistische Berücksichtigung der Übertragungskapazität	89
4.2.7	Ökonomische Bewertungen	92
4.3	Regelleistungsbeschaffung	94
4.3.1	Regelzonenübergreifende Beschaffung	94
4.3.2	Auswirkungen von Kernanteilen	97
4.3.3	Reservierung von Übertragungskapazität	98
4.3.4	Ökonomische Bewertung	99
4.4	Kombination der Dimensionierung und Beschaffung	100

4.5	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse	103
5	Zusammenfassung	105
6	Literaturverzeichnis	109
A	Anhang	133

Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

ACER	Agency for the Coordination of Energy Regulators
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators (Electricity)
EU	Europäische Union
GRL	Gesamtregelleistung
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
MRL	Minutenreserveleistung
RL	Regelleistung
RZ	Regelzone
SRL	Sekundärregelleistung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WDF	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

Lateinische Formelzeichen

<i>W</i>	Speicherbeckenfüllstand
----------	-------------------------

Griechische Formelzeichen

α	Regelleistungsabruf (pro-rata)
γ_{Pr}	Sicherheitsabschlag
η	Wirkungsgrad
<i>o</i>	Einschaltentscheidung

Indizes (hochgestellt)

dim	dimensioniert
dim,max	maximal mögliche Dimensionierung
ESM	Einspeisemanagement
FP	Fahrplan
FP,limit	maximal möglicher Stromhandel
GRL	Gesamtregelleistung
Last	Stromnachfrage
MRL	Minutenreserveleistung
n	negativ
p	positiv
RES	Dargebot erneuerbarer Energien
RL	Regelleistung
RL,limit	maximal möglicher Regelleistungsaustausch
RA	Regelleistungsabruf
req	gefordert
RQ	Regelleistungsqualität
RV	Regelleistungsvorhaltung
RV,min	Kernanteil
SRL	Sekundärregelleistung
start	Anfahrt
tech	technisch

Indizes (tiefgestellt)

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
cl	bereinigt
D	Defizit
EE	Erneuerbare Energien
GRL	Gesamtregelleistung
KW	Kraftwerk
Max	Maximum
MRL	Minutenreserveleistung
MBZ	Mindestbetriebszeit
MSZ	Mindeststillstandszeit
neg, n	negativ
pos, p	positiv
PE	Primärenergieträger

Pu	Pumpe
RZ	Regelzone
SRL	Sekundärregelleistung
t	Zeit
Tu	Turbine
Ü	Überschuss
Zu	Zufluss

Einheiten

a	Jahr
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Hz	Hertz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
TWh	Terrawattstunde
€	Euro
%	Prozent

Formelzeichen

E	brennstoffspezifischer CO ₂ -Emissionsfaktor
Ex	Export
Im	Import
Imb	Ungleichgewicht
k, K	Kosten
n, N	Notfallaushilfe
NTC	Übertragungskapazität
p, P	Leistung
Pr	Wahrscheinlichkeit
Pr _D , Pr _Ü	Defizit- bzw. Überschussniveau
Pq	bezuschlagtes Angebot
T	Zeit

1 Einleitung

1.1 Entwicklungen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung

Spätestens mit dem Klimaabkommen von Paris ist Klimaschutz zu einem globalen Trend geworden. Die weitgehende Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien ist dabei eine der wichtigsten Maßnahmen, um langfristig eine Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen [1-3]. Nach Beschluss des europäischen Rates sollen die Mitgliedstaaten der Europäischen Union einen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 20 % bis 2020 und von 27 % bis 2030 erreichen [4]. Ergänzend strebt Deutschland bis 2050 einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von mindestens 80 % an [5, 6]. In den Jahren 2015 und 2016 lag dieser bei etwa 33 % [7-9].

Ein Großteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien basiert auf den Primärenergieträgern Wind und Sonne, die nicht jederzeit verfügbar und mit Einspeiseprognosefehlern behaftet sind [10-12]. Aktuell wird zunehmend deutlich, dass der steigende Anteil erneuerbarer Energien neue Herausforderungen für die Gewährleistung der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit des Stromversorgungssystems bedeutet [13].

Die Versorgungssicherheit fordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -nachfrage. Zum Ausgleich von kurzfristigen Leistungsschwankungen halten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung Regelleistung vor, um im Falle eines Leistungsungleichgewichtes durch korrektive Eingriffe das Gleichgewicht schnell wiederherzustellen. Dieser Einsatz

von Regelleistung ist aufgrund hoher Anforderungen an die Leistungsänderungsgeschwindigkeit technisch aufwendig und in der Konsequenz kostenintensiv.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird der Bedarf an Regelleistung – zumindest ohne gleichzeitige Verbesserungen der Prognoseverfahren – weiter ansteigen. Gleichzeitig werden bestehende Erbringer von Regelleistung, vorrangig konventionelle Kraftwerke, stillgelegt. Beide Entwicklungen führen zu Kostensteigerungen zur Vorhaltung und dem Einsatz von Regelleistung [14]. Die Bedeutung einer kostengünstigen und sicheren Leistungs-Frequenz-Regelung steigt damit vor dem Hintergrund der notwendigen Systemintegration der erneuerbaren Energien.

Aktuelle politische Bestrebungen zielen auf eine verstärkte länderübergreifend organisierte Leistungs-Frequenz-Regelung auf europäischer Ebene ab. Seit 1996 wird innerhalb der Europäischen Union durch die schrittweise Umsetzung des europäischen Strombinnenmarkts eine marktwirtschaftlich grenzüberschreitende Organisation der Stromversorgung angestrebt. Durch den Zusammenschluss und die Öffnung der nationalen Elektrizitätsmärkte sollen ein intensivierter Wettbewerb und infolgedessen eine möglichst kosteneffiziente Stromversorgung erreicht werden [15]. Nachdem zunächst die schrittweise Integration der Strommärkte erfolgreich vorangetrieben wurde, rücken nun andere Bereiche, insbesondere die Systemdienstleistungen, in den Fokus. Von den Systemdienstleistungen ist die Leistungs-Frequenz-Regelung die ökonomisch Bedeutsamste [16-18].

Die Entwicklung einheitlicher Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt im europäischen Verbundsystem wurde der Agentur für die Kooperation der Energieregulatoren (ACER) im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpakets übertragen [19]. Auf dieser Basis hat der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Stromsektor (ENTSO-E) Network Codes zu verschiedenen Sachverhalten entwickelt, die als Instrument zur Umsetzung des europäischen Binnenmarktes dienen und Definitionen, Regeln und Umsetzungsfristen umfassen. In den Network Codes Electricity Balancing sowie System Operation werden Maßnahmen zur schrittweisen Schaffung und europaweiten Integration von Regelleistungsmärkten aufgezeigt [20-22]. In Abstimmung mit ACER wurden die Network Codes in verbindliches europäisches Recht in Form der Guideline on Electricity Balancing bzw. System Operation überführt [23].

Schlüsselthemen dieser Guidelines sind

- eine europaweite Harmonisierung der Regelleistungsmärkte und -produkte,
- eine grenzüberschreitend koordinierte Dimensionierung, Beschaffung und Aktivierung von Regelleistung sowie
- eine mögliche Reservierung von grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Transport von Regelenergie.

Die Guideline Electricity Balancing enthält ein mehrstufiges Integrations- und Kooperationsmodell für die Leistungs-Frequenz-Regelung, das bis Juli 2022 weitgehend vollständig umgesetzt sein soll [21]. Die Guideline räumt den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit ein, von einer vollumfassenden Integration der Regelleistungsmärkte abzuweichen. Hierfür müssen die Übertragungsnetzbetreiber mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse nachweisen, dass sich die regelzonenübergreifend organisierte Leistungs-Frequenz-Regelung negativ auf die Wirtschaftlichkeit oder Versorgungssicherheit auswirkt. Deshalb ist es erforderlich, die regelzonenübergreifende Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung umfassend zu bewerten und dabei besonders mögliche Rückwirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu untersuchen.

1.2 Problemstellung

Losgelöst von dem Inkrafttreten der Guideline kooperieren die Übertragungsnetzbetreiber bereits im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung, mit dem Ziel, die Leistungs-Frequenz-Regelung effizienter zu organisieren: Eine regelzonenübergreifende *Dimensionierung* der Regelleistung soll den gemeinsamen Bedarf an Regelleistung verringern. Bei einer weiteren Kooperationsform wird eine ökonomisch vorteilhaftere *Beschaffung* der Regelleistung angestrebt, indem Regelleistung – entgegen der aktuellen Praxis – auch in externen Regelzonen vorgehalten werden kann. Die beiden letzten Kooperationsformen umfassen eine regelzonenübergreifende *Saldierung* von gegenläufigen Leistungsungleichgewichten sowie einen regelzonenübergreifenden, kostenoptimierten *Regelleistungsabruf*.

Bei allen genannten Kooperationsformen können zwar Kostenvorteile entstehen, gleichzeitig aber auch Problemfelder, die bei einer weiteren Intensivierung der Zusammenarbeit beachtet werden müssen. Diese betreffen Rückwirkungen auf

die *Versorgungssicherheit*, zu erarbeitende *Dimensionierungsregeln* sowie den Umgang mit begrenzter *Übertragungskapazität*.

Aktuell werden bei der Leistungs-Frequenz-Regelung regional notwendige Regelleistungskapazitäten vorgeschrieben, die hinsichtlich möglicher Zusammenhänge zwischen der *Versorgungssicherheit* und der geografischen Verteilung der Regelleistungserbringer definiert werden. Diese schmälern das ökonomische Potential der Kooperationen. Die Zusammenhänge zwischen den regional notwendigen Regelleistungskapazitäten und der Versorgungssicherheit sowie der Wirtschaftlichkeit müssen daher explizit analysiert und bewertet werden.

Bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung von Regelleistung kann ausgenutzt werden, dass sich Leistungsungleichgewichte bei unterschiedlichen Vorzeichen zumindest teilweise gegenseitig kompensieren können und zusätzlich hohe Ungleichgewichte im Regelfall nicht zeitgleich auftreten. Allerdings ist unklar, ob und gegebenenfalls mit welchen Modifikationen heutige *Dimensionierungsregeln* auf ein Kollektiv von Regelzonen anwendbar sind. Dies gilt insbesondere hinsichtlich einer objektiv zu definierenden Dimensionierungsregel, mit der ein Versorgungssicherheitsniveau vorgegeben werden kann.

Alle Formen der Kooperation können zu signifikanten regelzonenübergreifenden und damit vorrangig grenzüberschreitenden Leistungsflüssen führen, für die *Übertragungskapazität* benötigt wird. Diese wird aktuell primär für den internationalen Stromhandel eingesetzt, wodurch bei begrenzter Übertragungskapazität Konkurrenzsituationen auftreten können. In diesen Fällen wird die Kapazitätsnutzung durch die Vergabe von Übertragungsrechten geregelt. Heute stehen die Übertragungsrechte exklusiv für gebotszonenüberschreitende Stromhandelsgeschäfte zur Verfügung. Denkbar, und in der Guideline Electricity Balancing zumindest grundsätzlich angelegt, ist auch eine Reservierung für den grenzüberschreitenden Regelleistungsaustausch. Hierbei werden verschiedene Vergabemöglichkeiten diskutiert, die sich unterschiedlich auf die ökonomische Effizienz sowohl der Leistungs-Frequenz-Regelung als auch des Stromhandels auswirken können und entsprechend bewertet werden müssen.

1.3 Stand des Wissens

Es liegen bereits erste Arbeiten und Studien vor, die sich mit dem Thema der regelzonenübergreifenden Kooperation im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung befassen. Im Folgenden wird analysiert, inwiefern diese Arbeiten zur Beantwortung der in Abschnitt 1.2 aufgeworfenen Fragestellungen beitragen und wo ergänzender Forschungsbedarf besteht.

Vorliegende Untersuchungen können in die Bereiche der qualitativen Beschreibungen sowie der statistischen oder modellbasierten Analysen unterteilt werden. Qualitative Studien befassen sich insbesondere mit der Identifizierung von Herausforderungen und Hemmnissen bei der Umsetzung einer regelzonenübergreifend organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung. Herausgearbeitete Maßnahmen zielen darauf ab, Marktorganisationen anzugleichen und Produktstandards einzuführen [24-31]. Aufgrund des rein qualitativen Charakters dieser Arbeiten ist keine quantitative Bewertung der Nutzenpotentiale möglich.

Statistische Analysen generieren Erkenntnisse auf Basis von in der Praxis bestehenden und etablierten Kooperationsformen. Verfasser dieser Analysen sind primär Übertragungsnetzbetreiber sowie Regulatoren [32-37]. Diese Arbeiten können bereits erste Rückschlüsse auf einen möglichen Nutzen der Zusammenarbeit aufzeigen. Durch diese Arbeiten ist es jedoch naturgemäß nicht möglich, Auswirkungen weitergehender, bisher noch nicht umgesetzter Kooperationsformen, zu quantifizieren. Dies gilt zum Beispiel für Reservierungen von Übertragungskapazität zu Gunsten der Leistungs-Frequenz-Regelung.

Im Rahmen der modellgestützten Analysen ist zunächst die Untersuchung von van der Veen et al. zu nennen [38], die die Auswirkungen der Saldierung von Leistungsungleichgewichten und des regelzonenübergreifenden Abrufs quantifiziert. Dabei wird die Netzbelastung durch Stromhandelsgeschäfte abgebildet. Eine Reservierung von Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung und die sich daraus ergebenden Wechselwirkungen mit dem Stromhandel werden nicht untersucht.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung [39] quantifiziert ebenfalls den Nutzen einer Saldierung von Leistungsungleichgewichten und eines gebotszonenübergreifenden Regelleistungsabrufs. Dabei wird ein mehrstufiges Verfahren eingesetzt, bei dem in der ersten Stufe eine Strommarktsimulation und in der

zweiten Stufe eine Beschaffung der Regelleistung simuliert wird. Reservierungen von Übertragungskapazität für Zwecke der Saldierung und des Regelleistungsabrufs können innerhalb des Verfahrens berücksichtigt werden. Allerdings bildet das Verfahren keine für die Marktteilnehmer bestehenden Wechselwirkungen zwischen dem Strom- und dem Regelleistungsmarkt, die in einer Reservierung von Kraftwerkskapazitäten für die Leistungs-Frequenz-Regelung bestehen, ab.

Viele in wissenschaftlichen Untersuchungen eingesetzte Dimensionierungsverfahren zielen auf eine dynamische Bemessung von Regelleistung ab [40-48]. Durch die Berücksichtigung saisonaler und innertägiger stochastischer Ausprägungen von Leistungsungleichgewichten wird der Regelleistungsbedarf situationsabhängig bestimmt. Eine regelzonenübergreifende Dimensionierung und eine Abbildung von Übertragungskapazität liegen allerdings außerhalb des Betrachtungsbereiches dieser Arbeiten.

In der Praxis setzen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aktuell ein Verfahren zur Bemessung der Regelleistung ein, das auf einer probabilistischen Beschreibung der Ursachen von Leistungsungleichgewichten und der Vorgabe einer akzeptierten Wahrscheinlichkeit nicht ausreichender Regelleistung beruht [49, 50]. Die Bemessungsmethode ist auf eine Regelzone ausgelegt und setzt innerhalb dieser unbegrenzte Übertragungskapazität voraus. In der aktuellen Form ist sie somit nicht geeignet, eine Dimensionierung für ein Kollektiv von Regelzonen, die über begrenzte Übertragungskapazität verbunden sind, vorzunehmen.

In der Untersuchung von Sprey et al. [51] werden die Auswirkungen der Saldierung von Leistungsungleichgewichten auf den Regelleistungsabruf untersucht und qualitative Rückschlüsse auf die Regelleistungsdimensionierung abgeleitet. Bei der Ermittlung des Saldierungspotentials werden Netzrestriktionen und Korrelationen zwischen den Leistungsungleichgewichten von Regelzonen berücksichtigt. Konkrete Regelleistung wird nicht bemessen. Weiterhin sind Reservierungen von Übertragungskapazität und angepasste Dimensionierungsregeln nicht Bestandteil dieser Arbeit.

De Haan [52] dimensioniert die Regelleistung für mehrere Regelzonen mittels einer Korrelationsanalyse der jeweils aktivierten Regelleistung. Netzrestriktionen werden dabei vernachlässigt. Anhand exemplarischer ausgewählter historischer Stunden zeigt er darüber hinaus auf, dass eine Reservierung von Übertragungs-

kapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung ökonomisch sinnvoll für das betrachtete System sein kann. Ein umfangreicher Zeitraum wird dabei nicht systematisch untersucht.

Van den Bergh et al. [53] setzen eine Strommarktsimulation zur Erfassung der Wechselwirkungen zwischen den Strom- und Regelleistungsmärkten ein. Beide Märkte werden dabei isoliert voneinander simuliert. Verfügbare Übertragungskapazität wird nicht bei der Beschaffung von Regelleistung, sondern ausschließlich bei deren Abruf modelliert.

Die Wechselwirkungen zwischen dem Strom- und Regelleistungsmarkt werden in der Arbeit von Drees berücksichtigt [54]. Regelleistungsabrufe werden pro-rata über alle vorher kontrahierten Einheiten verteilt, so dass kein kostenoptimaler Abruf nur der günstigsten Einheiten abgebildet wird. Im Rahmen der Arbeit wird zu jedem Zeitpunkt eine ex-post betrachtete optimale Aufteilung der Übertragungskapazität für Zwecke des Stromhandels und der Leistungs-Frequenz-Regelung zugelassen. Eine Reservierung von Übertragungskapazität für Regelleistungszwecke wird nicht untersucht.

Die Europäische Kommission hat im Rahmen des sogenannten Winterpaketes umfangreiche Vorschläge zur Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes veröffentlicht, die sich auf durchgeführte Analysen stützen [55-57]. Dabei werden sowohl eine regelzonenübergreifende Dimensionierung als auch eine regelzonenübergreifende Beschaffung bewertet und das jeweilige Kosteneinsparpotential aufgezeigt. Bei beiden Ansätzen werden keine unterschiedlichen Aufteilungen der Übertragungskapazität für den Stromhandel und die Regelleistung untersucht und ausschließlich bestehende Dimensionierungsregeln angewendet.

Die analysierten Arbeiten liefern bereits erste Beiträge zur Beantwortung der in Abschnitt 1.2 aufgeworfenen Fragen, allerdings beantwortet keine die Fragestellungen vollständig. In den Untersuchungen, die sich mit einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung befassen, werden weder Dimensionierungsregeln hergeleitet, noch umfassend mögliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit betrachtet. In keiner Arbeit wird der Umgang mit begrenzter Übertragungskapazität und hierbei insbesondere eine mögliche Vergabe von Übertragungsrechten für die Leistungs-Frequenz-Regelung detailliert untersucht.

1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist eine umfassende Bewertung unterschiedlicher Kooperationsformen der regelzonenübergreifend organisierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung in Europa mit Blick auf die Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit einer in zunehmendem Maße auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung.

Auch wenn sich mit dieser Thematik in jüngerer Zeit verschiedene Studien und Forschungsarbeiten befasst haben, hat deren Analyse weiterhin bestehenden erheblichen Forschungsbedarf aufgezeigt. Dieser betrifft insbesondere die Wechselwirkungen zwischen grenzüberschreitender Leistungs-Frequenz-Regelung und dem Strommarkt und dabei speziell die Frage einer eventuellen Reservierung von Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelleistungsprodukten. Darüber hinaus sind die Auswirkungen möglicher Kooperationen auf das Versorgungssicherheitsniveau und daraus abgeleitete Dimensionierungsmethoden bisher nicht umfassend untersucht.

Die Beantwortung dieser Fragen erfordert eine quantitative Modellierung, da vorliegende Modelle die genannten Aspekte nicht umfassend betrachten. Daher sollen in dieser Arbeit bestehende Modelle und Simulationsverfahren entsprechend erweitert werden.

Die Arbeit ist in fünf Kapitel gegliedert. Im Anschluss an diese Einleitung erfolgt in Kapitel 2 eine umfassende Analyse der Aufgabenstellung, bei der Anforderungen an die quantitative Modellierung abgeleitet werden. In Kapitel 3 wird die im Rahmen der Arbeit entwickelte und eingesetzte Bewertungsmethode erläutert. Darauf aufbauend werden im anschließenden Kapitel 4 unterschiedliche Kooperationsformen untersucht. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung.

2 Analyse der Aufgabenstellung

2.1 Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung

2.1.1 Synchronverbund, Regelblöcke und Regelzonen

Als *Synchronverbund* oder *Synchronegebiet* wird ein verbundener Netzbereich bezeichnet, der mit einer einheitlichen Systemfrequenz betrieben wird [58]. In Europa existieren mehrere Synchronegebiete, von denen das Synchronegebiet Kontinentaleuropa¹, gemessen an der Anschlussleistung, das relevanteste ist. Darüber hinaus bilden Island, Malta, Zypern, Großbritannien, Irland, Skandinavien sowie die baltischen Staaten weitere Synchronegebiete (Bild 2.1). Im Synchronegebiet Kontinentaleuropa, zu dem auch Deutschland gehört, beträgt die Sollfrequenz 50 Hz.



Bild 2.1: Synchronegebiete in Europa

¹ Ehemals: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)

Synchrone Gebiete setzen sich aus einzelnen *Regelzonen* zusammen, für die jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung trägt. Einzelne Regelzonen können sich dabei zu einem *Regelblock* zusammenschließen. Dies gilt beispielsweise für das deutsche Übertragungsnetz, das mit Teilen Dänemarks, Österreichs und Luxemburgs einen Regelblock bildet.

2.1.2 Regelleistungsqualitäten

Die Leistungs-Frequenz-Regelung ist Bestandteil der Systemverantwortung und fällt infolgedessen in den Aufgabenbereich der regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Folglich sind diese mit der Einhaltung der Sollfrequenz und des abgestimmten Leistungsaustausches mit anderen Regelzonen betraut und setzen zu diesem Zweck Regelleistung ein. Im Falle eines Leistungsdefizits, zum Beispiel nach einem Kraftwerksausfall, wird positive, bei einem Überschuss negative Regelleistung aktiviert.

Zur Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz werden in Kontinentaleuropa neben der anlageninhärenten Momentanreserve vier Regelleistungsqualitäten aufeinander abgestimmt eingesetzt, die jeweils unterschiedliche Aufgaben erfüllen [59]. In Bild 2.2 sind der Einsatz dieser vier Regelleistungsqualitäten im Fall eines Leistungsdefizits sowie der sich ergebende Frequenzverlauf exemplarisch dargestellt.

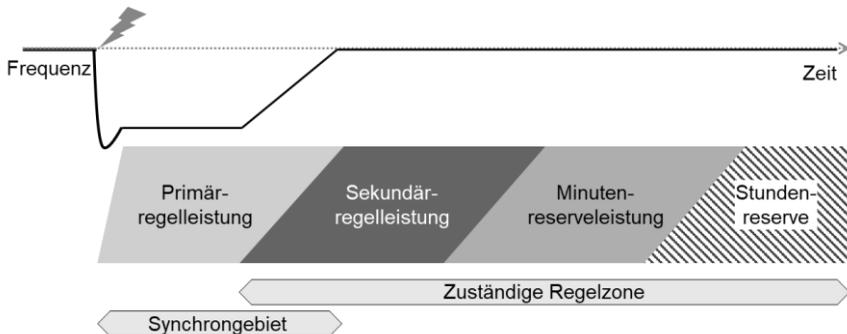


Bild 2.2: Einsatz der Regelleistungsqualitäten in Kontinentaleuropa (schematische Darstellung)

Unmittelbar nach Auftreten eines Leistungsdefizits erfolgt der Bilanzausgleich über die *Momentanreserve* und somit aus der kinetischen Energie in den rotierenden Schwungmassen, hauptsächlich der Synchrongeneratoren. Die Momentanreserve ist keine explizit vorzuhaltende Regelleistungsqualität. Bei einem Leistungsdefizit werden die Schwungmassen automatisch und weitgehend gleichmäßig im gesamten Synchrongebiet abgebremst. Die Abweichung von der Sollfrequenz führt zur Aktivierung der frequenzproportional arbeitenden *Primärregelleistung*², die die nur sehr begrenzt zur Verfügung stehende Momentanreserve ablöst.

Aufgabe der Primärregelung ist die Stabilisierung der Frequenz unmittelbar nach Auftritt eines Leistungsungleichgewichts. Aufgrund der dafür notwendigen hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wird sie im gesamten Synchrongebiet weitgehend gleichzeitig und dezentral aktiviert. Hierzu wird besonders in konventionellen Kraftwerken Leistung vorgehalten. Da die Primärregelung rein proportional arbeitet, verbleibt im Synchrongebiet eine quasistationäre Frequenzabweichung. Diese Auszuregeln ist Aufgabe der Sekundärregelung.

Der Zweck der *Sekundärregelleistung*³ ist die Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert. Gleichzeitig wird durch ihren Einsatz die Primärregelleistung abgelöst, so dass diese für weitere Systembilanzstörungen wieder zur Verfügung steht. Der Einsatz der Sekundärregelleistung wird je Regelzone automatisch und zentral durch einen Leistungs-Frequenz-Regler gesteuert, der vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber betrieben wird. Ihr Einsatz erfolgt nach dem Verursacherprinzip und somit in der gestörten Regelzone. Hierfür misst der Leistungs-Frequenz-Regler einer Regelzone die Übergabeleistung zu den benachbarten Regelzonen und kann mittels Vergleich mit den abgestimmten Leistungsaustauschen ein etwaiges Leistungsungleichgewicht detektieren. Die Regelzone wird im Falle eines Leistungsdefizits solange überspeist, bis die Netzfrequenz wieder dem Sollwert entspricht und die Primärregelleistung vollständig abgelöst wurde. Hierfür ist der Sekundärregler mit einem Proportional- und einem Integral-Glied ausgestattet.

Die Sekundärregelleistung wird von der *Minutenreserveleistung*⁴ abgelöst. Bei der Minutenreserveleistung handelt es sich um eine durch die Übertragungsnetzbetreiber manuell abgerufene Regelleistungsqualität. Sie wird eingesetzt, wenn das

² „Frequency Containment Reserve (FCR)“ im europäischen Sprachgebrauch.

³ „automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)“ im europäischen Sprachgebrauch.

⁴ „manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)“ im europäischen Sprachgebrauch.

Niveau der abgerufenen Sekundärregelleistung ein kritisches Maß erreicht und ein Großteil der insgesamt vorgehaltenen Leistung abgerufen wird, oder Übertragungsnetzbetreiber davon ausgehen, dass Leistungungleichgewichte länger andauern. Die geforderte maximale Zeitspanne bis zur Aktivierung der Minutenreserveleistung ist höher als bei der Sekundärregelleistung, so dass mehr technische Einheiten für deren Bereitstellung in Frage kommen. Dadurch besteht zwischen den Anbietern dieser Regelleistungsqualität ein stärkerer Wettbewerb, der mit geringeren Kosten für den Einsatz von Minutenreserveleistung im Vergleich zur Sekundärregelleistung einhergeht. Technisch könnte die Minutenreserveleistung zwar durch die Sekundärregelleistung substituiert werden. Dies wäre jedoch im Regelfall nicht kosteneffizient.

Die *Stundenreserve*⁵ löst wiederum die Minutenreserveleistung bei andauernden Ungleichgewichten, wie beispielsweise Kraftwerksausfällen ab. Im Gegensatz zu den drei zuvor dargestellten Regelleistungsqualitäten ist die Vorhaltung und der Einsatz von Stundenreserve für die Übertragungsnetzbetreiber in Kontinentaleuropa nicht obligatorisch. In einigen Ländern wird die Stundenreserve von den Marktteilnehmern gestellt. So müssen beispielsweise in Deutschland die Marktteilnehmer selbst verursachte Leistungungleichgewichte nach 60 Minuten selbstständig ausgleichen [60].

Um neuen Anbietern, beispielsweise Verbrauchern mit flexibel einsetzbaren Verbrauchseinrichtungen oder Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, einen vereinfachten Zugang zum Regelleistungsmarkt zu ermöglichen, werden derzeit in einzelnen Ländern spezielle Produkte im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung mit relaxierten technischen Anforderungen oder besonderen Zugangsbedingungen entwickelt [61, 62]. Da diese Produkte jedoch die grundsätzliche Funktion der Leistungs-Frequenz-Regelung nicht verändern, werden sie im Folgenden nicht separat betrachtet, sondern den oben genannten Standard-Regelleistungsprodukten zugeordnet.

⁵ „Replacement Reserve (RR)“ im europäischen Sprachgebrauch.

2.2 Betrachtungsbereich und Annahmen

2.2.1 Geografischer Betrachtungsbereich

Ziel dieser Arbeit ist eine umfassende Bewertung unterschiedlicher Formen der regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung vor dem Hintergrund des europäischen Strombinnenmarktes. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf dem größten Synchrongebiet Kontinentaleuropa, in dem ein besonders großer Nutzen durch eine regelzonenübergreifende Leistungs-Frequenz-Regelung zu erwarten ist. Dieses Synchrongebiet wird in dieser Arbeit als geografischer Betrachtungsbereich gewählt.

2.2.2 Betrachtete Regelleistungsqualitäten

Die Organisation der Primärregelleistung erfolgt bereits weitgehend regelzonenübergreifend. Dies betrifft die Dimensionierung für das gesamte Verbundsystem sowie ihre geografische Verteilung und den einheitlichen dezentralen Abruf. Um sicherzustellen, dass durch die Aktivierung der Primärregelleistung keine technischen Restriktionen hinsichtlich Leistungsgrenzen der Netzbetriebsmittel verletzt werden, ist innerhalb der sogenannten Transmission Reliability Margin eine Sicherheitsmarge für den Austausch von Primärregelenergie vorgesehen [63]. Verbleibende Synergiepotentiale werden aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern durch gemeinsame regelzonenüberschreitende Auktionen bei der Beschaffung erschlossen [64, 65]. Insgesamt verbleibt bei der regelzonenübergreifend organisierten Primärregelleistung nur ein geringer weiterer Optimierungsspielraum und somit lediglich geringer Forschungsbedarf, weshalb sie im Folgenden nicht detailliert betrachtet wird.

Die Stundenreserve liegt ebenfalls nicht im Betrachtungsbereich dieser Arbeit, da ihre Beschaffung und ihr Einsatz durch die Übertragungsnetzbetreiber als separates Regelleistungsprodukt in vielen Staaten nicht obligatorisch sind, sondern stattdessen vielfach bereits durch die Marktteilnehmer an den ohnehin grenzüberschreitend organisierten Energiemärkten beschafft wird.

Der Fokus der Arbeit liegt somit auf einer regelzonenübergreifenden Organisation der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung.

2.2.3 Netzrestriktionen

Beim Transport von Regelenergie müssen Netzrestriktionen beachtet werden. Engpässe können dabei sowohl auf gebotszonenübergreifenden Leitungen als auch innerhalb von Gebotszonen auftreten. Um Engpässe auf gebotszonenübergreifenden Leitungen zu vermeiden, wird die maximal zulässige handelsbasierte Übertragungsleistung zwischen zwei benachbarten Gebotszonen durch bilanzielle Produkte beschränkt. Engpässe, die nicht durch den Stromaustausch zwischen Gebotszonen entstehen, werden durch andere Mechanismen behoben [66]: Auf der Übertragungsnetzebene wird Engpässen innerhalb von Gebotszonen durch Redispatchmaßnahmen oder durch einen gezielten Regelleistungsabruf innerhalb einer Regelzone entgegengewirkt. In der vorliegenden Untersuchung werden gebotszoneninterne Netzengpässe nicht betrachtet. Dies schließt Netzengpässe auf der Verteilungsnetzebene mit ein, die aktuell im Umfeld der Leistungs-Frequenz-Regelung vermehrt an Bedeutung gewinnen.

Somit wird ausschließlich gebotszonenüberschreitende Übertragungskapazität abgebildet. Dabei werden bilateral definierte Netzkapazitäten in Form der Net Transfer Capacities berücksichtigt, die aktuell in Kontinentaleuropa an einem Großteil der bestehenden Grenzen eingesetzt werden.

2.2.4 Harmonisierung der Elektrizitätsmärkte

Die nationalen Strom- und Regelleistungsmärkte in Europa unterscheiden sich wesentlich, was eine Ausweitung der regelzonenübergreifenden Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber erschwert. Harmonisierte Märkte werden daher in vielen bestehenden Arbeiten als notwendiger Ausgangspunkt zur regelzonenübergreifenden Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber betrachtet (vgl. hierzu Abschnitt 1.3). Im Rahmen dieser Untersuchung wird eine vollständige Harmonisierung angenommen. Da in der jüngsten Vergangenheit die deutschen und der österreichische Übertragungsnetzbetreiber die Harmonisierung der Regelleistungprodukte bereits intensiv vorangetrieben haben und hierbei europaweit eine Führungsrolle einnehmen, werden bei der Modellierung – wo notwendig – im Folgenden die deutsch-österreichischen Definitionen für Regelleistungprodukte zugrunde gelegt.

2.2.5 Systemkostenminimierung

In dieser Untersuchung wird eine Minimierung der modellierten Systemkosten angestrebt, die in der Praxis durch die Einführung von Märkten erreicht werden soll. Daher wird ein vollkommener Markt angenommen, der von strategischem Akteursverhalten abstrahiert und Markttransparenz unterstellt. Diese Annahmen können in vielen Marktsegmenten und Regionen bereits heute in guter Näherung als erfüllt angesehen werden.

2.3 Dimensionierung von Regelleistung

2.3.1 Ansätze der Regelleistungsdimensionierung

Die Guideline System Operation schreibt aktuell für den kontinentaleuropäischen Synchronverbund einen zeitlich konstanten Bedarf an *Primärregelleistung* von 3 GW vor, der sich aus dem zeitlich überlappenden Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke mit jeweils 1.500 MW ableitet [67]. Die Aufteilung der vorzuhaltenden Leistung auf die Mitgliedsstaaten erfolgt anhand des jeweiligen Anteils an der Gesamtstromerzeugung des Synchronverbunds. Für die Bestimmung des Bedarfs an *Sekundärregel-* und *Minutenreserveleistung* sind in der Guideline zwei Regeln definiert [68, 69].

Nach der ersten Dimensionierungsregel wird die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung – analog zur Dimensionierung der Primärregelleistung – deterministisch auf Basis von Referenzvorfällen, wie Ausfällen von Kraftwerken, Netzanschlüssen oder großen Verbrauchern, bemessen. Die individuelle Wahrscheinlichkeit des Auftretens dieser Referenzvorfälle wird dabei vernachlässigt [70]. Der so bestimmte Regelleistungsbedarf darf von den Übertragungsnetzbetreibern zu keinem Zeitpunkt unterschritten werden. Diese deterministische Dimensionierungsregel ist insbesondere für Übertragungsnetzbetreiber bindend, in deren Regelzonen sich nur wenige konventionelle Kraftwerke oder systemrelevante Übertragungsleitungen befinden.

Bei der zweiten Dimensionierungsregel wird die Regelleistung probabilistisch bemessen. Dabei wird das Auftreten von Leistungsungleichgewichten analytisch oder statistisch beschrieben und die Wahrscheinlichkeit sich zeitlich überschnei-

dender Leistungsungleichgewichte bestimmt. Die Regelleistungsbemessung erfolgt über Vorgabe eines Sicherheitsniveaus und somit einer akzeptierten Wahrscheinlichkeit von Fällen mit nicht ausreichend vorgehaltener Regelleistung (Bild 2.3). In der Guideline System Operation wird das maximale positive und negative Sicherheitsniveau mit jeweils 99 % angegeben. Die vorgehaltene Regelleistung muss folglich in mindestens 98 % der Zeit ausreichen, um die potentiell auftretenden Leistungsungleichgewichte auszugleichen.

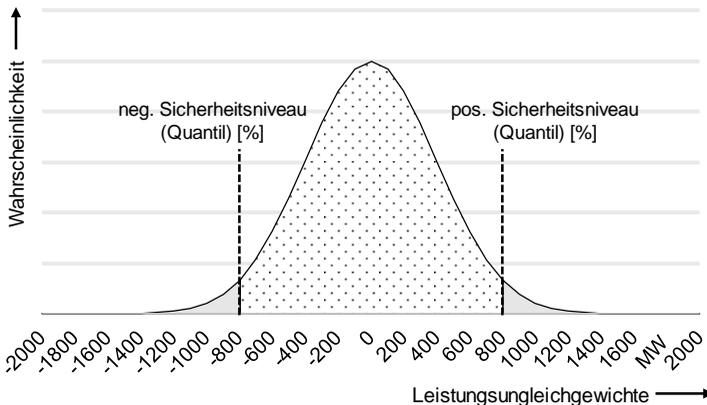


Bild 2.3: Regelleistungsdimensionierung über Vorgabe von Sicherheitsniveaus bei probabilistischen Dimensionierungsverfahren

Probabilistische Verfahren haben gegenüber den deterministischen den Vorteil, dass Höhe und Wahrscheinlichkeit nicht ausreichend vorgehaltener Regelleistung beschrieben werden. Durch die analytische bzw. statistische Beschreibung der Ursachen von Leistungsungleichgewichten können mit diesem Ansatz zudem veränderte Einflüsse auf den Regelleistungsbedarf, wie geändertes Verhalten von Marktteilnehmern oder Verbesserung der Prognoseverfahren der dargebotsabhängigen Stromerzeugung, erfasst werden.

In dieser Arbeit werden beide Dimensionierungsregeln beachtet.

2.3.2 Ursachen von Leistungsungleichgewichten

Bei Leistungsungleichgewichten wird zwischen kurzfristigen Schwankungen und länger andauernden Ungleichgewichten unterschieden. Kurzfristige Schwankungen erfordern ausschließlich den Einsatz von Sekundärregelleistung, andauernde Ungleichgewichte auch den Einsatz von Minutenreserveleistung.

Leistungsungleichgewichte resultieren aus verschiedenen Ursachen. Einige Ursachen rufen zunächst ein zeitlich schnell auftretendes Ungleichgewicht hervor, das darüber hinaus auch länger andauern kann. Diese Ursachen können somit sowohl für die Sekundärregel- als auch für die Minutenreserveleistung dimensionierungsrelevant sein. Beim Einsatz probabilistischer Dimensionierungsverfahren werden zum Beispiel in Deutschland folgende Ursachen von Leistungsungleichgewichten berücksichtigt [50]:

- Kraftwerksausfälle
- Lastrauschen und Lastprognosefehler
- Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung
- Fahrplansprünge

Diese Ursachen von Leistungsungleichgewichten sind im Anhang näher beschrieben.

2.4 Beschaffung von Regelleistung

Übertragungsnetzbetreiber sind für die Beschaffung der notwendigen Regelleistung verantwortlich und wenden hierbei zwei unterschiedliche Beschaffungsansätze an: Zum einen werden Kraftwerksbetreiber zur Regelleistungserbringung verpflichtet, zum anderen wird diese von den Übertragungsnetzbetreibern über eine marktbasierende Ausschreibung beschafft. Verpflichtende Teilnahmen sind in der Praxis häufig dort anzutreffen, wo aufgrund eines unzureichenden Wettbewerbs kein liquider Markt zustande kommen würde [77]. Zugleich sind sie in einigen Ländern bei geringen Vorhalteleistungen und damit geringer individueller Belastung der Kraftwerksbetreiber üblich. Im Network Code Electricity Balancing ist die verpflichtende Einführung einer marktbasierenden Beschaffung vorgesehen. In Deutschland decken die Übertragungsnetzbetreiber ihren Regelleistungsbedarf bereits heute über Ausschreibungen [60, 78].

2.4.1 Regelleistungsprodukte

Übertragungsnetzbetreiber definieren über Ausschreibungs- und Anforderungsmerkmale unterschiedliche Regelleistungsprodukte je Regelleistungsqualität. In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Produktmerkmale der in Deutschland beschafften Sekundärregel- und Minutenreserveleistung dargestellt.

Tabelle 2.1: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Sekundärregel- und Minutenreserveleistung [79]

	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	täglich
Produktzeitscheiben	Hochtarif: werktags 8-20h Niedertarif: sonst	6x4h
Produktdifferenzierung	positiv / negativ	
Mindestgebotsgröße	5 MW	
Vergabe	Leistungspreis-Merit Order	
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis, Pay-as-bid ⁶	
Aktivierungszeit	< 5 Minuten	< 15 Minuten

Die Sekundärregelleistung wird aktuell in Deutschland wöchentlich ausgeschrieben und beschafft. Dabei wird zwischen zwei Produktzeitscheiben unterschieden. Die Minutenreserveleistung verteilt sich auf sechs täglich beschaffte Produkte. Zukünftig ist vorgesehen, auch bei der Sekundärregelleistung zwischen sechs Produkten zu differenzieren und auf eine tägliche Beschaffung überzugehen [80, 81].

Bei beiden Regelleistungsqualitäten sind separate Angebote für positive und negative Regelleistung mit jeweils einer Mindestgebotsgröße von 5 MW möglich. Den Zuschlag erhalten die Anbieter mit dem niedrigsten Gebotspreis für die Regelleistungsvorhaltung. Bei Abruf sind weitere Erlöse in Höhe des Arbeitspreises möglich. Die geforderte Aktivierungszeit bis zur vollständigen Erbringung der Regelleistung beträgt bei der Sekundärregelleistung fünf Minuten. Sie ist niedriger als die Aktivierungszeit der Minutenreserveleistung, deren volle Leistung erst nach 15 Minuten erbracht sein muss.

⁶ Vergütung in Höhe des Angebotes.

2.4.2 Pooling

Regelleistungsanbieter können im Rahmen des sogenannten *Pooling* innerhalb einer Regelzone mehrere Anlagen virtuell zusammenschließen. Dabei steht es den Betreibern frei, welche Anlagen sie im Falle eines Abrufs zur Regelernergieerbringung einsetzen. Für jede Anlage muss gewährleistet sein, dass sie die Anforderungen an die Aktivierungszeit des jeweiligen Regelleistungsprodukts erfüllt.

Pooling ermöglicht den Anbietern von Regelleistung, Synergieeffekte unterschiedlicher Erzeugungs- und Nachfrageanlagen im Portfolio zu nutzen. Innerhalb einer Zeitscheibe eines Regelleistungsprodukts können die durch das Pooling gebündelten Anlagen sich gegenseitig ablösen, so dass insbesondere Anlagen mit zeitkoppelnden Einsatzbeschränkungen, wie Speichersysteme, zur Regelleistungserbringung eingesetzt werden können. Zudem ermöglicht Pooling den Betreibern kleiner Anlagen, die die Mindestgebotsgröße eines Regelleistungsprodukts nicht erfüllen, den Zugang zu den Regelleistungsmärkten.

Im Hinblick auf die angestrebte Systemkostenminimierung wird ein Pooling von Anlagen in dieser Arbeit angenommen. Unter dieser Prämisse können im Folgenden die Zeitscheiben und Mindestgebotsgrößen der Produkte vernachlässigt werden. Die geforderten Aktivierungszeiten der Regelleistungsprodukte müssen hingegen berücksichtigt werden.

2.5 Abruf von Regelleistung

2.5.1 Abrufkonzepte

Beim Regelleistungsabruf werden in Europa zwei nahezu gleichverbreitete Konzepte eingesetzt [82]:

Beim ersten Abrufkonzept gemäß *Merit Order-Liste* erfolgt der Abruf aufsteigend nach den Arbeitspreisen der angenommenen Angebote, wodurch die Abrufkosten minimiert werden. Von der Merit Order-Liste weichen die Übertragungsnetzbetreiber nur dann ab, wenn ein Abruf zu Netzengpässen führen würde. Beispielsweise weichen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber von der deutschlandweit einheitlichen Merit Order-Liste ab, um Sekundärregelleistung unter Berücksichtigung von Netzengpässen gezielt in einer Regelzone abzurufen.

Beim zweiten Abrufkonzept werden alle zuvor angenommenen Angebote anteilig (*pro-rata*) abgerufen und gleich hoch vergütet. Der Vorteil gegenüber dem Abruf nach Merit Order liegt in dem höheren Summen-Leistungsgradienten der beschafften Einheiten. Nachteilig kann ein ineffizienterer Abruf teurerer Einheiten und somit höherer Abrufkosten sein. Im Vergleich zum Abruf nach Merit Order vergleichmäßig der *pro-rata* Abruf resultierende Leistungsflüsse im Übertragungsnetz. Im Regelfall kann allerdings nicht gezielt Regelleistung regional abgerufen werden.

2.5.2 Technische Umsetzung der Abrufe

Die Auswahl der zur Regelleistungserbringung eingesetzten Anbieter erfolgt automatisiert durch den Leistungs-Frequenz-Regler nach dem zugrunde gelegten Abrufkonzept. Die Umsetzung der Abrufe unterscheidet sich sowohl hinsichtlich der Regelleistungsqualität als auch hinsichtlich der von den Übertragungsnetzbetreibern geforderten leittechnischen Anbindung und der damit verbundenen Umsetzung des Abrufs.

Um Sekundärregelleistung zu erbringen werden die Anlagen leittechnisch direkt an den Regler angeschlossen und empfangen von diesem im Regelfall im viersekündlichen Raster ein Abrufsignal. Im europäischen Synchronverbund treten hierbei bei der technischen Umsetzung nur geringfügige regelzonenspezifische Unterschiede auf, die in dieser Arbeit vernachlässigt werden.

Beim Abruf der Minutenreserveleistung wird zwischen einem fahrplanbasierten und einem Direktabruf unterschieden. Beispielsweise wird in Deutschland die Minutenreserveleistung als Fahrplanlieferung umgesetzt. Dabei wird zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Regelleistungsanbieter eine feste Regelleistungslieferung für eine Viertelstunde vereinbart. Die Anforderung seitens des Übertragungsnetzbetreibers muss spätestens 7,5 Minuten vor Beginn einer Viertelstunde erfolgen. Eine direkte leittechnische Anbindung der Regelleistungserbringer ist bei dieser Form des Abrufs nicht zwingend. Beim Direktabruf wird die Regelleistung hingegen unverzüglich angefordert. Vergleichbar zur Sekundärregelleistung übermittelt der Leistungs-Frequenz-Regler automatisiert die angeforderte Minutenreserveleistung an die jeweiligen Erbringer. Die Dauer des Abrufs beträgt mindestens 15 Minuten und endet im Regelfall mit dem Beginn der nächsten Viertelstunde. In der vorliegenden Arbeit wird entsprechend deutscher Umsetzung ein fahrplanbasierter Abruf der Minutenreserveleistung angenommen.

2.5.3 Gegenläufige Abrufe

In der Praxis ist es unvermeidbar, dass innerhalb einer Regelzone gelegentlich zeitgleich sowohl positive als auch negative Regelleistung derselben Regelleistungsqualität eingesetzt wird. Diese Fälle können auftreten, wenn sich das Vorzeichen der Regelzonenbilanz innerhalb kürzester Zeit ändert und regelleistungserbringende Kraftwerken aufgrund beschränkter Leistungsgradienten nicht unverzüglich folgen.

Für unterschiedliche Regelleistungsqualitäten kann ebenfalls ein gegenläufiger Abruf auftreten, wenn beispielsweise die Minutenreserveleistung zur Ablösung der Sekundärregelleistung eingesetzt wird und das bestehende Leistungsungleichgewicht in kurzer Zeit abnimmt. Aufgrund der Umsetzung des Minutenreserveabrufs ist es nicht möglich, einer schnellen Leistungsänderung der Ungleichgewichte zu folgen. Diese Aufgabe wird von der Sekundärregelleistung übernommen, so dass es zu einem gegenläufigen Abruf von Sekundärregel- und Minutenreserveleistung kommt.

2.6 Elektrizitätsmärkte

2.6.1 Stromhandel

Für den Abschluss von Geschäften zur Stromlieferung können Marktakteure einen börslichen Handel sowie ein direktes bilaterales Geschäft (over the counter) durchführen. Nach Vertragsabschluss sind Akteure verpflichtet, die vertraglich vereinbarte Lieferung oder den Bezug als Fahrplan an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln [83].

Der börsliche Handel unterteilt sich in langfristige Geschäfte am Termin- und in kurzfristige Geschäfte am Spotmarkt [84]. Am Terminmarkt können Produkte bis zu mehreren Jahren im Voraus gehandelt werden, was Händler primär zum Hedging nutzen [54]. Für die kurzfristige Portfolioeinsatzplanung, die in der vorliegenden Arbeit im Fokus steht, ist der Spotmarkt bedeutsamer, der sich in Deutschland auf den European Power Exchange day-ahead- und den Intradaymarkt aufteilt. An der Börse findet der Stromhandel am day-ahead-Markt für den Folgetag in Form von Stunden- und Blockprodukten bis 12:00 Uhr statt. Nach Marktschluss öffnet der Intradayhandel, bei dem innerhalb einer Regelzone bis zu

5 Minuten, deutschlandweit bis zu 30 Minuten vor Lieferzeitpunkt kurzfristige Geschäfte über Viertelstunden- bis Stundenprodukte bilateral abgeschlossen werden. Auf diesem Markt können Händler beispielsweise auf Prognosefehler reagieren oder noch verfügbare Flexibilität vermarkten.

Bei vorliegenden Angebots- und Nachfragekurven werden am day-ahead-Markt die günstigsten Angebote zugeschlagen, für die entsprechende Nachfragegebote vorliegen. Hierdurch wird ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz gewährleistet [85]. Der sich einstellende Markträumungspreis entspricht dem teuersten zugeschlagenen Angebot bzw. der Nachfrage und gilt sowohl für Anbieter als auch für Nachfrager [86].

2.6.2 Wechselwirkungen zwischen dem Stromhandel und dem Regelleistungsmarkt

Anlagenbetreiber, die Leistung an den Übertragungsnetzbetreiber zur Regelleistungserbringung vermarktet haben, müssen gewährleisten, dass diese Leistung über den Produktzeitraum sicher zur Verfügung steht. Eine Doppelvermarktung dieser Leistung an anderen Märkten, wie dem Fahrplanenergiemarkt, ist deshalb nicht möglich. Für Regelleistungsanbieter können somit Opportunitätskosten in Form entgangener Erlöse entstehen. Anbieter positiver Regelleistung können nicht ihre gesamte Erzeugungsleistung am Fahrplanmarkt anbieten, während Anbieter negativer Regelleistung diese am Fahrplanmarkt absetzen müssen. Letzteres kann zu erhöhten Kosten führen, wenn der Marktpreis unter den Grenzkosten des Anbieters liegt. In Bild 2.4 ist dieser Zusammenhang schematisch dargestellt.

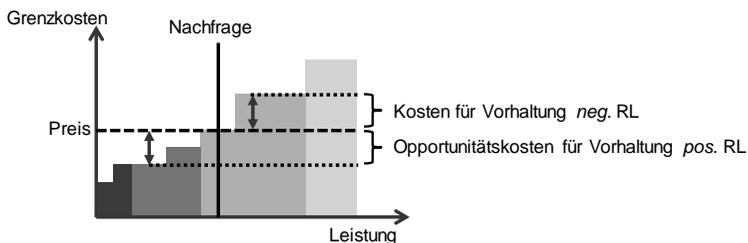


Bild 2.4: Zusammenhang zwischen Marktpreis, Merit Order-Kurve und Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (schematische Darstellung)

Das Preisniveau des Spotmarkts beeinflusst die Bieterstrategie und somit auch das Preisniveau für die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei fallenden Börsenpreisen auch die Preise für die Vorhaltung positiver Regelleistung sinken, da die Opportunitätskosten des Verzichts auf eine Vermarktung am Strommarkt zurückgehen. Gleichzeitig können die Preise für die Vorhaltung negativer Regelleistung ansteigen, wenn einige Kraftwerksbetreiber ihre Leistung unter ihren Grenzkosten am Spotmarkt anbieten müssen, um negative Regelleistung vorzuhalten.

Diese Wechselwirkungen müssen bei einer regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung bewertet werden.

2.7 Technische Anlagen an Elektrizitätsmärkten

Die zur Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz notwendige Regelleistung sowie die Deckung der Stromnachfrage erfordern technische Anlagen. Diese, ihre im Rahmen der Einsatzplanung zu berücksichtigenden technischen und betrieblichen Restriktionen sowie weitere Einsatzmerkmale werden im Folgenden beschrieben.

2.7.1 Thermische Kraftwerke

Thermische Kraftwerke setzen sich häufig aus mehreren separaten Blöcken zusammen und können hinsichtlich des eingesetzten Primärenergieträgers und der verwendeten thermodynamischen Komponenten klassifiziert werden [84, 87]. Die quasistationären Betriebszustände von thermischen Kraftwerken sind der regelfähige Betrieb und der Stillstand. An- und Abfahrt bilden die zugehörigen Betriebszustandsübergänge. Aufgrund thermodynamischer Abläufe ergeben sich für thermische Kraftwerke folgende Restriktionen bei ihrer Vermarktung:

- *Leistungsgrenzen:* Im regelfähigen Betrieb können thermische Kraftwerke zur Fahrplanenergie- und Regelleistungsbereitstellung flexibel eingesetzt werden, müssen dabei aber technische Restriktionen in Form von Leistungsgrenzen hinsichtlich Maximal- und Mindestleistungen einhalten.
- *Leistungsgradienten:* Thermische Kraftwerke können ihre Erzeugungslleistung nicht augenblicklich, sondern nur unter Einhaltung der Grenzen von Leis-

tungsänderungsgeschwindigkeiten anpassen. Hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten werden aufgrund der Belastungen von technischen Komponenten möglichst vermieden, um die Lebensdauer nicht zu verringern [88].

- *Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten:* An- und Abfahrvorgänge stellen für die Betriebsmittel eine hohe Belastung dar. Um hohen Verschleiß zu vermeiden, werden betriebliche Restriktionen, wie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, eingehalten. Die Zeiten geben jeweils die Dauer an, die ein Kraftwerk in einem Betriebszustand mindestens verweilen muss.
- *Stromerzeugungskosten:* Die Gewinnung elektrischer Energie ist bei thermischen Kraftwerken mit Kosten verbunden, die sich aus variablen und fixen Komponenten zusammensetzen. Für die hier untersuchten kurzfristigen Handlungsentscheidungen sind variable Grenzkosten relevant, die vom Wirkungsgrad und den Primärenergiekosten abhängig sind. Falls bei der Verbrennung des Primärenergieträgers CO₂-Emissionen emittiert werden, fallen weitere Aufwendungen in Form der Beschaffung von CO₂-Zertifikaten an.
- *An- und Abfahrkosten:* Die Betriebszustandsübergänge der An- und Abfahrt sind mit Kosten verbunden, die sich primär aus dem auftretenden Wärmeverbrauch zusammensetzen. Anfahrkosten können zudem mit der Auskühlung des Kessels und somit mit der Dauer des Stillstands zunehmen [84].

Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung

Unter Einhaltung der aufgeführten technischen und betrieblichen Restriktionen ist es Betreibern von thermischen Kraftwerken möglich, im regelfähigen Betrieb sowohl an Fahrplanenergiemärkten teilzunehmen, als auch Regelleistung vorzuhalten. Um Regelleistung zu erbringen müssen die für das Regelleistungsprodukt geforderten Leistungsänderungsgeschwindigkeiten erfüllt werden. Die maximal mögliche Regelleistungsvermarktung wird infolgedessen durch individuelle Leistungsgradienten eines Kraftwerks festgelegt. Als weitere Nebenbedingung können die Leistungsgrenzen bei einem eventuellen Regelleistungsabruf begrenzend wirken. Zusammengefasst wird die mögliche Regelleistungsvorhaltung eines thermischen Kraftwerkblocks sowohl von den technischen Restriktionen als auch von dessen Arbeitspunkt bestimmt, wie in Bild 2.5 dargestellt.

Sogenannten schnellstartbaren Kraftwerken, insbesondere Gasturbinen, ist es darüber hinaus möglich, positive Regelleistung im Stillstand vorzuhalten. Diese Kraftwerke haben sehr kurze Anfahrzeiten, um aus dem Stillstand in den regelfähigen Betrieb zu wechseln. [89].

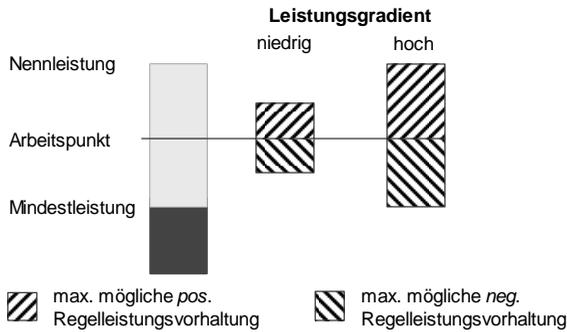


Bild 2.5: Mögliches Regelleistungsband in Abhängigkeit von dem Arbeitspunkt und den Leistungsgradienten

2.7.2 Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien setzt sich in Europa vorrangig aus Windenergie, Biomasse, Wasserkraft sowie Sonnenenergie zusammen. Während Biomasseanlagen zu den bereits beschriebenen thermischen Kraftwerken gehören, basiert die Stromerzeugung aus Wind-, Sonne- und Laufwasserkraftanlagen auf dargebotsabhängigen Primärenergieträgern. Für diese Anlagen fallen zwar keine Brennstoffkosten und lediglich geringe variable Stromerzeugungskosten an, allerdings wird die mögliche Stromeinspeisung von dem Dargebot des Primärenergieträgers sowie der installierten Kapazität der Anlagen bestimmt.

Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung

Falls ein hinreichendes Dargebot des Primärenergieträgers gegeben ist, können Anlagenbetreiber die Stromerzeugung der Anlagen in gewissen Bandbreiten anpassen und damit die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erfüllen. Leistungsanpassungen sind im Sekundenbereich möglich, so dass im Gegensatz zum Betrieb thermischer Kraftwerke keine Leistungsänderungsgeschwindigkeiten berücksichtigt werden müssen. In Dänemark erbringen Windenergieanlagen bereits seit 2011 Regelleistung, während in Belgien Ende 2015 erste Pilotprojekte erfolgreich abgeschlossen wurden [90, 91].

Betreiber von Anlagen dargebotsabhängiger Stromerzeuger müssen bei der Beschaffung gewährleisten, dass sie einen eventuellen Regelleistungabruf erfüllen

können. Vor diesem Hintergrund müssen fehlerbehaftete Dargebotsprognosen bei der Vermarktung einbezogen werden. Hierzu können Besicherungsleistung aus weiteren Anlagen vorgehalten oder Sicherheitsabschläge bei der Dargebotsprognose definiert werden. In der Literatur sind weitere betriebliche Herausforderungen, wie Aspekte der Abschirmung, Ansteuerung und Nachweispflichten aufgeführt, die in dieser Arbeit nicht näher betrachtet werden [92-94].

Kosten der Abregelung

Negative Regelernergie erbringen Anlagen durch Androsselung ihrer Einspeiseleistung, positive Regelernergie, indem die Anlagen bereits planmäßig gedrosselt eingesetzt werden und bei Abruf die Drosselung reduziert wird. Da es insbesondere bei Wind- und Photovoltaikanlagen nicht möglich ist, die vermiedene Einspeisung elektrischer Energie nachzuholen, führt eine Regelleistungserbringung zu Opportunitätskosten.

2.7.3 Speichertechnologien für elektrische Energie

Energiespeicher dienen der zwischenzeitlichen Speicherung von Energie zur späteren Verwendung. Elektrische Speichertechnologien werden vorrangig zum Ausgleich von Schwankungen zwischen der Stromerzeugung und dem -verbrauch eingesetzt [95]. Gemessen an der installierten Leistung dominieren aktuell hydraulische Speicher. Aufgrund der begrenzt verfügbaren und bereits umfangreich erschlossenen Reservoirs wird hydraulischen Speichern in Europa allerdings lediglich ein limitiertes Wachstumspotential zugesprochen [96]. In den letzten Jahren wurden vermehrt elektrochemische Speicher entwickelt. Speichertechnologien sind an technische und betriebliche Einsatzrestriktionen gebunden, die im Rahmen ihrer Vermarktung beachtet werden müssen.

- *Leistungsgrenzen:* Der Einsatz elektrischer Speicher unterliegt Restriktionen durch Leistungsgrenzen, die sich in Abhängigkeit von der Speichertechnologie zwischen der Ein- und Ausspeiseleistung unterscheiden können.
- *Wirkungsgrad:* Elektrische Energie kann nur bedingt direkt gespeichert werden, weshalb diese in potentielle oder chemische Energie umgewandelt wird. Diese Umwandlung ist verlustbehaftet. Das Verhältnis zwischen Ausspeise- und Einspeiseenergie eines Speicherzyklus wird als Wälzwirkungsgrad eines Speichers bezeichnet und setzt sich aus den Teilwirkungsgraden der Ein- und

Ausspeicherung sowie sonstigen während der Speicherung anfallenden Verlusten zusammen.

- *Kapazität:* Die maximal mögliche aufzunehmende Energie von Speichern ist endlich und wird durch die Speicherkapazität begrenzt. Bei hydraulischen Speichern dimensionieren die Beckengrößen des Ober- und ggf. des Unterbeckens die Kapazität, während bei Batteriespeichern das Speichervermögen vorrangig über verwendete Elektrolyte und Größen der Speicherbehälter bestimmt wird.
- *Zuflüsse:* Losgelöst von der aktiven Speicherbefüllung verfügen einige hydraulische Speicher über passive Zuflüsse, die aus Niederschlägen oder Flusszufuhren resultieren können. Bei alpinen Speichern können die Zuflüsse saisonal deutlich unterschiedlich sein und im Jahresverlauf zu unterschiedlichen Einsatzstrategien der Betreiber führen.

Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung

Die Leistungsgradienten von Speichern schränken die Regelleistungserbringung nur unbedeutend ein. Auch Speicherbetreiber müssen bei Abruf ihre Regelenergie vollständig erbringen können. Bei der Vermarktung wird daher neben den Leistungsgrenzen vorrangig der Speicherfüllstand berücksichtigt.

2.7.4 Nachfrager elektrischer Energie

Einige Verbraucher elektrischer Energie können ihren Strombedarf anpassen, um auf Preissignale der Elektrizitätsmärkte zu reagieren. Dabei ist zwischen einer einseitigen Verbrauchserhöhung oder -verringerung und einer zeitlichen Verschiebung zu unterscheiden. Bei einem Verbrauchsverzicht können Opportunitätskosten anfallen. Bei einer Verbrauchserhöhung, wie beispielsweise bei einer Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Energieform, kann sich ein zusätzlicher Nutzen ergeben [97].

Flexiblen Verbrauchern ist es grundsätzlich möglich, an Regelleistungsmärkten teilzunehmen. Bisher wird das bestehende Potential insbesondere aufgrund der erforderlichen und mit Kosten verbundenen Informations- und Kommunikationstechnologie sowie der gesetzlich-regulatorischen Rahmenbedingungen lediglich vereinzelt und fast ausschließlich in der Industrie genutzt [98]. In dieser Arbeit werden flexible Verbraucher nicht weiter betrachtet.

2.8 Übertragungskapazität

Alle Formen der regelzonenübergreifenden Kooperation können gegenüber der zoneninternen Leistungs-Frequenz-Regelung die Leistungsflüsse zwischen den Regelzonen signifikant beeinflussen, so dass begrenzt verfügbare Übertragungskapazität zu berücksichtigen ist.

Die Dimensionierung und Beschaffung von Regelleistung sowie die hierauf bezogenen Kooperationsformen sind Aufgaben der Betriebsplanung. Um verfügbare Übertragungskapazität im Rahmen dieser Prozesse berücksichtigen zu können, muss diese bereits im Voraus bekannt sein oder geschätzt werden. Die Saldierung von Leistungsungleichgewichten und die Aktivierung von Regelleistung sind hingegen Aufgaben der Betriebsführung. Für diese beiden Prozesse ist es vorteilhaft, die zur Betriebszeit tatsächlich verfügbare Kapazität zu nutzen, so dass keine gesonderte Verfügbarkeitsprognose vorgenommen werden muss.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazität wird bisher primär für den internationalen Stromhandel und nicht gezielt für die Leistungs-Frequenz-Regelung genutzt. Die Aufteilung begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität zwischen dem Stromhandel und der Leistungs-Frequenz-Regelung wird aktuell diskutiert. In der Guideline Electricity Balancing werden vier unterschiedliche Ansätze aufgezeigt [21], die sich insbesondere in der Bestimmung der für die Leistungs-Frequenz-Regelung nutzbaren Übertragungskapazität unterscheiden (Tabelle 2.2).

Tabelle 2.2: Ansätze zur Berücksichtigung begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität für Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung

Kategorisierung der Ansätze		Betriebsphase der Planbarkeit	kombinierbar mit Kooperationsform
<i>ohne</i> Reser- vierung	Heutiger Umgang	Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saldierung ▪ Aktivierung
	Probabilistischer Ansatz	Betriebsplanung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dimensionierung ▪ Beschaffung
<i>mit</i> Reser- vierung	Ökonomische Effizienzanalyse		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beschaffung
Co-Optimierungsprozess	Marktbasierte Vergabe		

2.8.1 Heutiger Umgang mit Übertragungskapazität

Bei den heutigen Kooperationen, die sich vorrangig mit der regelzonenübergreifenden Saldierung von Leistungsungleichgewichten und der Aktivierung von Regelleistung befassen, wird in der Betriebsplanung die Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung nicht gesondert behandelt⁷. Bei diesen Kooperationen wird ausschließlich die zum Erfüllungszeitpunkt nutzbare Übertragungskapazität verwendet. Diese wird durch den Stromhandel bestimmt und ist in der Regel erst zum Betriebszeitpunkt bzw. nach Handelsschluss des Intradaymarktes bekannt. Infolgedessen ist ein Regelleistungsaustausch zwischen den Regelzonen möglich, wenn der Stromhandel die Kapazität nicht völlig ausschöpft oder wenn Regelleistung entgegen dem Stromhandel ausgetauscht wird.

Der Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass er mit vergleichsweise geringem Aufwand umsetzbar ist und bereits Kooperationen bei der Saldierung und Aktivierung erlaubt. Ein zusätzlicher Vorteil ergibt sich aus der nicht notwendigen Reservierung von Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung, die den maximal zulässigen Stromhandel einschränken würde und infolgedessen – bei suboptimaler Reservierung – zu ökonomischen Ineffizienzen führen kann. Nachteil dieses Ansatzes ist, dass die nutzbare Übertragungskapazität erst zum Erfüllungszeitpunkt bekannt ist und hierdurch keine Kooperationen auf dem Gebiet der Dimensionierung und Beschaffung von Regelleistung zulässig sind.

2.8.2 Probabilistischer Ansatz

Um die Kooperationsformen der Dimensionierung und/oder Beschaffung von Regelleistung anwenden zu können, muss bereits in der Betriebsplanung die für die Leistungs-Frequenz-Regelung verfügbare Übertragungskapazität berücksichtigt werden. Soll eine explizite ex-ante Reservierung von Übertragungskapazität vermieden werden, kann die für die Leistungs-Frequenz-Regelung verfügbare Übertragungskapazität mittels prognostizierter Stromhandelsgeschäfte abgeschätzt werden. Dieses Vorgehen wird als *probabilistischer Ansatz* bezeichnet.

⁷ Ein Überblick über die wesentlichen bestehenden Kooperationen ist im Anhang aufgeführt.

Dabei können beispielsweise charakteristische Konstellationen zwischen Treibern von Stromhandelsgeschäften auf der einen und der Netzbelastung auf der anderen Seite identifiziert und bei der Prognose genutzt werden. Ein hohes Winddarangebot innerhalb einer Gebotszone könnte zum Beispiel den Stromexport treiben und auf diese Weise gleichzeitig den Import positiver und den Export negativer Regelleistung für diese Gebotszone ermöglichen. In der Guideline Electricity Balancing ist vorgesehen, dass die Prognose der für die Leistungs-Frequenz-Regelung nutzbaren Übertragungskapazität durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt. In welcher Form ein probabilistischer Ansatz dabei konkret umgesetzt werden soll, ist in der Guideline nicht aufgeführt, sondern den Übertragungsnetzbetreibern überlassen.

Einerseits besitzt ein solcher probabilistischer Ansatz den Vorteil, verfügbare Übertragungskapazität im Rahmen der Betriebsplanung abschätzen zu können, ohne eine explizite Reservierung für Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung vorauszusetzen. Andererseits steht diese nutzbare Übertragungskapazität nicht sicher zur Verfügung, da ihr Auftreten mit Prognosefehlern behaftet ist.

Eine weitere Herausforderung beim probabilistischen Ansatzes liegt darin, mögliche Wechselwirkungen zwischen den Kooperationsformen auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelung und den Großhandelsmärkten für Strom zu erfassen. Wird der probabilistische Ansatz beispielsweise bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung verwendet, kann diese wiederum Auswirkungen auf Fahrplanlieferungen und somit auf die letztlich nutzbare und zu prognostizierende Übertragungskapazität haben. Diese Wechselwirkungen hängen nicht zuletzt von der Parametrierung des probabilistischen Ansatzes ab und müssen bei dessen Anwendung ebenfalls antizipiert werden.

2.8.3 Ökonomische Effizienzanalyse

Um die Verfügbarkeit der für die Leistungs-Frequenz-Regelung nutzbaren Übertragungskapazität zu gewährleisten, sehen einige in der Guideline Electricity Balancing aufgeführten Ansätze vor, die Übertragungskapazität im Voraus fest zu reservieren. Dabei ist aktuell noch offen, wie genau sich das Aufteilungsverhältnis der Übertragungskapazität für Stromhandelsgeschäfte und den Austausch von Regelleistung bestimmt. Der Ansatz der *ökonomischen Effizienzanalyse* besteht da-

rin, die optimale Aufteilung der Übertragungskapazität simulativ vor der Gebotsabgabe der an den Fahrplan- und Regelleistungsmärkten agierenden Akteure zu ermitteln.

Über Variationsrechnungen des Aufteilungsverhältnisses der Übertragungskapazität wird mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse das volkswirtschaftliche Optimum abgeschätzt und zur Aufteilung genutzt. Die konkrete Methodik und Parametrierung der ökonomischen Effizienzanalyse sind bisher noch nicht geregelt.

Bei diesem Ansatz ist vorgesehen, das Aufteilungsverhältnis der Übertragungskapazität mindestens eine Woche vor Erfüllungszeitpunkt festzulegen und den Marktakteuren bekannt zu geben. Diese haben somit ausreichend Vorlaufzeit, das Aufteilungsverhältnis in ihrer Portfoliooptimierung zu berücksichtigen. Zusätzlich wird den Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt, das Aufteilungsverhältnis auch mit einer deutlich größeren Vorlaufzeit von maximal einem Jahr zu bestimmen.

Je früher das Aufteilungsverhältnis von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt wird, desto anfälliger und weniger robust sind die bei der Kosten-Nutzen-Analyse unter Unsicherheit zu treffenden Annahmen über auftretende Konstellationen, wie beispielsweise über die Höhe der Stromnachfrage oder das Windaufkommen. Zwar kann ein jährlich konstantes Aufteilungsverhältnis mit unter Umständen geringem Aufwand bestimmt werden, gleichzeitig steigt aber die Gefahr der suboptimalen Aufteilung und der Ineffizienz.

2.8.4 Co-Optimierungsprozess

Beim *Co-Optimierungsprozess* wird die Vergabe der Übertragungsrechte zwischen den auf dem Fahrplan- und dem Regelleistungsmarkt agierenden Akteuren mittels einer parallelen impliziten Auktion geregelt. Bei impliziten Auktionen ersteigern Marktteilnehmer nicht direkt Übertragungsrechte, sondern geben Gebote für Regelleistung und Fahrplanenergie an der Börse ab. Diese vergibt anschließend wohlfahrtsoptimiert die verfügbare Kapazität. Bei dem fiktiven Fall perfekter Voraussicht der Marktakteure würde dieser Vergabeansatz zu einer stündlich optimalen Kapazitätsaufteilung auf die Nutzungsmöglichkeiten Fahrplanenergieaustausch und Regelleistungsaustausch und letztlich zur höchsten Wohlfahrt führen.

Bei der aktuell angedachten Ausgestaltung wird die Auktion des Co-Optimierungsprozesses einmalig vortägig durchgeführt, so dass die in diesem Zuge ermittelte Vergabe der Übertragungskapazität bis zum Erfüllungszeitpunkt bindend ist. Eventuelle innertägige Veränderungen, wie beispielsweise aktualisierte Prognosen, die ansonsten zu einer Adaption der Angebote seitens der Akteure führen würden, können nicht berücksichtigt werden. Dies kann den Nutzen des Intradaymarktes deutlich einschränken und zu Ineffizienzen führen. Das Potential des Co-Optimierungsprozesses bestimmt sich somit von der vortägigen Prognosegüte der Akteure.

Des Weiteren können Akteure beim Co-Optimierungsprozess den Vergabeprozess durch die Angebotsabgabe gezielt beeinflussen. Zwar wird im Rahmen dieser Arbeit ein rationales Agieren der Marktakteure unterstellt, in der Praxis können sich dennoch Verzerrungen bei der Vergabe durch das Marktverhalten einiger Akteure ergeben. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Fahrplan- und Regelleistungsmärkte unterschiedliche Wettbewerbsstrukturen aufweisen und Marktmacht missbraucht werden kann.

Durch die täglichen Auktionen und die Notwendigkeit zur Verknüpfung von Fahrplanenergie- und Regelleistungsmärkten ist der Co-Optimierungsprozess von den hier aufgeführten Ansätzen mit dem höchsten Umsetzungsaufwand verbunden. Dies dürfte in der Praxis dazu führen, dass er nur eingeführt wird, wenn der sich hieraus ergebende Nutzen den prozessualen Aufwand überwiegt.

Aufgrund der bei der Auktion berücksichtigten vorliegenden Angebote kann der Co-Optimierungsprozess ausschließlich mit der Kooperationsform der regelzonenübergreifenden Beschaffung kombiniert werden.

2.8.5 Marktbasierte Vergabe

Bei der *marktbasierten Vergabe* von Übertragungsrechten werden sowohl Elemente der ökonomischen Effizienzanalyse als auch des Co-Optimierungsprozesses miteinander vereint. Gemäß der aktuell angedachten Ausprägung erfolgt die Vergabe von Übertragungsrechten dem day-ahead-Markt vorgelagert, so dass die Spotmarktpreise und somit der Nutzen der Kapazität für den Stromhandel noch nicht feststehen. Wie bei der ökonomischen Effizienzanalyse müssen diese daher von den Übertragungsnetzbetreibern abgeschätzt werden. Der Nutzen der Über-

tragungskapazität für Regelleistungszwecke wird hingegen, analog zum Co-Optimierungsprozess, anhand von bereits eingegangenen Geboten der Regelleistungsanbieter bestimmt. Somit vereint dieser Ansatz sowohl die Vor- als auch die Nachteile, die bei der ökonomischen Effizienzanalyse und dem Co-Optimierungsprozess bereits beschrieben wurden.

2.8.6 Fazit

Durch die in der Guideline Electricity Balancing aufgeführten Ansätze werden bereits unterschiedliche Möglichkeiten aufgezeigt, wie zukünftig der Umgang mit Übertragungskapazität geregelt sein könnte. Da nicht alle dieser Ansätze bereits final ausgestaltet sind, bieten sich weitere Gestaltungsspielräume. Dennoch ist ersichtlich, dass sie alle Formen der regelzonenübergreifenden Kooperation ermöglichen werden.

Die Ansätze unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich einer expliziten Reservierung von Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung. Ansätze, die eine Reservierung vorsehen, können mit Ineffizienzen verbunden sein, wenn der Marktwert der Kapazität falsch eingeschätzt wird. Letztere Problematik wird besonders verstärkt, wenn eine Reservierung langfristig und dauerhaft stattfindet und keine kurzfristigen Anpassungen der Aufteilung der Übertragungsrechte mehr möglich sind.

Ein Verzicht auf eine Reservierung von Übertragungsrechten kann hingegen solche Ineffizienzen vermeiden. Bei entsprechenden Ansätzen können allerdings selbst bei perfekter Voraussicht des Handelns der Akteure am Strommarkt Konstellationen auftreten, in denen der Grenznutzen der Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung höher als für den Stromhandel ist. Zusätzlich sind die notwendigerweise unter Unsicherheiten getroffenen Annahmen über den Stromhandel mit Prognosefehlern behaftet. Als Folge ergeben sich ökonomische Ineffizienzen.

In der vorliegenden Arbeit werden die Auswirkungen der verschiedenen Möglichkeiten der Allokation begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität untersucht. Neben der Modellierung der heutigen Praxis, die keine Reservierung von Übertragungskapazität vorsieht, werden Ansätze einer probabilistischen Prognose der Verfügbarkeit, einer Reservierung auf Basis einer ökonomischen Effi-

zienzaalyse sowie einer impliziten parallelen Auktion (Co-Optimierungsprozess) betrachtet. Dabei werden die Opportunitätskosten für den Stromhandel, die sich im Falle einer Reservierung ergeben können, ebenfalls bewertet.

2.9 Kooperationen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung

2.9.1 Regelzonenübergreifende Dimensionierung

Bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung von Regelleistung wird gegenüber der ausschließlich nationalen Dimensionierung die notwendige Regelleistung für ein Kollektiv von Regelzonen ermittelt. Neben der Höhe der notwendigen Regelleistung wird dabei ebenfalls die Regelleistung unter Berücksichtigung von technischen Gesichtspunkten optimal geografisch verteilt.

Das Potential der regelzonenübergreifenden gegenüber der nationalen Dimensionierung bestimmt sich aus den Korrelationen zwischen den Leistungsungleichgewichten innerhalb der betrachteten Regelzonen sowie möglicher regelzonenübergreifender Aktivierung von Regelleistung und somit bestehender Netzrestriktionen. Um heutige Vorgaben an die Versorgungssicherheit beizubehalten, muss bei der Dimensionierung das Sicherheitsniveau für das Regelzonenkollektiv angepasst werden.

Korrelationen zwischen Leistungsungleichgewichten

Die Ursachen von Leistungsungleichgewichten sind nicht vollständig korreliert, so dass sich die Leistungsungleichgewichte durchmischen und aufgrund unterschiedlichen Vorzeichens gegenseitig auslöschen können. Zudem sind hohe Ungleichgewichte im Kollektiv normalerweise selten zeitgleich.

In Bild 2.6 wird dieser Zusammenhang für das Jahr 2015 am Beispiel der Sekundärregelleistungsabrufe in Deutschland und Frankreich veranschaulicht. Während die Summe der *zeitungeichen* maximalen Abrufe sowohl in positiver als auch in negativer Richtung bei jeweils etwa 3.000 MW liegt, ist der maximale *zeitgleiche* Abruf mit lediglich 2.400 bzw. 2.000 MW bis zu einem Drittel geringer.

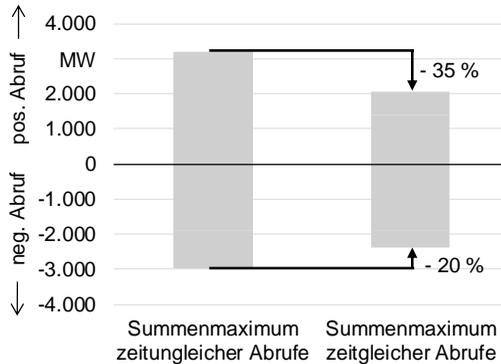


Bild 2.6: Summenmaxima der zeitgleichen und zeitungleichen Sekundärregelleistungsabrufe in Deutschland und Frankreich [79, 99]

Dieser Effekt der statistischen Diversifizierung wächst mit der geografischen Ausdehnung eines Betrachtungsbereichs. Demzufolge ist für ein Kollektiv an Regelzonen der zeitgleiche hohe Regelleistungsbedarf geringer, als bei einer isolierten Betrachtung der Regelzonen. Dabei ist entscheidend, ob und wie hoch die Ursachen von Leistungsungleichgewichten zweier Regelzonen miteinander korreliert sind. Korrelationen müssen folglich bei der regelzonenübergreifenden Dimensionierung geeignet berücksichtigt werden.

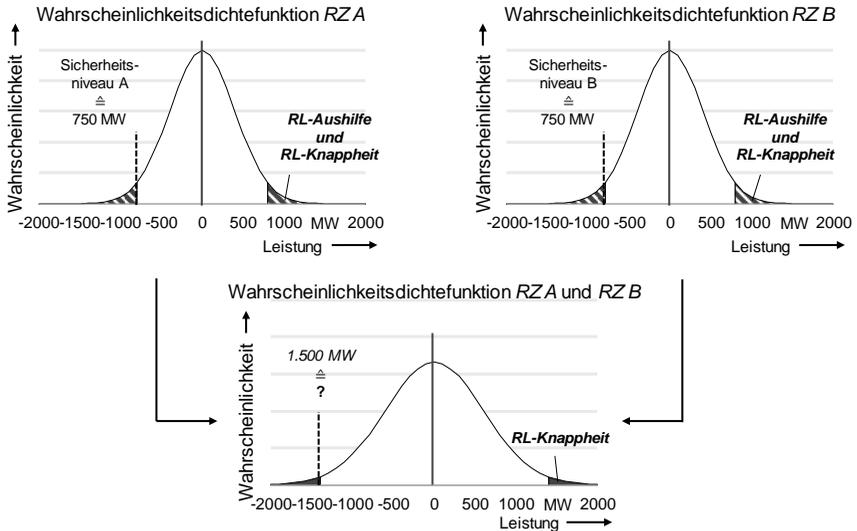
Anpassung des Sicherheitsniveaus

Bei dem in der Guideline System Operation zugrunde gelegten probabilistischen Dimensionierungsansatz, der auch in dieser Arbeit berücksichtigt wird, wird die nationale Regelleistung über Vorgabe eines Sicherheitsniveaus bemessen. Damit wird geduldet, dass Situationen mit nicht ausreichender Regelleistung auftreten können (vgl. Abschnitt 2.3.1). In diesen Situationen kann das Ungleichgewicht

- durch *Regelleistungsaushilfe* der Sekundär- und mit Minutenreserveleistung aus benachbarten Regelzonen sowie
- durch sonstige Maßnahmen, wie gezielten Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber in die Stromerzeugung, ausgeglichen werden. Diese Situationen werden im Folgenden als *Regelleistungsknappheit* bezeichnet.

Das bei der Bemessung berücksichtigte Sicherheitsniveau umfasst sowohl Situationen mit Regelleistungsaushilfe als auch mit Regelleistungsknappheit. Bei der nationalen Regelleistungsbemessung werden diese beiden Bestandteile des Sicherheitsniveaus und somit deren Umfang nicht explizit bestimmt. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein nicht durch Regelleistung ausregelbares Defizit bzw. ein nicht ausregelbarer Überschuss auftritt, liegt in der Praxis aufgrund der möglichen Regelleistungsaushilfe dennoch deutlich unter dem nationalen Sicherheitsniveau. Daher wird das Auftreten von Situationen mit Regelleistungsknappheit in einem Kollektiv aus Regelzonen nicht ausschließlich durch den jeweiligen Umfang an individueller Regelleistungsvorhaltung, sondern auch durch den Umfang möglicher und praktisch nutzbarer Regelleistungsaushilfen bestimmt, die wiederum von Korrelationen zwischen den Leistungsungleichgewichten und der verfügbaren Übertragungskapazität abhängig sind.

Aufgrund dieser Wechselwirkungen muss bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung der Umfang theoretisch möglicher Regelleistungsaushilfen berücksichtigt werden. Dies ist durch Anpassung der regelzonenindividuellen Sicherheitsniveaus möglich. Das Sicherheitsniveau gibt dann für ein Regelzonenkollektiv ausschließlich den tolerierten Umfang von Regelleistungsknappheit vor. Um den Umfang an Regelleistungsknappheit nicht zu erhöhen und das Versorgungssicherheitsniveau gegenüber einer nationalen Bemessung nicht systematisch zu verschlechtern, müsste das Sicherheitsniveau erhöht (beispielsweise von 99 auf 99,5 %) werden. Bild 2.7 verdeutlicht diesen Zusammenhang am Beispiel zweier Regelzonen. Netzrestriktionen werden bei diesem Beispiel nicht betrachtet.



RL: Regelleistung RZ: Regelzone

Bild 2.7: Notwendige Anpassung des Sicherheitsniveaus bei regelzonenübergreifender Dimensionierung (schematische Darstellung)

Im Zuge der Zusammenlegung der vorher je Regelzone individuell durchgeführten Dimensionierung beim deutschen Netzregelverbund wurde das deutschlandweite Defizit- und Überschussniveau von zuvor je 0,1 % je Regelzone auf 0,0025 % für den Regelblock reduziert. In dem exemplarischen Fall einer Regelleistungsdimensionierung für den Synchronverbund Kontinentaleuropa würde das Sicherheitsniveau direkt den Umfang an tolerierter Regelleistungsknappheit festlegen.

Umgang mit Übertragungskapazität

Bereits zum Zeitpunkt der Regelleistungsdimensionierung muss die verfüg- und nutzbare Übertragungskapazität bekannt sein oder hinreichend genau abgeschätzt werden können, was geeignete Annahmen über die Handelsgeschäfte am Strommarkt oder eine Reservierung von Kapazität voraussetzt. Da die Regelleistungsdimensionierung zeitlich vor der Angebotsabgabe der teilnehmenden Akteure an den Elektrizitätsmärkten erfolgt, können die Vergabeverfahren der Co-Optimierung und der marktbasierter Vergabe, für die jeweils Angebote der Marktteilnehmer vorliegen müssen, nicht verwendet werden.

Die Übertragungskapazität kann daher ausschließlich mit dem probabilistischen Ansatz abgeschätzt oder auf Basis einer ökonomischen Effizienzanalyse reserviert werden. Beide Ansätze werden im Folgenden untersucht. Dabei wird auch eine Kombination beider Ansätze betrachtet.

Wird der probabilistische Ansatz zu Grunde gelegt, müssen mögliche Rückwirkungen der regelzonenübergreifenden Dimensionierung auf das Verhalten der an den Elektrizitätsmärkten partizipierenden Akteure und Implikationen auf die Übertragungskapazität abgeschätzt werden. Wird dieses Marktverhalten falsch prognostiziert, können Situationen auftreten, bei denen das anvisierte Versorgungssicherheitsniveau des Regelzonenkollektivs verfehlt wird.

Bei Reservierungen von Übertragungskapazität für die regelzonenübergreifende Dimensionierung mittels der ökonomischen Effizienzanalyse ist zu berücksichtigen, dass diese Kapazität weder für gebotszonenübergreifenden Stromhandel noch für die regelzonenübergreifende Beschaffung genutzt werden kann. Eine umfassende Nutzenbewertung muss diese Opportunitätskosten entsprechend berücksichtigen.

2.9.2 Regelzonenübergreifende Beschaffung

Im Gegensatz zur nationalen Regelleistungsbeschaffung kontrahieren Übertragungsnetzbetreiber bei einer regelzonenübergreifenden Beschaffung ebenfalls technische Einheiten zur Regelleistungsbereitstellung, die sich nicht in ihrer eigenen Regelzone befinden. Hierdurch können Inhomogenitäten der national unterschiedlichen hydro-thermischen Kraftwerksparks genutzt und die ökonomisch vorteilhaftesten Einheiten vertraglich gebunden werden. Bei wenig liquiden Märkten kann hierdurch zusätzlich der Wettbewerb zwischen den Anbietern von Regelleistung intensiviert werden, was zu weiterer Kostensenkung führen kann.

Aufgrund der bestehenden und bereits in Abschnitt 2.6.2 geschilderten betrieblichen Wechselwirkungen zwischen parallel an Strom- und Regelleistungsmärkten agierenden Akteuren kann die regelzonenübergreifende Beschaffung mit einem ökonomisch vorteilhafteren Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage verbunden sein. Dies ist dann der Fall, wenn bei einer rein nationalen Beschaffung tendenziell günstige Kraftwerke zur Regelleistungsvorhaltung eingesetzt werden müssen und der Abruf positiver Regelleistung nicht vollständig erfolgt, oder technische Unterschiede innerhalb der Kraftwerksparks genutzt werden.

Zur Verdeutlichung dieses Zusammenhangs sind in Bild 2.8 schematisch die Merit Order-Kurven zweier Länder dargestellt, die die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke anhand ihrer Grenzkosten zur Stromerzeugung festlegen. Kraftwerksbetreiber beider Länder müssen jeweils sowohl eine Stromnachfrage als auch einen Bedarf an positiver Regelleistung bedienen. Land A verfügt über eine günstigere Erzeugungsstruktur als Land B. Bei angenommener Kostenminimierung führt die regelzonenübergreifende Beschaffung in diesem Beispiel dazu, dass die Anbieter von Land A auch die Stromnachfrage in Land B bedienen und gleichzeitig die damit frei gewordenen Kapazitäten in Land B den positiven Regelleistungsbedarf von Land A decken. Solange kein vollständiger Regelleistungsabruf erfolgt, werden die höheren Kosten für die Regelleistungserbringung durch die eingesparten Kosten der Stromnachfragedeckung überkompensiert, wodurch die Systemkosten sinken.

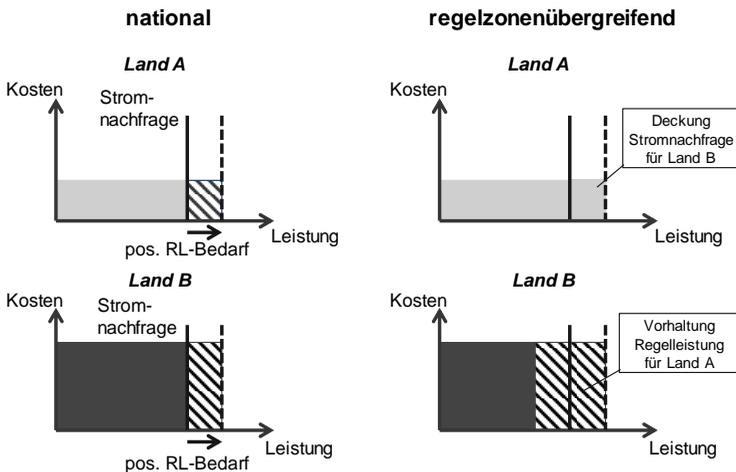


Bild 2.8: Mögliche Synergiepotentiale einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsbeschaffung (schematische Darstellung)

Umgang mit Übertragungskapazität

Bei einer regelzonenübergreifenden Beschaffung kann Übertragungskapazität mittels aller vier Ansätze der Betriebsplanung verwendet werden. Wird ein probabilistischer Ansatz zur Abschätzung der Auslastung gewählt, ist eine Beschaffung von Regelleistung in externen Regelzonen in der Höhe möglich, in der die Übertragungskapazität mit einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit verfügbar ist.

Ein vergleichbarer Mechanismus wird aktuell in Form des sogenannten de-rating bei Kapazitätsmechanismen diskutiert [100, 101].

Je niedriger bei diesem Ansatz das Wahrscheinlichkeitsniveau gewählt wird, desto wahrscheinlicher ist eine zumindest partielle Nichtverfügbarkeit der in externen Regelzonen beschafften Regelleistung und somit die Gefährdung der Versorgungssicherheit. Diese potentielle Nichtverfügbarkeit kann zum Zeitpunkt der Beschaffung abgefangen werden, indem mehr Regelleistung an verschiedenen Orten kontrahiert wird, als dies bei einer rein nationalen Beschaffung der Fall wäre. Neben der Beschaffung zusätzlicher Leistung ist ebenfalls eine erneute kurzfristige Auktion bei Kenntnis der Nichtverfügbarkeit denkbar, mit der die eingeschränkt verfügbare Regelleistung ersetzend beschafft wird. Dieses Vorgehen ist allerdings nur dann praktikabel, wenn die Nichtverfügbarkeit mit einem hinreichend großen zeitlichen Vorlauf vor dem Erfüllungszeitpunkt bekannt ist. Zusätzlich können Übertragungsnetzbetreiber durch korrektive Eingriffe, wie beispielsweise durch ein sogenanntes Countertrading⁸ oder durch Redispatchmaßnahmen, die Verfügbarkeit der Übertragungskapazität gewährleisten und den Transport der Regelenergie ermöglichen.

Im Hinblick auf die Fragestellung dieser Arbeit werden im Zusammenhang mit einer regelzonenübergreifenden Beschaffung sowohl parallele implizite Auktionen (Co-Optimierungsprozess), als auch probabilistische Ansätze sowie eine ex-ante-Reservierung auf Basis einer ökonomischen Effizienzanalyse untersucht.

2.9.3 Saldierung von Leistungsungleichgewichten

Bei der Kooperationsform der Saldierung werden gegenläufige Leistungsungleichgewichte regelzonenübergreifend ausgeglichen und hierdurch zeitgleiche gegenläufige Regelleistungsabrufe vermieden. Die Saldierung wird durchgeführt, bevor das Anforderungssignal an die Regelleistungserbringer gesendet wird. Eine gegenläufige zeitgleiche Aktivierung unterschiedlicher Reservequalitäten ist aufgrund unterschiedlicher Aktivierungszeiten und -dauern dennoch nicht vollständig vermeidbar.

⁸ Von Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Stromhandelsgeschäfte, um gezielt gebotszonenüberschreitende Netzengpässe zu beheben.

Wird die Saldierung zwischen mehr als zwei Regelzonen umgesetzt, können unterschiedliche Saldierungsmöglichkeiten angewendet werden. Bild 2.9 zeigt hierfür eine denkbare Ausgangssituation.

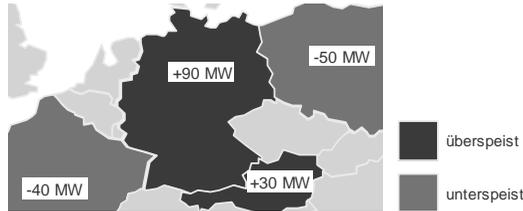


Bild 2.9: Konstellation mit verschiedenen Möglichkeiten der Saldierung

Setzt man ausreichende Übertragungskapazität voraus, kann in dieser Konstellation durch Saldierung ein Abruf positiver Regelleistung in Frankreich und Polen vermieden werden. Es verbleibt ein Ungleichgewicht in Deutschland und Österreich in Höhe von insgesamt +30 MW. Zu welchen Teilen dieses Ungleichgewicht durch den Einsatz von Regelleistung in den Regelzonen ausgeglichen wird, ist nicht eindeutig.

Idealtypisch würden bei der Saldierung die Abrufkosten der beschafften Regelleistung als Saldierungskriterium zu Grunde gelegt und die Aktivierungskosten von Regelleistung minimiert. In der Praxis ist dieses Vorgehen bisher im Regelfall nicht umsetzbar, da die Abrufkosten regelzonenspezifisch unterschiedlich ermittelt werden und in einigen Regelzonen zum Zeitpunkt der Saldierung unbekannt sind. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Regelleistungserbringer eine Vergütung erhalten, die an den Spotmarktpreis angelehnt ist.

In einem Beispiel aus der Praxis berücksichtigt der österreichische Übertragungsbetreiber eine zuvor festgelegte Reihenfolge der externen Regelzonen für die Saldierung und führt zunächst eine Saldierung mit dem slowenischen Übertragungsbetreiber durch. Anschließend werden die verbleibenden Leistungsungleichgewichte in einen erneuten Saldierungsprozess mit weiteren Ländern eingebracht.

Darüber hinaus sind weitere Formen der Saldierung denkbar, die hier nicht weiter aufgeführt werden. In dieser Arbeit wird eine idealtypische Saldierung vorgenommen, so dass die – hier als bekannt vorausgesetzten – Abrufkosten minimiert werden. Dabei wird eine Saldierung auch dann umgesetzt, wenn diese ökonomisch ineffizient ist. Dies ist der Fall, wenn vermiedene Kosten für die Aktivierung positiver Regelleistung die ohne Saldierung eingesparten Kosten bei der Aktivierung negativer Regelleistung unterschreiten. Die Aktivierungskosten negativer Regelleistung können negativ sein und Erlöse darstellen, da bei negativer Regelleistungserbringung zum einen Primärenergiekosten der Kraftwerke eingespart werden und zum anderen Speicherbetreiber die aufgenommene Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder vermarkten können.

Umgang mit Übertragungskapazität

Aufgrund fehlender Planbarkeit der Saldierung wird in der Praxis die nach dem Intradayhandel verfügbare Übertragungskapazität genutzt. Reservierungen von Übertragungskapazität für Zwecke der Saldierung sind zwar denkbar, werden aktuell aber nicht in Betracht gezogen, da diese Kapazität dem Strommarkt entzogen werden müsste.

2.9.4 Regelzonenübergreifender Abruf

Bei einem regelzonenübergreifenden Abruf wird die beschaffte Regelleistung gemäß einer gemeinsamen Merit Order-Liste von den Übertragungsnetzbetreibern abgerufen. Dazu werden die zugeschlagenen Angebote der Regelzonen aufsteigend nach ihren Arbeitspreisen sortiert und in eine gemeinsame Merit Order-Liste überführt. Bild 2.10 verdeutlicht das Prinzip der regelzonenübergreifenden integrierten Merit Order-Liste.

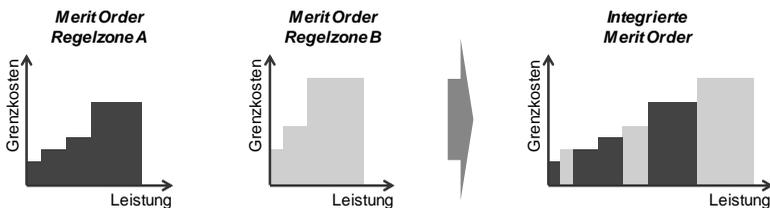


Bild 2.10: Prinzip der integrierten Merit Order-Liste

Diese Form der Kooperation setzt harmonisierte Regelleistungsprodukte voraus. Neben angeglichenen Aktivierungsgeschwindigkeiten und -dauern der Regelleistungsprodukte umfasst dies die Art der Vergütungsermittlung der Regelleistungserbringer, so dass Abrufkosten bereits zum Zeitpunkt der Regelleistungsaktivierung bekannt sind. Die Harmonisierung ist ebenfalls Bestandteil der Guideline Electricity Balancing [22].

Zwar wird in dieser Arbeit die Harmonisierung der Regelleistungsprodukte vorausgesetzt (vgl. Abschnitt 2.2.4), allerdings fallen hierbei in der Praxis Transformationskosten an. Daher wird in der vorliegenden Arbeit eine Indikation gegeben, ob die Kosteneinsparungen eines regelzonenübergreifenden Regelleistungsabrufs die notwendigen Transformationskosten überkompensieren und rechtfertigen können.

Umgang mit Übertragungskapazität

Aufgrund der nur bedingt möglichen Planung von Regelleistungsabrufen wird für den regelzonenübergreifenden Abruf aktuell ausschließlich die nach dem Intradayhandel verfügbare Übertragungskapazität genutzt. Auch wenn eine Reservierung von Übertragungskapazität für einen regelzonenübergreifenden Abruf kosteneffizient sein kann, ist dennoch fraglich und nachfolgend zu überprüfen, ob die Kosteneinsparpotentiale im Vergleich zu anderen Kooperationsformen überwiegen.

2.9.5 Auswirkungen der geografischen Diversifizierung der Regelleistungsvorhaltung auf die Systemsicherheit

Die Kooperationsformen auf dem Gebiet der Beschaffung und Dimensionierung können den Umfang der kontrahierten Regelleistung in einer Region verändern und insbesondere auch reduzieren. Bei einer Intensivierung dieser Kooperationsformen muss eine daraus folgende Beeinträchtigung der regionalen Versorgungssicherheit analysiert werden.

Bei marktbasierter beschaffter Regelleistung können sich die kostengünstigsten Regelleistungserbringer, die zumindest unter perfekten Wettbewerbsbedingungen kontrahiert würden, geografisch inhomogen verteilen. Dieser Effekt kann beispielsweise dann auftreten, wenn geografisch konzentrierte Erzeugungstechnologien, wie alpine Speicherkraftwerke, Regelleistung besonders günstig erbringen. Eine regelzonenübergreifende Beschaffung kann diesen Effekt verstärken und

dazu führen, dass in einigen Regionen die Regelleistungsvorhaltung gegenüber dem Referenzfall deutlich sinkt.

Bei der Dimensionierung kann durch die gegenseitige Auslöschung von Leistungsungleichgewichten und einem regelzonenübergreifenden Abruf der Umfang der notwendigen Regelleistung in einem Regelzonenkollektiv und somit in einer Regelzone deutlich abnehmen. Zudem wird der Ort der verbleibenden notwendigen Regelleistung bei der Dimensionierung technisch optimal unter Berücksichtigung von verfügbarer Übertragungskapazität und des Ortes verbleibender Leistungsungleichgewichte bestimmt. Hierdurch wird ein möglichst wahrscheinlicher Regelenergietransport innerhalb des Kollektivs gewährleistet. Wird keine explizite Reservierung von Übertragungskapazität vorgenommen, wird in importierenden Regelzonen vorrangig positive, in exportierenden Regelzonen vorrangig negative Regelleistung vorgehalten. Hierdurch kann sich ebenfalls die innerhalb einer Region vorzuhaltende Regelleistung gegenüber dem Referenzfall deutlich verringern.

Um einen uneingeschränkten Regelenergietransport in den üblicherweise in der Betriebsplanung berücksichtigten netzseitigen Fehlerfällen zu gewährleisten, kann Übertragungskapazität reserviert werden. Damit wird sichergestellt, dass ein Einsatz der in externen Regelzonen kontrahierten Erbringer nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führt. Mit einer Beeinträchtigung der Systemsicherheit ist gegenüber dem Fall einer national organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung in den üblichen Netzzuständen dann nicht zu rechnen.

Allerdings treten in der Praxis seltene aber mögliche Fehlerfälle auf, die zu einer Systemauftrennung führen können. Dabei teilt sich das Synchrongebiet in separate, zueinander asynchrone Gebiete auf, die sich selbstständig regeln. In derartigen Fällen entstehen durch die Systemauftrennung innerhalb der Teilsysteme augenblickliche Bilanzungleichgewichte in Höhe des Leistungsflusses über die abgeschalteten Betriebsmittel zum Zeitpunkt der Auftrennung. Dieses plötzliche Leistungsungleichgewicht kann die innerhalb der Teilsynchronegebiete vorgehaltene Regelleistung übersteigen, so dass im Grenzfall ein Erzeugungs- oder Lastabwurf nicht vollständig vermieden werden kann. Um den Systembetrieb unmittelbar nach dem Erzeugungs- oder Lastabwurf aufrecht zu erhalten, werden lokale Regelleistungskapazitäten und insbesondere direkt an dem Leistung-Frequenz-Regler angeschlossene Sekundärregelleistung sowie selbstregelnde Primärregelleistung benötigt. Für einzelne Regionen hängt das Niveau der Systemsicherheit

infolgedessen zum Teil von den lokal vorgehaltenen und durch die Prozesse der Dimensionierung und Beschaffung beeinflussten Regelleistung ab.

Aktuell werden in der Praxis Kernanteile vorgeschrieben, die einen relativen Mindestanteil der im eigenen Regelblock vorzuhaltenden Regelleistung festlegen [59]. Kernanteile sollen unter anderem verhindern, dass die Systemsicherheit durch unzureichend lokal vorgehaltene Regelleistung abnimmt. Für die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung beträgt dieser Anteil aktuell jeweils 50 %. Zwar werden in der Praxis Kernanteile ausschließlich im Rahmen der regelzonenübergreifenden Beschaffung vorgeschrieben, aus den oben dargestellten Überlegungen geht aber hervor, dass regional notwendige Regelleistungskapazitäten auch bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung berücksichtigt werden sollten.

In dieser Arbeit wird untersucht, ob eine Vernachlässigung der vorgeschriebenen Kernanteile zu signifikanten Verschlechterungen der Systemsicherheit führt und in welchem Maß Kernanteile das Kosteneinsparpotential begrenzen.

2.9.6 Kombinierte Anwendung der Kooperationsformen

Durch die verschiedenen Kooperationsformen wird mit unterschiedlichen Konzepten eine effizientere Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung angestrebt. Eine Kombination mehrerer Kooperationsformen kann das Effizienzpotential nicht nur steigern, sondern stellt für die sinnvolle Applikation einiger Formen eine notwendige Voraussetzung dar (Tabelle 2.3).

Tabelle 2.3: Kombinationen der Kooperationsformen

	Beschaffung	Abruf	Saldierung
Dimensionierung	o	+	++
Beschaffung		o	+
Abruf	o		++

+ Potentialsteigerung ++ zwingend notwendig o kein wechselseitiger Nutzen

Eine regelzonenübergreifende Dimensionierung setzt eine gleichzeitige Saldierung der Leistungsungleichgewichte voraus. Würde die Saldierung nicht umgesetzt, würden sich die Leistungsungleichgewichte innerhalb des Regelzonenkollektivs nicht gegenseitig auslöschen, wodurch Potentiale der Dimensionierung

nicht vollständig ausgenutzt würden. Zusätzlich kann der Dimensionierungsprozess durch den regelzonenübergreifenden Regelleistungsabruf deutlich effizienter gestaltet werden. Damit würde gleichzeitig sichergestellt, dass die theoretisch mögliche Regelleistungsaushilfe bei nationaler Regelleistungsknappheit ausgeschöpft würde. Die Kombination dieser beiden Kooperationsansätze ist zwar keine Voraussetzung, allerdings würde in Fällen von nationaler Regelleistungsknappheit ohnehin Regelleistungsaushilfe von benachbarten Regelzonen in Anspruch genommen werden. Dabei ist zu erwarten, dass im Rahmen der regelzonenübergreifenden Dimensionierung diese Fälle zunehmen und zum Regelfall werden könnten und sich daher automatisierte Prozesse zum regelzonenübergreifenden Abruf von Regelleistung anbieten.

Auch bei der Beschaffung kann eine Saldierung das Kosteneinsparpotential erhöhen, da Saldierungen die Abrufwahrscheinlichkeiten verringern. Hierdurch können teurere Anlagen zur Bereitstellung der Regelleistung eingesetzt werden und günstigere Anlagen die Stromnachfragedeckung übernehmen.

Um einen regelzonenübergreifenden Abruf sinnvoll anzuwenden, ist ebenfalls eine Saldierung der Leistungsungleichgewichte eine zwingende Voraussetzung. Würde die Saldierung nicht vorgenommen, könnten Konstellationen mit gegenläufigen Abrufen in mehreren Regelzonen nicht ausgeschlossen werden.

In der vorliegenden Arbeit wird eine Saldierung bei der Dimensionierung und dem Abruf jeweils vorausgesetzt. Um die verschiedenen Ansätze der Vergabe von begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität und die damit verbundenen Wechselwirkungen zwischen den Kooperationsansätzen zu bewerten, werden zusätzlich die Kooperationsformen der regelzonenübergreifenden Dimensionierung und der regelzonenübergreifenden Beschaffung verglichen.

3 Verfahren und Modell

3.1 Verfahrensüberblick

3.1.1 Angewendete Verfahren

Die Nutzenbewertung einer regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung erfordert einen Vergleich der verschiedenen Formen der Kooperation von Übertragungsnetzbetreibern sowie jeweils eine Gegenüberstellung mit einer national organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung als Referenz. Wie in Kapitel 2 erläutert, lassen sich diese Kooperationsformen nach der Dimensionierung, der Beschaffung und dem Abruf von Regelleistung sowie der Saldierung von Leistungsungleichgewichten unterteilen. Bei deren Bewertung sind sowohl die Konsequenzen für die Effizienz der Stromversorgung und hier insbesondere die Wechselwirkungen zwischen der Leistungs-Frequenz-Regelung und dem Strommarkt, als auch die Konsequenzen für die Versorgungssicherheit abzubilden. Im Zentrum der Betrachtung steht der Umgang mit begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Handel von Strom und Regelleistung. Um Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit zu bewerten, müssen die geografische Diversifizierung der Regelleistungsvorhaltung sowie Umfang und Häufigkeit von Situationen mit Regelleistungsknappheit ermittelt werden.

In dieser Arbeit werden drei Verfahren zur Bewertung regelzonenübergreifender Kooperationen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung angewendet (Bild 3.1): Mit dem *ersten* Verfahren wird Regelleistung für ein Kollektiv von Regelzonen dimensioniert. Dabei wird verfügbare Übertragungskapazität berücksichtigt und ein Versorgungssicherheitsniveau vorgegeben. Situationen mit Regelleistungsknapp-

heit und damit verbundene Situationen mit Regelleistungsaushilfen werden ermittelt. Zusätzlich können zeitliche Korrelationen und kausale Zusammenhänge abgebildet werden, die sowohl zwischen den Leistungsungleichgewichten der Regelzonen als auch zwischen der verfügbaren Übertragungskapazität bestehen.

Um die Wechselwirkungen zwischen den Regelleistungs- und den Strommärkten zu erfassen, wird im *zweiten* Verfahren eine Simulation der europäischen Elektrizitätsmärkte eingesetzt, die neben der Deckung der Stromnachfrage die Regelleistungsvorhaltung optimiert. Das Verfahren bildet die in Kapitel 2 hergeleiteten und im Rahmen der Einsatzplanung einzuhaltenden technischen und betrieblichen Einsatzbeschränkungen sowie weitere Einsatzmerkmale der an den Elektrizitätsmärkten teilnehmenden Akteure praxisnah ab.

Eine zeitlich hoch aufgelöste Abbildung des Regelleistungsabrufs ist bei der Simulation der Elektrizitätsmärkte rechentechnisch nicht praktikabel. Deshalb wird der Ausgleich von Leistungsungleichgewichten mittels Regelleistungsabruf und Saldierung mit einem *dritten* Verfahren simuliert. Hierbei steht eine ökonomische Bewertung dieser beiden Kooperationsformen im Vordergrund.

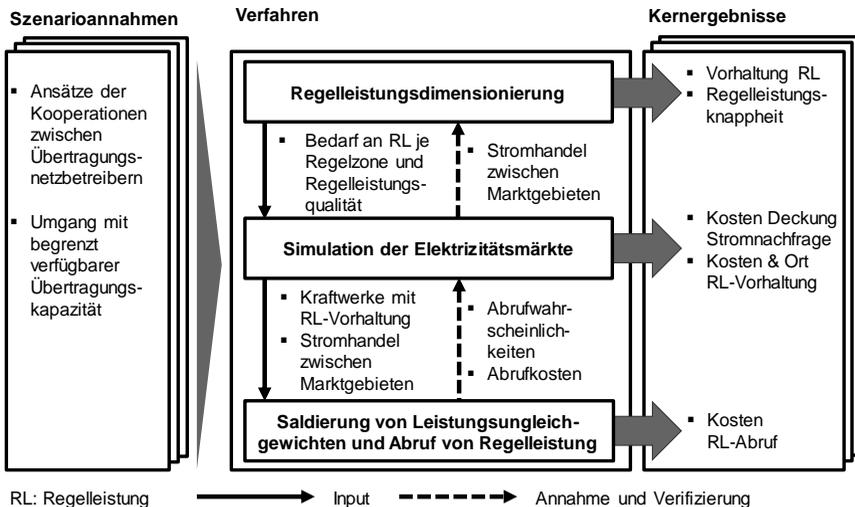


Bild 3.1: Angewendete Verfahren zur Bewertung einer regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung

3.1.2 Kopplung der Verfahren

Zur Beantwortung der hergeleiteten Fragestellung werden die Verfahren sequentiell und rekursiv eingesetzt. In einem ersten Schritt werden verfahrenübergreifend die Szenarioannahmen definiert, die sich zum einen aus verschiedenen Kombinationen der Kooperationsformen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und zum anderen aus unterschiedlichen Ansätzen zum Umgang mit begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität zusammensetzen.

Anschließend folgt die Regelleistungsdimensionierung. Abhängig vom gewählten Ansatz um begrenzt verfügbare Übertragungskapazität zu berücksichtigen, muss bei diesem Verfahren der Stromhandel zwischen den Marktgebieten abgeschätzt werden. Der mit diesem Verfahren ermittelte Regelleistungsbedarf geht in die sich anschließende zweite Stufe der Simulation der Elektrizitätsmärkte ein. Für dieses Verfahren müssen wiederum Annahmen über Abrufwahrscheinlichkeiten und Abrufkosten von Regelleistung getroffen werden, die in der dritten Verfahrensstufe zeitlich hoch aufgelöst simuliert werden. Dazu werden aus der Simulation der Elektrizitätsmärkte die kontrahierten Regelleistungserbringer sowie die sich aus dem Stromhandel ergebende verfügbare Übertragungskapazität übernommen.

Die bei der Regelleistungsdimensionierung getroffenen Annahmen über den Stromhandel sowie die bei der Simulation der Elektrizitätsmärkte getroffenen Annahmen über die Abrufwahrscheinlichkeit und -kosten von Regelleistung müssen anschließend dahingehend validiert werden, dass eine ausreichend hohe Übereinstimmung der Annahmen mit den Ergebnissen der nachgelagerten Verfahrensschritte gegeben ist. Ist die Validierung nicht möglich, müssen die Annahmen angepasst und die Verfahrensschritte erneut durchlaufen werden. Dieses iterative Vorgehen wird solange fortgesetzt, bis die Ergebnisse nachgelagerter Verfahrensschritte die getroffenen Annahmen bestätigen.

Ein Grund für Iterationsbedarf kann darin liegen, dass es als Ergebnis der Regelleistungsdimensionierung im Rahmen der Simulation der Elektrizitätsmärkte zu einem gegenüber den bei der Dimensionierung getroffenen Annahmen deutlich geänderten Stromhandel kommt. Die bei der Regelleistungsdimensionierung betrachtete Verfügbarkeit von Übertragungskapazität würde dann nicht mehr gegeben sein und das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau nicht erreicht wer-

den. Werden bei Anwendung der Simulation der Elektrizitätsmärkte die Abrufwahrscheinlichkeiten und -kosten falsch geschätzt, kann sich das Ergebnis der Elektrizitätsmarktsimulation als ökonomisch suboptimal erweisen, wodurch der gegebenenfalls als Eingangsgröße für die beiden anderen Verfahren verwendete Stromhandel verfälscht wird.

Durch einen szenarioübergreifenden Vergleich der Kernergebnisse anhand von Systemkosten, Regelleistungsumfang, geografischer Verteilung der Regelleistung und Situationen mit Regelleistungsknappheit können die Szenarien anschließend gegenübergestellt werden. Um ökonomische Aussagen zur Regelleistungsdimensionierung generieren zu können, muss die im Rahmen der Dimensionierung ermittelte Bedarfsänderung an Regelleistung mittels der Elektrizitätsmarktsimulation monetär bewertet werden. Dies gilt ebenfalls, wenn für die Regelleistungsdimensionierung Übertragungskapazität reserviert wurde, die begrenzend auf den Fahrplanenergiehandel wirkt und zu Opportunitätskosten führt.

3.2 Dimensionierung von Regelleistung

3.2.1 Verfahrensauswahl

Um den Regelleistungsbedarf zu bestimmen, sind im europäischen Verbundsystem unterschiedliche Verfahren zugelassen (Bild 3.2). Zunächst ist eine Unterscheidung in probabilistische und deterministische Dimensionierungsverfahren möglich. Probabilistische Verfahren lassen sich zusätzlich in statische und dynamische Ansätze untergliedern [102]. Bei dynamischen Ansätzen wird der Regelleistungsbedarf innerhalb des Dimensionierungszeitraums situationsabhängig bemessen, was gegenüber statischen Ansätzen den Vorteil hat, dass sich ändernde Einflussfaktoren innerhalb des Bemessungszeitraums berücksichtigt werden. Nachteilig an diesen Verfahrensansätzen ist der hohe Parametrierungsaufwand und die meist fehlende ausreichend robuste Datenbasis.

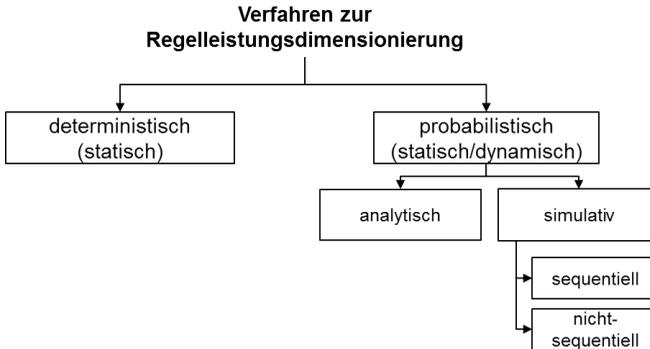


Bild 3.2: Unterteilung der Verfahrensansätze zur Regelleistungsdimensionierung

Sowohl die statischen als auch die dynamischen probabilistischen Bemessungsverfahren lassen sich in analytische und simulative, letztere zusätzlich in sequentielle und nicht-sequentielle Ansätze unterteilen. Bei allen probabilistischen Ansätzen wird das betrachtete System über eine stochastische Abbildung der Ursachen von Leistungsungleichgewichten erfasst. In der Praxis eingesetzte analytische Verfahren, wie das beispielsweise aktuell in Deutschland eingesetzte, leiten aus historischen Zeiträumen eine probabilistische Beschreibung der Ursachen von Leistungsungleichgewichten ab. Analytische Methoden haben den Vorteil, dass sie den Regelleistungsbedarf bei vergleichsweise geringen Rechenzeiten ermitteln können.

Simulative Verfahren bilden das stochastische Verhalten einzelner Ursachen von Leistungsungleichgewichten innerhalb des betrachteten Systems ab. Bei der sequentiellen Modellierung werden zeitkoppelnde Nebenbedingungen und Zustandsübergänge berücksichtigt, was die nicht-sequentielle Modellierung nicht leisten kann. Der Vorteil simulativer Verfahren besteht in der vergleichsweise aufwandsarmen Möglichkeit, das betrachtete System und insbesondere einzelne Komponenten, wie beispielsweise verfügbare Übertragungskapazität, zu verändern und Sensitivitätsrechnungen durchzuführen. Nachteilig ist, dass die Parametrierung genaue Informationen über das Komponentenverhalten sowie über Korrelationen zwischen den Ursachen von Leistungsungleichgewichten voraussetzt. Zusätzlich benötigen diese Simulationen lange Rechenzeiten, insbesondere bei der sequentiellen Modellierung [40].

Die Analyse in Kapitel 2 hat gezeigt, dass bei der Abbildung der Ursachen von Leistungsungleichgewichten Korrelationen und Zeitverläufe betrachtet werden müssen. Im Rahmen der Arbeit wird daher ein simulativer und sequentieller Ansatz gewählt. Aufgrund der fehlenden robusten Datenbasis wird dabei eine statische Bemessung vorgenommen. Bei verbesserter Datenbasis kann das entwickelte Verfahren auch dynamisch eingesetzt werden, wodurch die in der Guideline System Operation angedachte vortägliche Dimensionierung möglich wäre.

3.2.2 Aktuell eingesetzte Verfahren

Aktuell eingesetzte probabilistische Dimensionierungsverfahren zur Bemessung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung sind in ihrer jetzigen Form nicht dazu geeignet, die Verfahrensanforderungen hinsichtlich einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung zu erfüllen (vgl. Abschnitt 1.3). Deren nachfolgende Erläuterung erleichtert jedoch das Verständnis des probabilistischen Dimensionierungsansatzes (Bild 3.3).

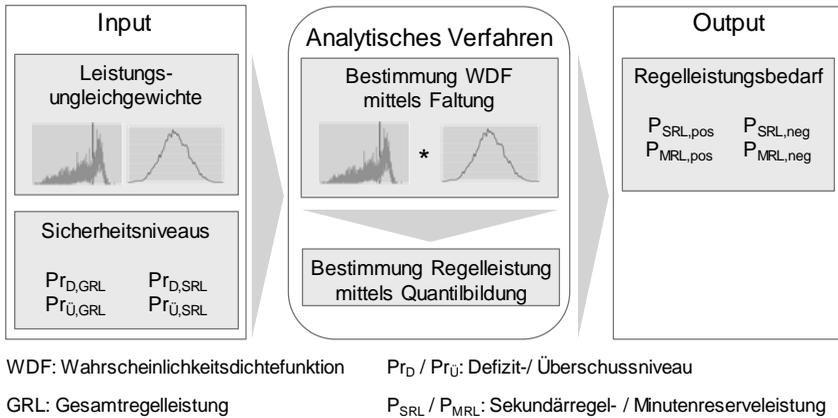


Bild 3.3: Aktuell eingesetzte probabilistische Verfahren zur Regelleistungsdimensionierung - eigene Darstellung nach [50]

Die zuvor analytisch untersuchten Einflüsse der Ursachen von Leistungsungleichgewichten (vgl. Abschnitt 2.3) werden zunächst in individuelle Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDF) überführt. Aus diesen wird mittels der Faltungsme-

thode eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion aller Ursachen bestimmt. Des Weiteren wird eine zweite Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion auf Basis ausschließlich schnell veränderlicher Ursachen und somit für den Sekundärregelungsbedarf relevanter Einflussgrößen ermittelt.

Anschließend wird der Regelleistungsbedarf anhand vorgegebener Sicherheitsniveaus in Form der tolerierten Überschuss- ($Pr_{\bar{U}}$) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D) ermittelt. Diese Gesamtdefizitniveaus werden auf zwei mögliche Regelleistungsdefizitursachen aufgeteilt: Dabei wird zwischen einem Defizit aufgrund nicht ausreichender *Gesamtregelung* (GRL) und einem Defizit aufgrund nicht ausreichender *schneller Regelung* und infolgedessen nicht ausreichender Sekundärregelung unterschieden. Im zweiten Fall steht zwar grundsätzlich ausreichend Regelung zur Verfügung, diese ist aber in Form der Minutenreserveleistung zu langsam, um Leistungsungleichgewichte mit hohen Leistungsgradienten auszugleichen. Die Aufteilung des Defizit- bzw. Überschussniveaus auf diese zwei Defizitursachen stellt ein Freiheitsgrad der Dimensionierung dar.

In Bild 3.4 ist dargestellt, wie anhand der vorgegebenen Defizitniveaus und der mittels Faltung bestimmten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der positive Regelleistungsbedarf ermittelt wird.

Mittels der tolerierten Wahrscheinlichkeit des Gesamtregelungsdefizits $Pr_{D,GRL}$ wird in einem *ersten Schritt* die positive Gesamtregelung bemessen. Dazu wird das Quantil an der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion aller Ursachen bestimmt. Um negative Gesamtregelung zu bestimmen, berücksichtigt man entsprechend das $1-Pr_{\bar{U},GRL}$ -Quantil (in dem Bild nicht dargestellt).

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion schnell veränderlicher Ursachen wird im *zweiten Schritt* beidseitig an den Stellen des zuvor bestimmten Gesamtregelungsbedarfs abgeschnitten. Leistungsungleichgewichte infolge schnell veränderlicher Ursachen, die die zuvor bestimmte Gesamtregelung übersteigen, werden bei der Bemessung nicht weiter betrachtet, sondern den akzeptierten Ungleichgewichten aufgrund nicht ausreichender Gesamtregelung zugeordnet. Die Sekundärregelung kann somit die zuvor bestimmte Gesamtregelung nicht übersteigen, auch wenn für die Wahrscheinlichkeit des Sekundärregelungsdefizits $Pr_{D,SRL}$ der Wert 0 vorgegeben würde. Dieser Beschchnitt der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion umfasst die Zuordnung von Ungleichgewichten, die die Gesamtregelung übersteigen und vermeidet eine Doppelzählung der

Defizitursachen. Analog zu Schritt 1 wird dann mittels Quantilbildung der Sekundärregelleistungsbedarf bestimmt.

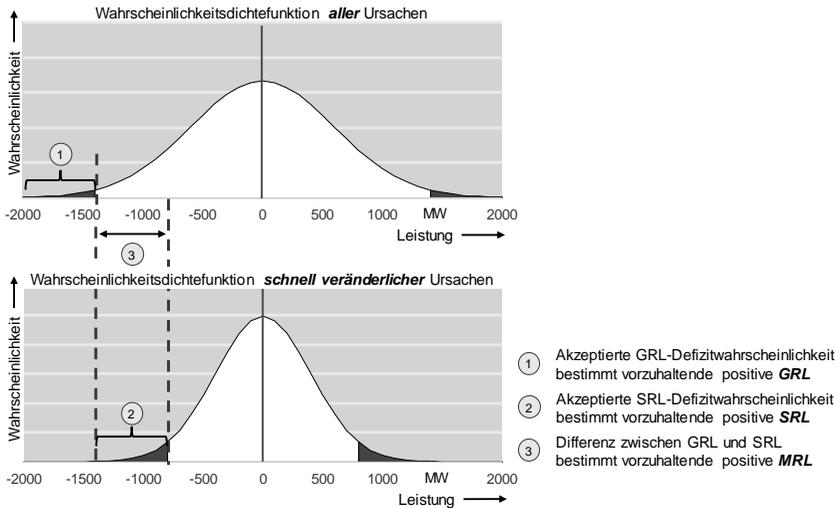


Bild 3.4: Bestimmung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung durch Vorgabe akzeptierter Defizitniveaus

Die Minutenreserveleistung wird in einem *dritten Schritt* durch Differenzbildung zwischen der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung berechnet.

3.2.3 Entwickeltes Verfahren

Zur regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung wird in dieser Arbeit ein simulatives Verfahren eingesetzt, für das ein Teil der benötigten Eingangsdaten aufgrund der gewählten sequentiellen Modellierung in Form von Ganglinien vorliegen muss. Vorbereitend werden daher die Leistungsungleichgewichte unter Berücksichtigung der zeitlichen und kausalen Wechselwirkungen in Ganglinien überführt (Bild 3.5). Dabei wird zum einen zwischen schnell veränderlichen und allen Leistungsungleichgewichten unterschieden. Der heutigen Regelleistungsdimensionierung folgend, wird für die schnell veränderlichen Ungleichgewichte ein Minutenraster, für alle Ungleichgewichte ein viertelstündliches Zeit-

raster gewählt. Zudem wird für jede Grenze die verfügbare Übertragungskapazität unter Berücksichtigung von Korrelationen über eine Ganglinie abgebildet. Aufgrund des aktuell stündlich durchgeführten gebotszonenübergreifenden Stromhandels wird dieses Zeitraster ebenfalls in dieser Untersuchung berücksichtigt, um verfügbare Übertragungskapazität abzubilden.

Zur Erstellung der Ganglinien wird auf zeitgleiche historische Leistungsungleichgewichte mehrerer Regelzonen im Minutenraster zurückgegriffen, wodurch Korrelationen zwischen den Ursachen von Leistungsungleichgewichten auch regelzonenübergreifend erfasst werden. Verfügbare Übertragungskapazität wird mithilfe bilateral definierter Netzkapazitäten in Form der Net Transfer Capacities (vgl. Abschnitt 2.2) und des Stromhandels bestimmt.

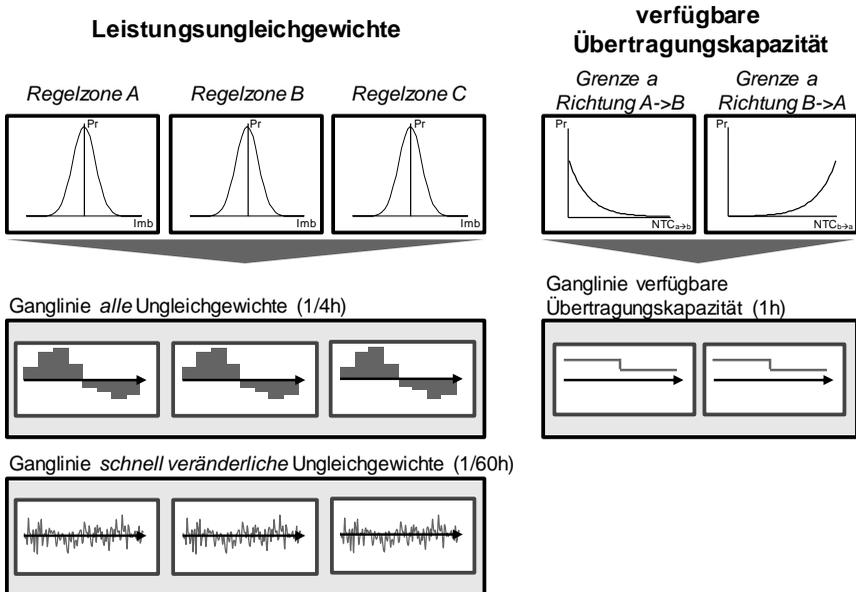


Bild 3.5: Bestimmung von Ganglinien der Leistungsungleichgewichte und der verfügbaren Übertragungskapazität

Die Übertragungskapazität für die regelzonenübergreifend organisierte Regelleistungsdimensionierung kann mittels eines probabilistischen Ansatzes und einer festen Reservierung abgebildet werden (vgl. Abschnitt 4.3.3). Zusätzlich ist eine

Kombination beider Ansätze möglich, bei der neben der reservierten Kapazität zusätzlich der Stromhandel abgeschätzt wird. Dabei wird, beispielsweise durch Einsatz der Elektrizitätsmarktsimulation, berücksichtigt, dass Reservierungen zu veränderten Stromhandel und somit zu veränderten probabilistischen Verfügbarkeiten führen können.

Im Anschluss an die Aufbereitung der Eingangsdaten wird das in Bild 3.6 dargestellte Verfahren eingesetzt, das auf folgendem vierstufigen Ansatz beruht:

- Nationale Regelleistungsdimensionierung
- Bestimmung des möglichen Umfangs der Regelleistungsaushilfe
- Filterung der Leistungsungleichgewichte
- Regelzonenübergreifende Regelleistungsdimensionierung

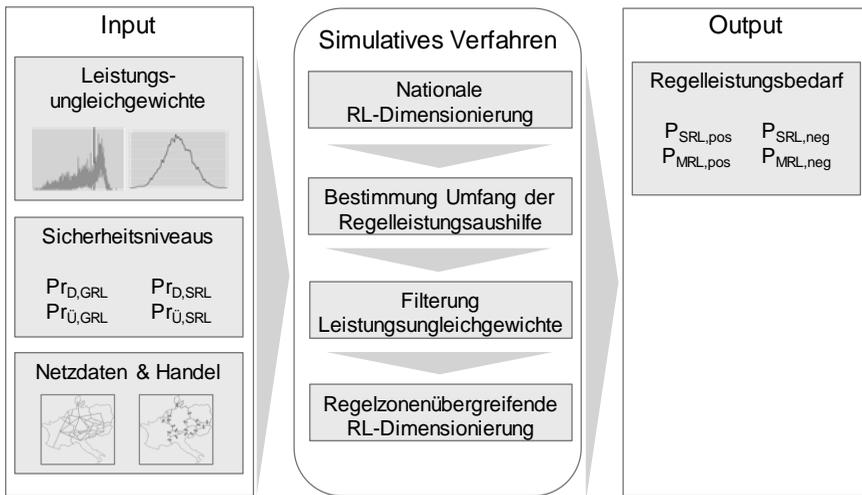


Bild 3.6: Überblick über das eingesetzte Verfahren zur regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung

Nationale Regelleistungsdimensionierung

Im *ersten* Verfahrensschritt wird für jede Regelzone eine nationale Regelleistungsdimensionierung vorgenommen. Um eine eindeutige Referenz für den Vergleich mit einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung zu haben, wird dabei ab-

weichend von den unterschiedlichen nationalen Praktiken systemweit eine probabilistische Bemessungsmethode entsprechend der heute in Deutschland praktizierten Vorgehensweise unterstellt. Als Ergebnis liegen für jede Regelzone jeweils die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen auf Basis aller und schnell veränderlicher Ursachen sowie die zur Erfüllung des nationalen Versorgungssicherheitsniveaus notwendige Regelleistungsvorhaltung vor.

Bestimmung des möglichen Umfangs der Regelleistungsaushilfe

Im *zweiten* Schritt wird die bei entsprechender Vorhaltung mögliche regelzonenübergreifende Regelleistungsaushilfe bei nationaler Regelleistungsknappheit bestimmt (vgl. Abschnitt 2.9.1). Dazu wird angenommen, dass Übertragungsnetzbetreiber in ihrer eigenen Regelzone nicht benötigte Regelleistung vollständig benachbarten Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stellen. Das kann in der Praxis durch einen regelzonenübergreifenden Abruf automatisch erfolgen. Somit wird der Ausgleich der Leistungsungleichgewichte innerhalb eines Regelzonenkollektivs simuliert. Dabei wird insbesondere analysiert, inwiefern Leistungsungleichgewichte ausgeglichen werden können, die die jeweils nationalen Regelleistungsvorhaltungen der Regelzonen übersteigen. Unter der Bedingung, dass ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung steht, kann dafür auf noch freie Regelleistung in externen Regelzonen zurückgegriffen werden. Ansonsten würden Situationen mit Regelleistungsknappheit bestehen, die beispielsweise durch direkte Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise ausgeglichen werden können.

Um die mögliche Regelleistungsaushilfe zu bestimmen, werden alle Regelzonen integriert betrachtet, um sowohl verfügbare Übertragungskapazität als auch freie und nicht bereits für den eigenen Bedarf genutzte Regelleistung zu ermitteln. Dieser Zusammenhang ist in Bild 3.7 anhand exemplarischer Zahlen und der Annahme stochastischer Unabhängigkeit des Auftretens der Ereignisse dargestellt.

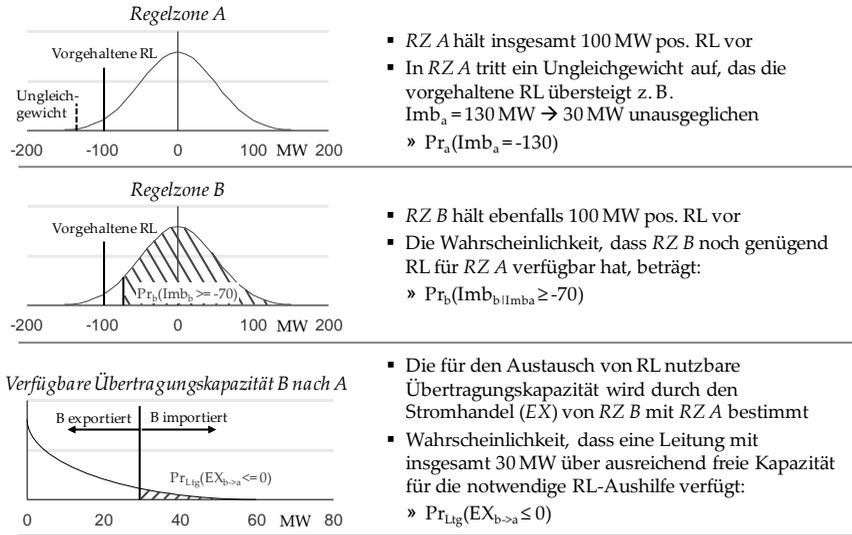


Bild 3.7: Beispiel für einen regelzonenübergreifenden Regelleistungsaustausch von Regelzone B nach Regelzone A bei Regelleistungsknappheit in Regelzone A

Bei vorgegebener Regelleistungsvorhaltung kann die optimale, zur Minimierung von Regelleistungsknappheit führende Aushilfe als lineares Optimierungsproblem behandelt werden. Dessen Zielfunktion besteht in der Minimierung von Regelleistungsknappheit in Form der Leistung n . Dabei wird zwischen dem Ausgleich positiver p und negativer n schneller (SRL) und länger andauernder Ungleichgewichte (GRL) für jeden Zeitpunkt t und jede Regelzone RZ unterschieden.

$$\min z = \sum_{\forall RZ,t} [n_{RZ,t}^{p,GRL} + n_{RZ,t}^{n,GRL} + n_{RZ,t}^{p,SRL} + n_{RZ,t}^{n,SRL}] \quad (3.1)$$

Alle Variablen des Problems liegen im positiven Wertebereich.

Als Nebenbedingung müssen für alle Zeitpunkte t die Leistungsungleichgewichte einer Regelzone mit Regelleistung p^{RQ} je Regelleistungsqualität (RQ) oder sonstigen Maßnahmen bei Regelleistungsknappheit ausgeglichen werden, wie in Formel 3.2 dargestellt. Dabei ist ein Austausch von Regelleistung RL mit benachbarten Regelzonen möglich, wobei $Im_{j \rightarrow i}$ als Importe von Regelzone i aus j und $Ex_{i \rightarrow j}$

entsprechend als Exporte definiert werden. Die Leistung der aktivierten Minutenreserve ist über den Aktivierungszeitraum von 15 Minuten konstant. Schnell veränderliche Leistungsungleichgewichte können ausschließlich durch Sekundärregelung ausgeglichen werden. Die ermittelten Im- und Exporte entsprechen der möglichen Inanspruchnahmen von Regelleistungsaushilfen von benachbarten Regelzonen oder durchgeführten Saldierungen von Leistungsungleichgewichten.

$$\begin{aligned} \text{Imb}_{RZ,t}^{\text{GRL}} = & p_{RZ,t}^{\text{SRL,p}} + p_{RZ,t}^{\text{MRL,p}} - p_{RZ,t}^{\text{SRL,n}} - p_{RZ,t}^{\text{MRL,n}} + \sum_{\forall j} \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{\text{GRL}} \\ & - \sum_{\forall j} \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{\text{GRL}} + n_{RZ,t}^{\text{p,GRL}} - n_{RZ,t}^{\text{n,GRL}} \end{aligned} \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \text{Imb}_{RZ,t}^{\text{SRL}} = & p_{RZ,t}^{\text{SRL,p}} - p_{RZ,t}^{\text{SRL,n}} + \sum_{\forall j} \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{\text{SRL}} - \sum_{\forall j} \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{\text{SRL}} \\ & + n_{RZ,t}^{\text{p,SRL}} - n_{RZ,t}^{\text{n,SRL}} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Der Austausch von Regelleistung zwischen den Regelzonen wird durch die zum Zeitpunkt t verfügbare Übertragungskapazität NTC begrenzt. Dabei kann NTC den Wert 0 annehmen, falls zum Zeitpunkt t keine Kapazität verfügbar ist, da beispielsweise Stromhandelsgeschäfte die physikalische Kapazität bereits ausgeschöpft haben. Durch die Formel 3.4 können alle oben eingeführten Modelle der Abbildung von Übertragungskapazitätsverfügbarkeit modelliert werden.

$$\text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{\text{MRL}} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{\text{MRL}} + \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{\text{SRL}} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{\text{SRL}} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,t} \quad (3.4)$$

Der Regelleistungsabruf ist für jede Regelleistungsqualität (RQ) durch die vorgehaltene und in Schritt 1 dimensionierte Regelleistung $P^{RQ,dim}$ begrenzt.

$$P_{RZ,t}^{RQ} \leq P_{RZ}^{RQ,dim} \quad (3.5)$$

Filterung der Leistungsungleichgewichte

Im *dritten* Schritt werden die Leistungsungleichgewichte gefiltert. Dies ist notwendig, um für jede Regelzone ein individuelles Sicherheitsniveau vorzugeben. Hierzu wird das Ergebnis des zweiten Schritts übernommen und für jede Regelzone je eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für schnell veränderliche und für alle Ursachen von Leistungsungleichgewichten erzeugt. Dabei wird zwischen

dem Ausgleich von Ungleichgewichten durch eigene Regelleistung, durch Regelleistung aus benachbarten Regelzonen und durch sonstige Maßnahmen bei Regelleistungsknappheit differenziert (Bild 3.8).

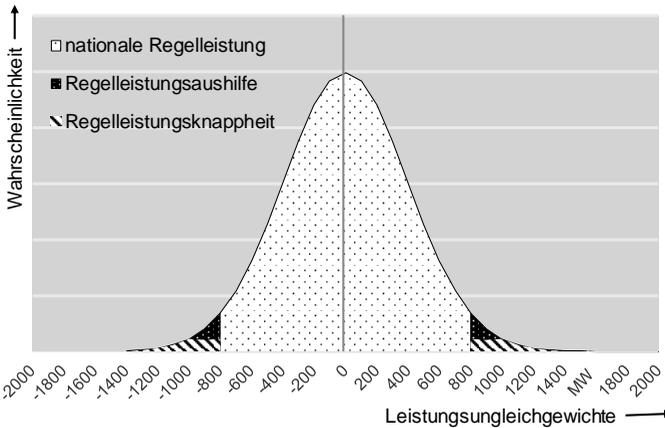


Bild 3.8: Beispiel einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion sowie Darstellung des Ausgleichs von Leistungsungleichgewichten einer Regelzone

Dabei werden Leistungsungleichgewichte ausgewählt, die im anschließenden vierten Schritt der regelzonenübergreifenden Dimensionierung weiter betrachtet werden. Sonstige Ungleichgewichte sind für den weiteren Prozess der regelzonenübergreifenden Dimensionierung nicht von Belang. Dies umfasst mindestens Ungleichgewichte, die bereits beim zweiten Schritt nicht durch Regelleistungsaushilfe ausgeglichen werden konnten und Situationen mit Regelleistungsknappheit darstellen.

Um das Sicherheitsniveau bei einer regelzonenübergreifenden gegenüber der nationalen Dimensionierung beizubehalten, muss Regelleistungsaushilfe weiterhin ermöglicht werden. Die Wahl der Sicherheitsniveaus stellt wie bei der nationalen Bemessung einen Freiheitsgrad dar.

In Bild 3.9 wird exemplarisch eine Filterung von Leistungsungleichgewichten dargestellt. In diesem Beispiel werden die durch Regelleistungsaushilfe ausgeglichene Leistungsungleichgewichte weiterhin mitberücksichtigt, wodurch beste-

hende Versorgungssicherheitsniveaus der beiden Regelzonen beibehalten werden. Das Ungleichgewicht bei Regelleistungsknappheit wird bis zu dem Leistungsanteil gefiltert, zu dessen Höhe es nicht ausgeglichen werden konnte.

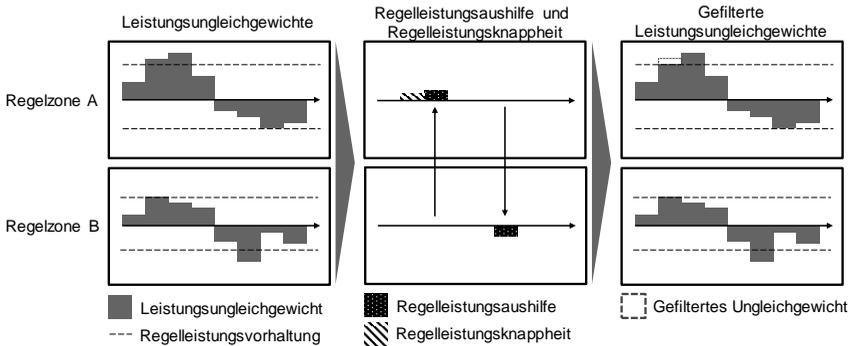


Bild 3.9: Darstellung der Filterung von Leistungsungleichgewichten

Regelzonenübergreifende Dimensionierung

Auf Basis der gefilterten Leistungsungleichgewichte wird im *vierten* Schritt eine optimierte regelzonenübergreifende Regelleistungsdimensionierung vorgenommen. Dabei wird für die betrachteten Regelzonen die zum Ausgleich der Ungleichgewichte notwendige Regelleistung sowohl in ihrer Höhe bestimmt als auch geografisch unter Berücksichtigung von verfügbarer Übertragungskapazität optimal verteilt. Diese Aufgabe kann wiederum als lineares Optimierungsproblem formuliert werden, dessen Ziel in der Minimierung der summarischen Regelleistungsbedarfe über alle Regelzonen besteht. Aufgrund des verwendeten statischen Bemessungsansatzes ist $p^{RQ,dim}$ über den betrachteten Dimensionierungszeitraum konstant. Im Falle verbesserter Datenverfügbarkeit könnte das Verfahren auch für eine situationsabhängige Dimensionierung angewendet werden und den Regelleistungsbedarf beispielsweise einzelner Zeitscheiben bemessen.

$$\min z = \sum_{\forall RZ,RQ} p_{RZ}^{RQ,dim} \quad (3.6)$$

Bei Kenntnis durchschnittlicher spezifischer Kosten der Regelleistungsqualitäten je Regelzone kann die Zielfunktion um diese zu 3.7 erweitert werden.

$$\min z = \sum_{\forall RZ,RQ} (k_{RZ}^{RQ} \cdot p_{RZ}^{RQ,dim}) \quad (3.7)$$

Als Nebenbedingung muss für jede Regelzone und jeden Zeitpunkt die Summe aus Regelleistungsvorhaltung in der eigenen Zone und Austauschsaldo aus Regelleistungsim- und -exporten mindestens so groß wie die Leistungsungleichgewichte nach Filterung Imb_{cl} sein. Dabei wird zwischen positiver und negativer Regelleistung und zwischen Sekundärregel- und Minutenreserveleistung unterschieden. Die Sekundärregelleistung wird ausschließlich mittels der Ungleichgewichte schnell veränderlicher Ursachen bemessen. Für die Bemessung der Gesamtregelleistung werden alle Ungleichgewichte berücksichtigt. Vereinfacht werden im Folgenden lediglich die Formeln für die Gesamtregelleistung dargestellt.

$$\begin{aligned} Imb_{RZ,t}^{cl} \leq & p_{RZ}^{SRL,p,dim} + p_{RZ}^{MRL,p,dim} + \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} - \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} \\ & + \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} - \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} Imb_{RZ,t}^{cl} \geq & -p_{RZ}^{SRL,n,dim} - p_{RZ}^{MRL,n,dim} - \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} + \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} \\ & - \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} + \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Der Austausch wird zu jedem Zeitpunkt von der verfügbaren Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen begrenzt.

$$Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} - Im_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} + Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} - Im_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,t} \quad (3.10)$$

Durch diese Optimierung wird für die betrachteten Regelzonen ein Minimum aus mindestens erforderlicher Regelleistung bestimmt, das für den Ausgleich der Leistungsungleichgewichte benötigt wird. Diese Regelleistung kann sich geografisch inhomogen auf die verschiedenen Regelzonen verteilen und für eine einzelne Regelzone das Niveau einer nationalen Dimensionierung sowohl über- als auch

untersteigen. Diese Effekte können auftreten, wenn einzelne Gebotszonen, in denen sich die Regelzonen befinden, keine jährlich ausgeglichene Stromhandelsbilanz aufweisen, sondern Netto-Importeur oder -Exporteur sind, oder besonders kostengünstig Regelleistung vorhalten können. Dabei wird positive Regelleistung vorrangig in importierenden, negative Regelleistung demgegenüber in exportierenden Zonen vorgehalten. Durch folgende optionale Nebenbedingungen kann für jede Regelzone ein Kernanteil, und somit ein Leistungsband vorgegeben werden, innerhalb dessen die vorgehaltene Regelleistung jeweils liegen muss.

$$p_{Rz}^{RQ,dim,min} \leq p_{Rz}^{RQ,dim} \leq p_{Rz}^{RQ,dim,max} \quad (3.11)$$

3.3 Simulation der Elektrizitätsmärkte

3.3.1 Verfahrensauswahl

Um Energiemärkte praxisnah zu modellieren, werden in der Wissenschaft Ansätze des Operations Research eingesetzt. Die für diese Arbeit relevanten Optimierungsansätze sind in Bild 3.10 dargestellt sind.

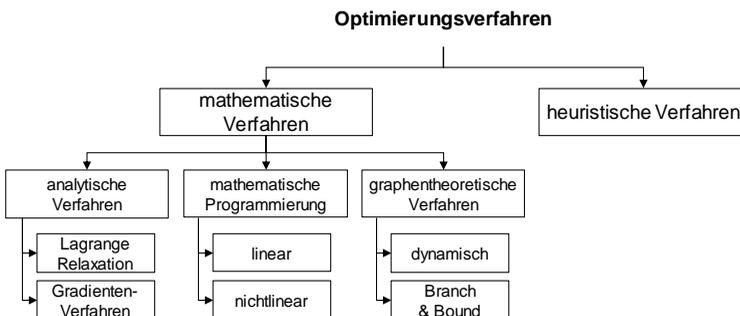


Bild 3.10: Unterteilung unterschiedlicher Ansätze des Operations Research - eigene Darstellung nach [84, 120, 121]

Die Optimierungsverfahren des Operations Research untergliedern sich in mathematische und heuristische Verfahren. Heuristische Verfahren werden vorrangig bei komplexen Entscheidungs- und Optimierungsproblemen eingesetzt, um Näherungslösungen zu finden. Bei diesen Verfahren ist eine optimale Lösung nicht

gewährleistet. Die mathematischen Verfahren lassen sich in analytische und graphentheoretische Verfahren und Ansätze der mathematischen Programmierung untergliedern. All diese Verfahren werden erfolgreich zur Beantwortung von Fragestellungen bei Elektrizitätsmarktsimulationen eingesetzt. Für die Modellierung von Einsatzentscheidungen haben sich lineare und gemischt-ganzzahlig lineare Optimierungsmodelle als geeignet erwiesen [122]. Zur Simulation der Elektrizitätsmärkte werden in dieser Arbeit daher diese beiden Methoden in Kombination mit einem Branch & Bound-Algorithmus gewählt.

3.3.2 Bestehendes Verfahren

Zur Simulation der Elektrizitätsmärkte wird auf ein bereits bestehendes Markt-simulationsverfahren zurückgegriffen [123]. Zwar ist das Verfahren in seiner vorliegenden Form nicht in der Lage, die anfangs aufgezeigten Anforderungen zur Bewertung einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsbeschaffung zu erfüllen (vgl. Abschnitt 3.1.1), die hierfür notwendigen Erweiterungen konnten aber vorgenommen werden. Wie bei Fundamentalmarktmodellen für das Stromversorgungssystem üblich, wird beim bestehenden Modell ein vollkommener Markt als mikroökonomische Annahme zu Grunde gelegt. Dieser unterstellt eine vollständige Informationstransparenz sowie ein rationales Agieren aller Marktteilnehmer ohne strategisches Verhalten. Ziel ist die Minimierung der Systemkosten, die sich insbesondere aus den Stromerzeugungskosten der Kraftwerke ergeben. Als Nebenbedingung müssen Stromnachfragen der betrachteten Länder mittels Kraftwerksparks bei Einhaltung von Netzrestriktionen gedeckt werden. Diese Aufgabe wird als lineares Optimierungsproblem formuliert.

Aufgrund der gewählten linearen Problemformulierung sind Betriebszustände der Kraftwerke und damit verbundene technische und betriebliche Restriktionen nicht praxisnah zu erfassen. Zudem werden Regelleistungsmärkte nicht modelliert, woraus sich entsprechender Erweiterungsbedarf ableitet.

3.3.3 Entwickeltes Verfahren

Zur Abbildung der Elektrizitätsmärkte und -systeme wird in dieser Arbeit das in Bild 3.11 dargestellte neu entwickelte Verfahren eingesetzt.

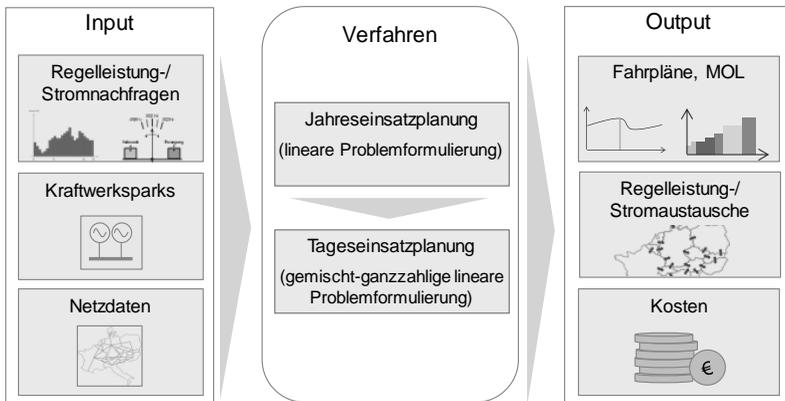


Bild 3.11: Entwickelte Verfahren zur Simulation der Elektrizitätsmärkte

Das entwickelte Verfahren basiert auf einem zweistufigen Ansatz: Zunächst wird mittels einer linearen Problemformulierung eine *Jahreseinsatzplanung* vorgenommen. Dabei wird das betrachtete System über den gesamten Zeitraum stündlich simuliert. Im Fokus dieser Jahreseinsatzplanung steht die Erfassung saisonaler Einflüsse wie natürliche Zuflüsse alpiner Speicher, Dargebot von Wind und Sonne und unterschiedliche Stromnachfrageniveaus sowie das daraus folgende saisonal unterschiedliche Akteursverhalten, insbesondere der Speicher- und Pumpspeicherbetreiber.

Anschließend wird eine *Tageseinsatzplanung* für mehrere zusammenhängende Tage simuliert. Die Berechnung erfolgt über den Betrachtungszeitraum zeitlich rollierend unter Verwendung einer gemischt-ganzzahligen linearen Problemformulierung (GGLP). Durch den Übergang auf eine gemischt-ganzzahlige lineare Problemformulierung können die technischen und betrieblichen Restriktionen der an Elektrizitätsmärkten teilnehmenden Einheiten praxisnah erfasst werden. Im Vergleich zur Jahreseinsatzplanung sind die Eingangsdaten mit Ausnahme der Speicherfüllstände unverändert. Letztere werden für den jeweiligen Endzeitpunkt der Tageseinsatzplanung aus der Jahreseinsatzplanung übernommen.

Dieser zweistufige Ansatz ist notwendig, da eine gemischt-ganzzahlige lineare Problemformulierung für ein Jahr zwar mathematisch umsetzbar, aber aktuell rechnergestützt nicht praktikabel lösbar ist. Eine ausschließlich rollierende Tages-

einsatzplanung würde saisonale Einflüsse und die daraus resultierenden Entscheidungen einiger Akteure, und hier insbesondere der Speicherbetreiber, nicht praxisnah erfassen. Eine auf linearer Problemformulierung basierende Jahreseinsatzplanung ist hingegen aufgrund der fehlenden Möglichkeit, die Betriebszustände der Kraftwerke abzubilden, für die hier vorliegende Fragestellung nicht geeignet.

In dieser Arbeit wird daher bei dem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem der Tageseinsatzplanung ein Zerlegungsansatz eingesetzt. Zerlegungsansätze teilen das Optimierungsproblem in einzelne Teilprobleme auf, die aufgrund der geringeren Problemgröße schneller optimiert werden können [124]. Zerlegungsansätze haben den Nachteil, dass ihr Einsatz mit einem Optimalitätsverlust verbunden sein kann. Grundsätzlich bieten sich zwei Zerlegungsverfahren an: Eine Zerlegung im System- und im Zeitbereich. Wird der Systembereich in Teilprobleme zerlegt, werden statt des Gesamtsystems lediglich Unterprobleme, wie beispielweise der Einsatz einzelner Kraftwerksgruppen, geschlossen gelöst. Dabei können allerdings keine Wechselwirkungen mit Systemkomponenten abgebildet werden, die dem Teilproblem nicht angehören, was bei Zerlegungen im Zeitbereich wiederum möglich ist. In dieser Arbeit wurde deshalb eine Zerlegung im Zeitbereich vorgenommen, die in Bild 3.12 dargestellt ist. Mit einer Zerlegung im Zeitbereich ist es zudem möglich, Unsicherheiten, zum Beispiel bei dargebotsabhängigen Energien, zu erfassen, indem exogen vorgegebene Eigenschaften des optimierten Systems zwischen der Jahres- und Tageseinsatzplanung variiert werden. Bei Betrachtung von Unsicherheiten ist es dabei üblich, rekursiv die Jahreseinsatzplanung mit entsprechend verringertem Optimierungszeitraum zu berechnen, um mögliche Akteursentscheidungen im Jahresverlauf abzubilden.

Neben den Abhängigkeiten zwischen der Jahres- und der Tageseinsatzplanung bestehen zusätzlich Abhängigkeiten zwischen den Teilproblemen der Tageseinsatzplanung. Hierzu zählen vorrangig zeitkoppelnde Nebenbedingungen, wie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten oder Speicherfüllstandsrestriktionen. Damit Lösungen der Teilprobleme nicht zu unzulässigen Zuständen im gesamten Optimierungszeitraum führen, wird eine zeitlich überlappende Optimierung der Teilprobleme vorgenommen. In das Endergebnis wird lediglich der sich nicht überlappende Teil übernommen.

Um die Abhängigkeit des Endergebnisses des Optimierungsproblems von den exogen vorgegebenen Randbedingungen, insbesondere zu Beginn und zum Ende

des Optimierungszeitraum, zu minimieren, kann der Optimierungszeitraum größer gewählt werden, als der im Fokus der Betrachtungen liegende Zeitraum. Bei einem Optimierungszeitraum über ein Jahr könnten zum Beispiel 13 Monate simuliert werden.

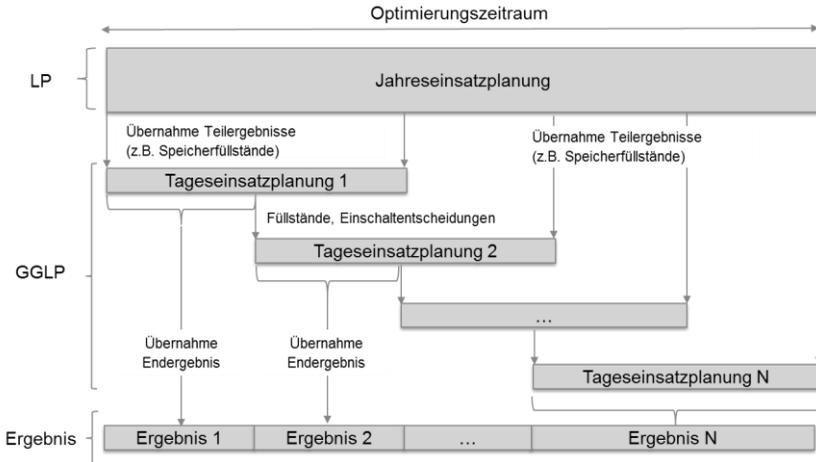


Bild 3.12: In dieser Arbeit eingesetzter Zerlegungsansatz

Im Folgenden werden die mathematischen Problemformulierungen der Simulation der Elektrizitätsmärkte, getrennt für Jahres- und Tageseinsatzplanung, vorgestellt.

3.3.3.1 Jahreseinsatzplanung

Zielfunktion

Ziel der Jahreseinsatzplanung ist die Minimierung der Systemkosten aller Marktgebiete bzw. Regelzonen zu allen Zeitpunkten t . Kosten fallen bei der Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke (KW) zur Stromnachfragedeckung (FP) und beim Regelleistungsabruf (RA) an. Aufgrund vermiedener Brennstoffkosten sind diese bei der Erbringung negativer Regelleistung negativ. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Opportunitätskosten für die Abregelung dargebotsabhängiger Stromerzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energien (EE) zur Regelleistungserbringung anzusetzen. Diese Kosten fallen bei der Vorhaltung (RV) positiver Re-

gelleistung bzw. bei der Erbringung negativer Regelleistung an. Wie in der Analyse in Kapitel 2 beschrieben, sind Fixkosten für die Energieeinsatzplanung nicht relevant.

$$\begin{aligned} \min z = & \sum_{\forall KW,t} [k_{KW}^{FP,RL} \cdot (p_{KW,t}^{FP} + p_{KW,t}^{RA,p} - p_{KW,t}^{RA,n})] \\ & + \sum_{\forall EE,t} [p_{EE,t}^{RV,p} \cdot k_{EE}^{RV,p} - p_{EE,t}^{RA,p} \cdot k_{EE}^{RA,p} + p_{EE,t}^{RA,n} \cdot k_{EE}^{RA,n}] \end{aligned} \quad (3.12)$$

Stromnachfragedeckung

Zu jedem Zeitpunkt muss die Stromnachfrage einer Regelzone ($P_{RZ,t}^{Last}$) über den Einsatz von Kraftwerken, Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und Speichern gedeckt werden. Bei Letzteren ist zwischen Turbine (Tu) und Pumpe (Pu) zu unterscheiden. Zusätzlich ist ein Stromaustausch mit anderen Regelzonen möglich.

$$\begin{aligned} P_{RZ,t}^{Last} = & \sum_{\forall KW} p_{KW,RZ,t}^{FP} + \sum_{\forall Tu} p_{Tu,RZ,t}^{FP} - \sum_{\forall Pu} p_{Pu,RZ,t}^{FP} \\ & + \sum_{\forall EE} p_{EE,RZ,t}^{FP} + \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{FP} - \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{FP} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Regelleistungsvorhaltung

Für jede Regelzone muss ausreichend Regelleistung je Regelleistungsprodukt vorgehalten werden ($P_{RZ,t}^{RV}$). Dazu ist eine Vorhaltung in technischen Anlagen innerhalb einer Regelzone sowie Handel mit anderen Regelzonen zulässig. Falls verfügbare Übertragungskapazität nicht exakt bekannt ist, sondern probabilistisch abgeschätzt wird, kann für im Ausland beschaffte Regelleistung ein grenzspezifischer Sicherheitsabschlag δ_{DR} berücksichtigt werden. Bei gleichzeitiger Begrenzung der grenzüberschreitend gehandelten Regelleistung ist es damit möglich, potentielle Prognosefehler der verfügbaren Übertragungskapazität zu berücksichtigen. Gleichung 3.14 ist für positive und negative Regelleistung unterschiedlicher Regelleistungsqualität anzusetzen.

$$\begin{aligned} P_{RZ,t}^{RV} = & \sum_{\forall KW} p_{KW,RZ,t}^{RV} + \sum_{\forall Tu} p_{Tu,RZ,t}^{RV} + \sum_{\forall Pu} p_{Pu,RZ,t}^{RV} \\ & + \sum_{\forall EE} p_{EE,RZ,t}^{RV} + \delta_{DR} \cdot \sum_{\forall j} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{RV} - \sum_{\forall j} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{RV} \end{aligned} \quad (3.14)$$

Je Regelzone können Kernanteile $p_{RZ,t}^{RV,min}$ vorgegeben werden, wenn ein Teil des Regelleistungsbedarfs zwingend in der eigenen Regelzone vorgehalten werden soll. Dieser Anteil ist für jede Regelleistungsqualität variierbar.

$$p_{RZ}^{RV,min} \leq \sum_{\forall KW} p_{KW,RZ,t}^{RV} + \sum_{\forall Tu} p_{Tu,RZ,t}^{RV} + \sum_{\forall Pu} p_{Pu,RZ,t}^{RV} + \sum_{\forall EE} p_{EE,RZ,t}^{RV} \quad (3.15)$$

Regelleistungsabruf

Im Falle eines Regelleistungsabrufs (RA) müssen Einheiten Regelleistung erbringen, die diese auch vorhalten. Formel 3.17 gilt entsprechend für alle technischen Einheiten und Regelleistungsqualitäten.

$$p_{RZ,t}^{RA} = \sum_{\forall KW} p_{KW,RZ,t}^{RA} + \sum_{\forall Tu} p_{Tu,RZ,t}^{RA} + \sum_{\forall Pu} p_{Pu,RZ,t}^{RA} + \sum_{\forall EE} p_{EE,RZ,t}^{RA} + \sum_{\forall j} \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{RA} - \sum_{\forall j} \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{RA} \quad (3.16)$$

$$p_{KW,Tu,Pu,EE,t}^{RA} \leq p_{KW,Tu,Pu,EE,t}^{RV} \quad (3.17)$$

Ein regelzonenübergreifender Regelleistungsabruf wird durch die in externen Regelzonen vorgehaltene Regelleistung limitiert.

$$\text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{RA} \leq \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{RV} \quad (3.18)$$

Durch diese Formeln wird ein Abruf nach Merit Order-Liste beschrieben. Darüber hinaus lässt sich ein Abruf pro-rata simulieren. Für jede Regelleistungsqualität sind unterschiedlich hohe Abrufe je Zeitpunkt möglich. $\alpha_{RQ,t}$ liegt im Wertebereich zwischen 0 und 1 und wird je Zeitpunkt t exogen vorgegeben.

$$p_{\text{Einheit},t}^{RA} = \alpha_{RQ,t} \cdot p_{\text{Einheit},t}^{RV} \quad (3.19)$$

Übertragungskapazität

Für den Handel mit anderen Regelzonen zur Stromnachfragedeckung und zur Regelleistungsvorhaltung muss ausreichend Übertragungskapazität (NTC) verfügbar sein. Neben dem Export von Strom und positiver Regelleistung zählt hierzu auch der Import negativer Regelleistung. Losgelöst von dem tatsächlichen Abruf sind Vorhalteleistungen zu berücksichtigen. Ein Stromimport kann den

möglichen Export von positiver Regelleistung bzw. den Import negativer Regelleistung über die verfügbare Übertragungskapazität hinaus ermöglichen.

$$Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{FP} - Im_{j \rightarrow RZ,t}^{FP} + \sum_{\forall RL,p} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{RV,p} + \sum_{\forall RL,n} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{RV,n} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,t} \quad (3.20)$$

Der Austausch von Strom- und Regelleistung kann zwischen den Regelzonen begrenzt werden. Diese Begrenzung kann je nach Bedarf für den Stromhandel (*FP*) sowie und die einzelnen Regelleistungsprodukte (*RQ*) stündlich unterschiedlich gewählt werden. Damit kann beispielsweise eine Reservierung für Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung abgebildet werden (vgl. Abschnitt 2.8).

$$Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{FP} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,t}^{FP,limit} \quad (3.21)$$

$$Ex_{RZ \rightarrow j,RQ,t}^{RV,p} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,RQ,t}^{RV,limit} \quad (3.22)$$

$$\sum_{\forall RL,p} Ex_{RZ \rightarrow j,t}^{RV,p} + \sum_{\forall RL,n} Im_{j \rightarrow RZ,t}^{RV,n} \leq NTC_{RZ \rightarrow j,t}^{RL,limit} \quad (3.23)$$

Ohne diese Begrenzung findet zu jedem Zeitpunkt eine optimierte Vergabe der Übertragungskapazität statt, was einer Modellierung der impliziten parallelen Auktion bei perfekter Vorausschau entsprechen würde (angelehnt an Co-Optimierungsprozess).

Thermische Kraftwerke

Für thermische Kraftwerke gelten die bereits eingeführten Formeln 3.17 und 3.19, die die Regelleistungsvorhaltung und den Regelleistungsabruf abbilden.

Wird ein Kraftwerk zur Stromerzeugung (*FP*) oder zur Regelleistungserbringung (*RA*) eingesetzt, fallen Stromerzeugungskosten an, die von dem Wirkungsgrad η und den Primärenergiekosten k_{PE} abhängig sind. Je nach Primärenergieträger können weitere Kosten k_{CO2} für den Ausstoß von CO₂-Emissionen anfallen.

$$k^{FP,RA} = \frac{k_{PE}}{\eta} + k_{CO2} \cdot \frac{e_{PE}}{\eta} \quad (3.24)$$

Die Leistungsgrenzen bei sukzessiver linearer Problemformulierung ergeben sich für jedes Kraftwerk gemäß 3.25.

$$0 \leq p_t^{\text{FP}} + p_t^{\text{RV},p} \leq p_{\text{max}}^{\text{tech}} \quad (3.25)$$

Für die Vorhaltung negativer Regelleistung muss ein Arbeitspunkt des Kraftwerks gewählt werden, der die Erbringung zulässt.

$$0 \leq p_t^{\text{RV},n} \leq p_t^{\text{FP}} \quad (3.26)$$

Ein Kraftwerk kann dabei nur in dem Maße Regelleistung erbringen, wie dessen Leistungsgradienten die Anforderung an das jeweilige Regelleistungsprodukt erfüllen.

$$p_{\text{RQ},t}^{\text{RV}} \leq p_{\text{RQ},\text{max}}^{\text{RV}} = \Delta p_{\text{KW}} \cdot t_{\text{RQ}}^{\text{req}} \quad (3.27)$$

Zeitkoppelnde Nebenbedingungen, die sich aufgrund von Leistungsgradienten in der Praxis ergeben können, werden nicht berücksichtigt. In der Jahreseinsatzplanung können die Betriebszustände der thermischen Kraftwerke nicht abgebildet werden. Die Mindestleistung im regelfähigen Betrieb, die Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten sowie die Anfahrkosten werden daher bei der Jahreseinsatzplanung nicht berücksichtigt.

Speicher elektrischer Energie

Auch wenn sich Speichertechnologien in ihren technischen Eigenschaften stark unterscheiden, können sie für die Strommarktsimulation durch ein einheitliches Modell abgebildet werden. Für jeden Speicher werden Speichervolumen, sowie Ein- und Ausspeiseleistung definiert. In Anlehnung an hydraulische Einheiten wird die Einspeiseleistung im Folgenden als Pumpleistung (Pu), die Ausspeiseleistung als Turbinenleistung (Tu) beschrieben. Zusätzlich können Speicher über natürliche Zuflüsse (Zu) verfügen.

Sowohl über die Turbine als auch über die Pumpe kann jeweils positive und negative Regelleistung vorgehalten und erbracht werden. Dabei müssen die jeweiligen Leistungsgrenzen eingehalten werden.

$$0 \leq p_{Tu,t}^{FP} + p_{Tu,t}^{RV,p} \leq P_{Tu,max}^{tech} \quad (3.28)$$

$$p_{Tu,t}^{RV,n} \leq p_{Tu,t}^{FP} \quad (3.29)$$

$$0 \leq p_{Pu,t}^{FP} + p_{Pu,t}^{RV,n} \leq P_{Pu,max}^{tech} \quad (3.30)$$

$$p_{Pu,t}^{RV,p} \leq p_{Pu,t}^{FP} \quad (3.31)$$

Der Regelleistungsabruf wird über die Formeln 3.17 und 3.19 abgebildet.

Der Einsatz von Pumpe und Turbine hat Rückwirkungen auf den Speicherfüllstand W_{st} . Dieser setzt sich zu einem Zeitpunkt t aus dem Speicherfüllstand der Vorstunde, zuzüglich eventueller natürlicher Zuflüsse Zu und des Pumpeneinsatzes und abzüglich des Turbineneinsatzes zusammen.

$$w_{st,t} = w_{st,(t-1)} + (\dot{W}_{Zu,t} + \dot{w}_{Pu,t} - \dot{w}_{Tu,t}) \cdot \Delta t \quad (3.32)$$

Der Speicherfüllstand darf die Kapazität des Speichers W_{st}^{max} nicht überschreiten.

$$w_{st,t} \leq W_{st}^{max} \quad (3.33)$$

Ein- und Ausspeichervorgänge sind mit Wirkungsgradverlusten η verbunden. Hierdurch wird der Energiegehalt des gefüllten Speichers bzw. die aus dem Speicher wiederverwendbare Energiemenge verringert.

$$\dot{w}_{Tu,t} = \frac{p_{Tu,t}}{\eta_{Tu}} \quad (3.34)$$

$$\dot{w}_{Pu,t} = \eta_{Pu} \cdot p_{Pu,t} \quad (3.35)$$

Der Einsatz der Turbine bzw. Pumpe ergibt sich aus den Fahrplangeschäften und den Regelleistungsabrufen.

$$p_{Tu,t} = p_{Tu,t}^{FP} + p_{Tu,t}^{RA,p} - p_{Tu,t}^{RA,n} \quad (3.36)$$

$$p_{Pu,t} = p_{Pu,t}^{FP} - p_{Pu,t}^{RA,p} + p_{Pu,t}^{RA,n} \quad (3.37)$$

Um Regelleistung vorhalten zu können, müssen Speicherbetreiber sicherstellen, dass die Speicherfüllstände den Regelleistungsabruf ermöglichen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die über den Zeitraum vorgehaltene Regelleistung vollständig abgerufen werden könnte.

$$p_{Tu,t}^{RV,p} \cdot \Delta t \leq \frac{W_{st,(t-1)}}{\eta_{Tu}} \quad (3.38)$$

$$p_{Pu,t}^{RV,n} \cdot \eta_{Pu} \cdot \Delta t \leq W_{st}^{\max} - W_{st,(t-1)} \quad (3.39)$$

Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen

Die maximal mögliche Stromerzeugung und die Vorhaltung positiver Regelleistung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen sind zum einen von den technischen Leistungsgrenzen p_{max}^{tech} und zum anderen von dem zeitlich variierenden Dargebot p_t^{RES} begrenzt.

$$0 \leq p_t^{FP} + p_t^{RV,p} \leq p_{max}^{tech} \quad (3.40)$$

$$0 \leq p_t^{FP} + p_t^{RV,p} \leq p_t^{RES} \quad (3.41)$$

Wie bei thermischen Kraftwerken muss bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen zur Vorhaltung negativer Regelleistung ein Arbeitspunkt gewählt werden, der im Falle eines Abrufs die Regelleistungserbringung zulässt.

$$0 \leq p_t^{RV,n} \leq p_t^{FP} \quad (3.42)$$

Um zu berücksichtigen, dass die Prognosen des Dargebots p_t^{RES} fehlerbehaftet sind, kann ein Sicherheitsabschlag γ_{Pr} bei der Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung berücksichtigt werden. γ_{Pr} liegt im Wertebereich zwischen 0 und 1.

$$p_t^{RV,n} = p_t^{RV,p} \leq \gamma_{Pr} \cdot p_t^{RES} \quad (3.43)$$

Zusätzlich ist es möglich, entgangene Stromeinspeisung aus dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit Opportunitätskosten $K^{RES,ESM}$ zu belegen. Abgeregelter Stromeinspeisung kann bei Vorhaltung positiver Regelleistung und bei der Erbringung negativer Regelenergie auftreten. Ein Abruf positiver Regelleistung mindert die entgangene Stromeinspeisung.

$$k^{RV,p} = k^{RA,p} = k^{RA,n} = K^{RES,ESM} \quad (3.44)$$

3.3.3.2 Tageseinsatzplanung

Bei der Tageseinsatzplanung wird das Modell der thermischen Kraftwerke zu einer gemischt-ganzzahligen Problemformulierung erweitert. Die Abbildung der sonstigen technischen Einheiten, die Deckung der Stromnachfrage sowie die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung bleiben unverändert und werden aus der Jahreseinsatzplanung übernommen.

Erweiterung des Modells thermischer Kraftwerke

Bei der gemischt-ganzzahligen Problemformulierung wird für jedes Kraftwerk eine binäre Zustandsvariable o für jeden Zeitpunkt eingeführt. Nimmt o den Wert 0 an, befindet sich das Kraftwerk im Stillstand. Der regelfähige Betrieb wird über den Wert 1 abgebildet. Die Formeln 3.25 und 3.26 der Jahreseinsatzplanung, welche die Leistungsgrenzen eines Kraftwerks abbilden, werden erweitert und durch folgende Formeln ersetzt.

$$o_t \cdot p_{\min}^{\text{tech}} \leq p_t^{\text{FP}} \leq o_t \cdot p_{\max}^{\text{tech}} \quad (3.45)$$

$$p_t^{\text{FP}} + p_t^{\text{RV,p}} \leq o_t \cdot p_{\max}^{\text{tech}} \quad (3.46)$$

$$o_t \cdot p_{\min}^{\text{tech}} \leq p_t^{\text{FP}} - p_t^{\text{RV,n}} \quad (3.47)$$

Schnellstartbare Kraftwerke können im Stillstand positive Regelleistung vorhalten. Anderen Anlagen ist dies nicht möglich, was mit folgender Formel abgebildet wird.

$$p_t^{\text{RV,p}} \leq o_t \cdot p_{\max}^{\text{RV}} \quad (3.48)$$

Die Einhaltung der Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten T_{MBZ} bzw. T_{MSZ} wird durch folgende Formeln gewährleistet.

$$\sum_{n=t-T_{MBZ}}^{t-1} o_n \geq T_{MBZ} \cdot [o_{(t-1)} - o_t] \quad (3.49)$$

$$\sum_{n=t-T_{MSZ}}^{t-1} [1 - o_n] \geq T_{MSZ} \cdot [o_t - o_{(t-1)}] \quad (3.50)$$

Wechselt ein Kraftwerk aus dem Stillstand in den regelfähigen Betrieb, fallen durch diesen Prozess Anfahrkosten K^{start} an. Eine eventuelle Abhängigkeit dieser Kosten von der Dauer des Stillstands wird in dieser Arbeit vernachlässigt.

$$k_t^{start} = \max (K^{start} \cdot [o_t - o_{(t-1)}]; 0) \quad (3.51)$$

Erweiterung der Zielfunktion

Die für die Jahreseinsatzplanung hergeleitete Zielfunktion wird um die Anfahrkosten erweitert.

$$\begin{aligned} \min z = & \sum_{\forall KW,t} [k_{KW}^{FP,RL} \cdot (p_{KW,t}^{FP} + p_{KW,t}^{RA,p} - p_{KW,t}^{RA,n}) + k_{KW,t}^{start}] \\ & + \sum_{\forall EE,t} [p_{EE,t}^{RV,p} \cdot k_{EE}^{RV,p} - p_{EE,t}^{RA,p} \cdot k_{EE}^{RA,p} + p_{EE,t}^{RA,n} \cdot k_{EE}^{RA,n}] \end{aligned} \quad (3.52)$$

3.4 Saldierung von Leistungsungleichgewichten und Abruf von Regelleistung

Das entwickelte und eingesetzte Verfahren zur Bewertung einer Saldierung von Leistungsungleichgewichten und eines regelzonenübergreifenden Regelleistungsabrufs ist in Bild 3.13 dargestellt. Das Verfahren setzt auf den Ergebnissen der Elektrizitätsmarktsimulation auf und übernimmt die Stromhandelsdaten sowie die Merit Order-Listen der jeweiligen Regelzonen. Aus der Kombination des Stromhandels mit den Netzdaten kann die stündlich verfügbare Übertragungskapazität berechnet werden.

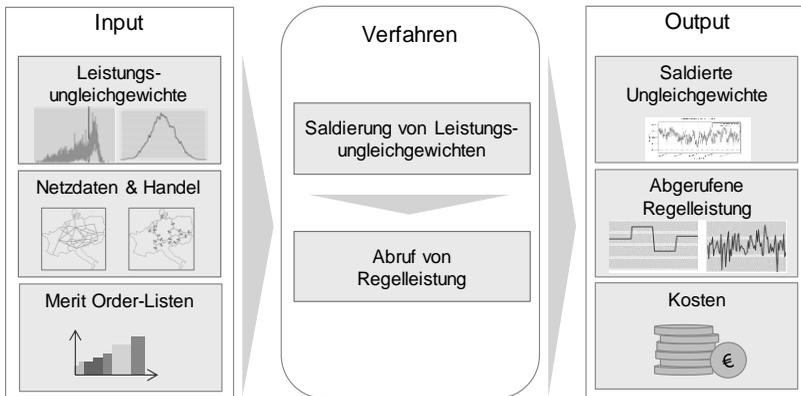


Bild 3.13: Eingesetztes Verfahren zur Saldierung von Leistungsungleichgewichten und zum Abruf von Regelleistung

Das Verfahren beruht auf einem zweistufigen Ansatz: In der optionalen *ersten* Stufe wird eine Saldierung der Leistungsungleichgewichte unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen vorgenommen. Die Saldierung erfolgt kostenoptimal unter Berücksichtigung der Merit Order-Listen. In der *zweiten* Stufe werden die noch verbliebenen Leistungsungleichgewichte durch den Abruf von Regelleistung ausgeglichen. Neben einem nationalen ist ein regelzonenübergreifender Abruf nach Merit Order-Liste möglich.

Des Weiteren wird sichergestellt, dass das bestehende Saldierungspotential in seinem vollen Umfang ausgeschöpft wird. Da das gezielte Gegeneinanderregeln von

kontrahierten Regelleistungserbringern zu Erlösen führen kann (vgl. Abschnitt 2.9.3), werden alle Abrufkosten in den positiven Wertebereich angehoben.

Beide Verfahrensstufen können durch ein lineares Optimierungsproblem formuliert werden, dessen Zielfunktion in der Minimierung der Abrufkosten der bezuschlagten Angebote positiver und negativer Sekundärregel- und Minutenreserveleistung Pq besteht.

$$\min z = \sum_{\forall Pq,t} [k_{Pr,t}^{SRL,MRL} \cdot p_{Pr,t}^{SRL,MRL}] \quad (3.53)$$

Die kurzfristigen und die länger andauernden Leistungsungleichgewichte müssen für jede Regelzone stets ausgeglichen werden. Neben einem Abruf in der eigenen Regelzone ist zudem ein Austausch mit anderen Regelzonen zulässig.

$$\begin{aligned} \text{Imb}_{GRL,t} = & p_t^{SRL,p} + p_t^{MRL,p} - p_t^{SRL,n} - p_t^{MRL,n} + \sum_{\forall j} \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} \\ & - \sum_{\forall j} \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} + \sum_{\forall j} \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} - \sum_{\forall j} \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} \end{aligned} \quad (3.54)$$

Der Leistungsaustausch darf nicht zu Netzrestriktionen führen.

$$\text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} + \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} \leq \text{NTC}_{RZ \rightarrow j,t} \quad (3.55)$$

Ist lediglich eine Saldierung, aber kein regelzonenübergreifender Abruf zugelassen, beschränkt sich der maximal mögliche Austausch einer Regelzone auf das Leistungsungleichgewicht zum jeweiligen Zeitpunkt. Ein Stromtransit durch diese Regelzone ist somit weiterhin möglich.

$$\text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} \leq \text{Imb}_{SRL,t} \quad (3.56)$$

$$\text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{SRL} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{SRL} + \text{Ex}_{RZ \rightarrow j,t}^{MRL} - \text{Im}_{j \rightarrow RZ,t}^{MRL} \leq \text{Imb}_{GRL,t} \quad (3.57)$$

Zuletzt ist je Regelleistungsanbieter die bezuschlagte Leistung als oberes Limit des Abrufs anzusetzen.

$$p_{Pq,t}^{SRL,MRL} \leq p_{Pq,t}^{\max} \quad (3.58)$$

4 Exemplarische Untersuchungen

In Kapitel 3 wurden die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren zur Bewertung einer regelzonenübergreifend organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung vorgestellt, die im Folgenden eingesetzt werden. Nachdem einleitend in (4.1) der Betrachtungsbereich erläutert wird, werden anschließend die Auswirkungen einer regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung vorgestellt. Dabei werden zunächst die Kooperationsformen einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung (4.2) und einer regelzonenübergreifenden Beschaffung (4.3) isoliert voneinander bewertet. Anschließend werden beide Kooperationsformen kombiniert (4.4). Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung sowie kritischen Diskussion der Ergebnisse (4.5). Da der Umgang mit Übertragungskapazität bei einem regelzonenübergreifenden Abruf von Regelleistung und einer Saldierung von Leistungsungleichgewichten bereits weitgehend geklärt ist, werden diese beiden Kooperationsformen anschließend nicht gesondert bewertet.

4.1 Betrachtungsbereich

Zur Bewertung verschiedener Ansätze der regelzonenübergreifend organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung wird der in Bild 4.1 dargestellte geografische Betrachtungsbereich modelliert.

Die Untersuchung einer regelzonenübergreifenden *Regelleistungsdimensionierung* beschränkt sich auf die dunkel markierten Länder. Um die als Eingangsdaten benötigten Leistungsungleichgewichte im Minuten- und Viertelstundenraster sowie die stündliche Belastung von Übertragungskapazität abzubilden, werden histori-

sche Daten aus dem Jahr 2016 verwendet, die für einige Länder aufgrund unzureichender Datenbasis synthetisch erzeugt wurden. Diese Datenbasis wird im Anhang beschrieben.

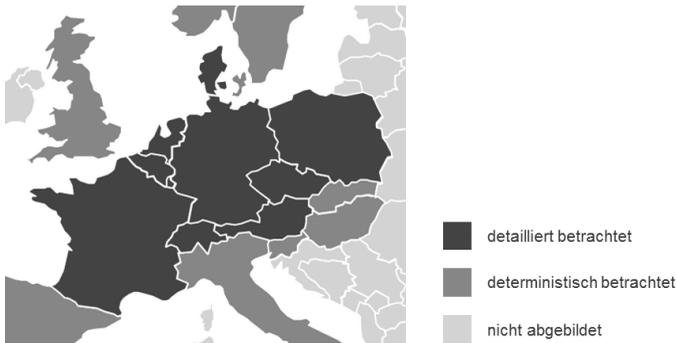


Bild 4.1: Betrachtungsbereich

Zur Bewertung einer regelzonenübergreifenden *Regelleistungsbeschaffung* werden in den dunkel eingefärbten detailliert betrachteten Ländern blockscharf die Kraftwerksparks abgebildet sowie stündlich aggregierte historische Stromnachfragen und Dargebote an Wind und Sonne vorgegeben. Für Länder, die nicht im Detail abgebildet werden, aber Stromhandelsgeschäfte mit den im Fokus des Betrachtungsbereichs liegenden Ländern durchführen, wird der historische Stromaustausch extern vorgegeben und für die im Folgenden untersuchten Szenarien beibehalten. Die Datenbasis ist ebenfalls im Anhang beschrieben.

4.2 Regelleistungsdimensionierung

4.2.1 Möglichkeit der Regelleistungsaushilfe

Zunächst wird der Umfang der möglichen Regelleistungsaushilfe innerhalb des oben genannten Betrachtungsbereichs bestimmt, wenn die Regelzonen ihre Regelleistung national dimensionieren. Durch diese Analyse kann abgeleitet werden, in welchem Umfang sich die Regelzonen bei individueller nationaler Regelleistungsknappheit gegenseitig durch Aushilfsvereinbarungen unterstützen können. Sollte

dies der Fall sein, erhöht die mögliche Regelleistungsaushilfe das tatsächlich gegebene Niveau an Versorgungssicherheit und muss bei einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung der möglichen Regelleistungsaushilfe werden folgende drei Ansätze untersucht, um die für Aushilfe nutzbare Übertragungskapazität abzubilden:

- *Historische Verfügbarkeit:* Vergangenheitsbezogene Analyse, bei der historisch aufgetretene Netzbelastungen durch grenzüberschreitenden Stromhandel berücksichtigt werden. Ein Austausch von Regelleistung ist möglich, wenn die Stromhandelskapazität nicht vollständig ausgenutzt wird, oder der Austausch der Stromhandelsrichtung entgegenfließt.
- *Feste Reservierung von 5 % bzw. 10 %:* Annahme einer konstanten Reservierung eines Teils der stündlich verfügbaren Stromhandelskapazitäten. Regelleistung kann nur bis zu diesen Grenzen der reservierten Kapazität ausgetauscht werden.
- *Keine Netzrestriktionen:* Fiktive Referenz, bei der Netzrestriktionen vernachlässigt werden.

Die Wahrscheinlichkeit, dass Situationen mit Regelleistungsknappheit in Abhängigkeit von diesen drei Ansätzen auftreten, ist in Bild 4.2 dargestellt. Als Referenz dient die Wahrscheinlichkeit von Regelleistungsknappheit bei nationaler Betrachtung ohne Regelleistungsaushilfe. Das entspricht den Defizit- bzw. Überschussniveaus bei rein nationaler Regelleistungsdimensionierung.

Es zeigt sich, dass im hier untersuchten Systembereich der überwiegende Teil der Leistungsungleichgewichte durch Regelleistungsaushilfe hätte ausgeglichen werden können, falls der theoretisch mögliche Umfang von Regelleistungsaushilfe vollständig in der Praxis umgesetzt würde. Verbleibende Situationen mit Regelleistungsknappheit sind dabei ähnlich wahrscheinlich wie im Fall konstanter Reservierung von Übertragungskapazität in Höhe von 10 %. Ohne Netzrestriktionen wären alle Ungleichgewichte innerhalb des Betrachtungsbereichs durch Regelleistung beherrschbar. Dies lässt den Schluss zu, dass die Summe der Regelleistungsvorhaltung im hier betrachteten System für alle Qualitäten den zeitgleichen maximalen Regelleistungsbedarf übersteigt.

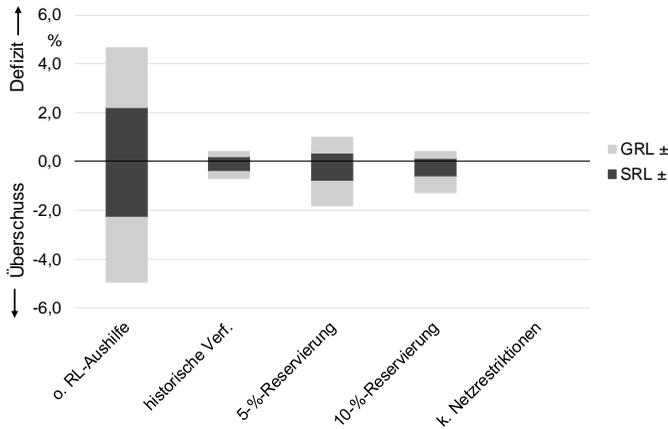


Bild 4.2: Wahrscheinlichkeit von Situationen mit Regelleistungsknappheit in Abhängigkeit von nutzbarer Übertragungskapazität

Durch diese Analyse kann bereits abgeleitet werden, dass der Umfang der möglichen und bei der nationalen Regelleistungsdimensionierung nur implizit berücksichtigten Regelleistungsaushilfe relevant ist und bei einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung berücksichtigt werden sollte. In den folgenden regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierungen wird das Versorgungssicherheitsniveau deshalb so vorgegeben, dass Situationen mit Regelleistungsknappheit nicht systematisch zunehmen dürfen (vgl. Abschnitt 3.2.3).

4.2.2 Regelleistungsdimensionierung für einen historischen Zeitraum

In der folgenden Untersuchung wird eine regelzonenübergreifende Regelleistungsdimensionierung für den gewählten Betrachtungsbereich vorgenommen. Dabei wird die für den Regelleistungsaustausch verfügbare Übertragungskapazität entsprechend dem historischen Stromhandel vorgegeben. Durch diese vergangenheitsbezogene Analyse wird analog zu einer ex-post-Optimalität bestimmt, welches Maß an Regelleistung für das hier betrachtete System ausreichend gewesen wäre. Die ermittelte notwendige Regelleistung könnte nur auf ein zukünftiges System übertragen werden, wenn die unterstellten Randbedingungen als hinreichend konstant angenommen werden. Neben den statistischen Eigenschaften der Leistungsungleichgewichte gilt dies insbesondere auch für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel und damit für die verfügbare Übertragungskapazität.

Als Ergebnis der Analysen wird zunächst die gesamte notwendige Regelleistung aller betrachteten Regelzonen dargestellt. Diese wird jeweils als Referenz der notwendigen Regelleistung bei nationaler Dimensionierung gegenübergestellt (Bild 4.3). Neben der historisch verfügbaren Übertragungskapazität wird zusätzlich ein fiktiver Fall untersucht, in dem keine netzbedingten Transportrestriktionen bestehen.

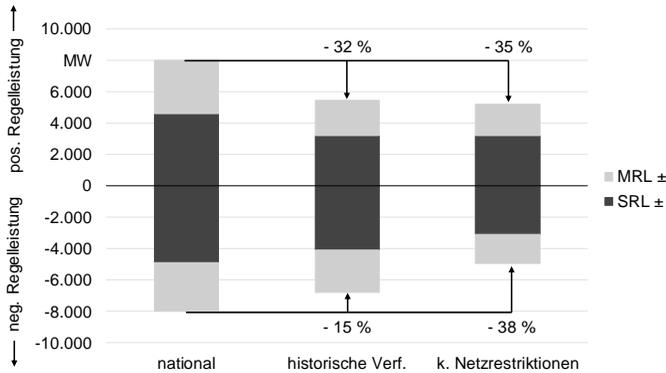


Bild 4.3: Notwendige Regelleistung im Betrachtungsbereich bei historisch verfügbarer Übertragungskapazität und im Fall ohne Netzrestriktionen

Bei Annahme historisch verfügbarer Übertragungskapazität könnte gegenüber der nationalen Dimensionierung etwa 24 % der notwendigen Regelleistung eingespart werden. Diese Einsparung teilt sich zu etwa 32 % auf positive und zu etwa 15 % auf negative Regelleistung auf. Würden Netzrestriktionen keine Rolle spielen, wäre eine Einsparung von insgesamt etwa 37 % möglich. Die möglichen Einsparungen bei positiver und negativer Regelleistung sind mit 35 % und 38 % ähnlich hoch.

Beim Vergleich der beiden Ergebnisse ist zu erkennen, dass die limitierende Übertragungskapazität das Reduktionspotential bei der notwendigen positiven Regelleistung kaum beeinflusst. Die Netzrestriktionen reduzieren besonders den Austausch negativer Regelleistung und begrenzen infolgedessen deren potentielle Einsparung. Um diesen Effekt weiter zu untersuchen sind in Bild 4.4 die länderspezifisch notwendigen Regelleistungen bei nationaler und bei regelzonenübergreifender Dimensionierung gegenübergestellt. Die Simulationsergebnisse der regelzonenübergreifenden Dimensionierung sind schraffiert dargestellt.

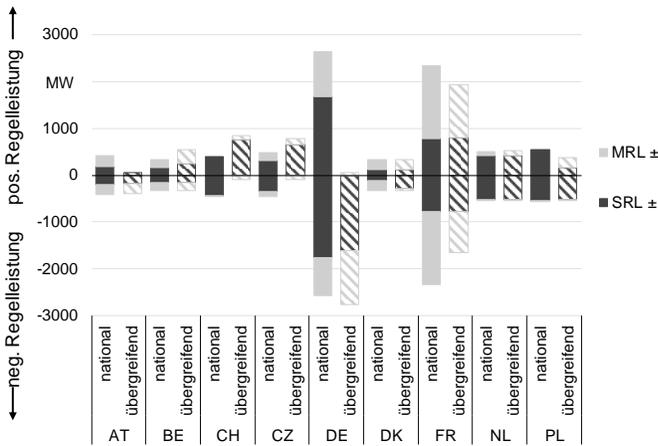


Bild 4.4: Länderspezifisch notwendige Regelleistung bei nationaler und regelzonenübergreifender Dimensionierung bei historisch verfügbarer Übertragungskapazität

Aus der Gegenüberstellung geht hervor, dass sich die Ergebnisse einer regelzonenübergreifenden und einer nationalen Dimensionierung für die einzelnen Länder deutlich unterscheiden. Während sich für einige Länder, wie beispielsweise die Niederlande, die notwendige Regelleistung nur unwesentlich ändert, sind die Unterschiede für andere Länder deutlich stärker. Insbesondere in Deutschland sinkt der Bedarf an positiver Regelleistung gegenüber einer nationalen Dimensionierung deutlich. Dies ist auf den im Betrachtungszeitraum aufgetretenen Stromhandelssaldo und dessen Rückwirkung auf verfügbare Übertragungskapazität für den regelzonenübergreifenden Regelleistungsaustausch zurückzuführen: Deutschland als größter Nachfrager von Regelleistung ist in dem betrachteten Zeitraum starker Stromexporteur, was einen Transport positiver Regelleistung nach Deutschland aus den umliegenden Ländern zu fast allen Zeitpunkten ermöglicht. Aufgrund dieser Tatsache kann für Ungleichgewichte in Deutschland die in anderen Ländern vorgehaltene positive Regelleistung fast immer mitbenutzt werden, wodurch keine Vorhaltung positiver Regelleistung in Deutschland notwendig ist. Da Deutschland innerhalb des Betrachtungsbereichs ein hohes Regelleistungsniveau hat, beeinflusst sein Reduktionspotential die Ergebnisse für den gesamten Betrachtungsbereich. Gleichzeitig erklären fehlende Importmöglichkeiten für negative Regelleistung nach Deutschland das nur geringe Reduktionspotential beim negativen Regelleistungsbedarf.

4.2.3 Begrenzungen der Regelleistungsvorhaltung je Regelzone

Die obenstehende Analyse zeigt, dass bei technisch optimaler geografischer Verteilung der Regelleistung deren Umfang über alle Regelzonen hinweg deutlich geringer sein kann, als bei einer ausschließlich nationalen Bemessung. Allerdings ist dabei in einigen Ländern das Niveau an notwendiger Regelleistung höher, als bei nationaler Dimensionierung. Da bei der bisher durchgeführten Dimensionierung keine länderspezifischen Kosten betrachtet werden, sondern das Ziel der Regelleistungsdimensionierung in der ausschließlichen Minimierung der im Betrachtungsbereich integral notwendigen Regelleistung liegt, kann die so bestimmte Regelleistung hinsichtlich Vorhaltungskosten ökonomisch suboptimal verteilt sein. Dies ist der Fall, wenn in einigen Regelzonen, wie beispielsweise Belgien, die gegenüber der nationalen Dimensionierung zusätzlich notwendige Regelleistung nur mit überdurchschnittlich teuren Einheiten vorgehalten und erbracht werden kann.

Nachfolgend wird daher untersucht, wie sensitiv die Ergebnisse auf die geografische Verteilung der Regelleistung reagieren. Hierzu wird festgelegt, dass die bei nationaler Dimensionierung ermittelte Regelleistung bei einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung nicht überschritten werden darf.

Zwar führt dieser Ansatz nicht zwangsläufig zu einer Kostenminimierung, allerdings wird zumindest sichergestellt, dass die mit der Regelleistungsvorhaltung verbundenen Kosten bei regelzonenübergreifender gegenüber der nationalen Dimensionierung ausschließlich abnehmen können. Eine Kostenminimierung könnte ausschließlich erreicht werden, wenn regelzonenspezifische Kosten vorliegen und berücksichtigt würden. Hinsichtlich der integral notwendigen Regelleistung könnte dieses Vorgehen gegenüber dem hier dargestellten Ansatz zu einer höheren Regelleistungsvorhaltung und zu einer unterschiedlichen geografischen Verteilung innerhalb des Betrachtungsbereiches führen. Bild 4.5 zeigt die entsprechenden Ergebnisse.

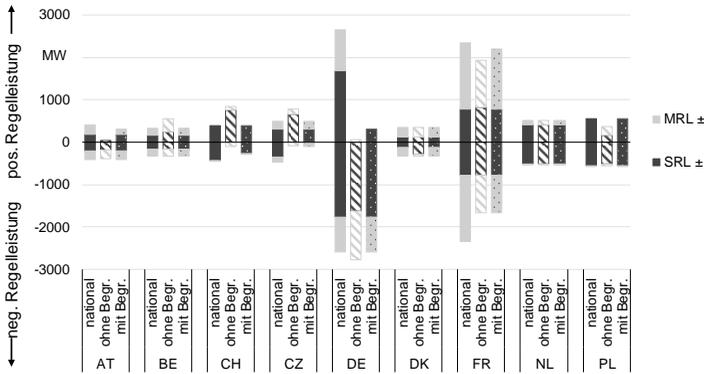


Bild 4.5: Länderspezifische Regelleistung bei Begrenzung der maximalen Regelleistung je Regelzone auf das Niveau nationaler Dimensionierung

Durch die Limitierung der Regelleistung verschiebt sich die geografische Verteilung der regelzonenspezifischen Regelleistung nur geringfügig innerhalb des Betrachtungsbereiches. Das zuvor ermittelte Reduktionspotential von 24 % bleibt ebenfalls nahezu unverändert und sinkt marginal um 0,1 %. Die Minimierung der Regelleistung stellt somit offensichtlich – und weitgehend erwartungsgemäß – ein Optimierungsproblem mit extrem flachem Optimum dar.

4.2.4 Auswirkungen von Kernanteilen

Im Hinblick auf die in Kapitel 2 hergeleiteten Wechselwirkungen zwischen der regionalen Regelleistungsvorhaltung und der Systemsicherheit (vgl. Abschnitt 2.9.5) wird im Folgenden der Einfluss von Kernanteilen auf die Höhe und geografische Verteilung der notwendigen Regelleistung untersucht. Kernanteile definieren eine Mindestvorhaltung an Regelleistung innerhalb der Regelzonen. In den folgenden Untersuchungen orientiert sich diese an dem regelzonenspezifischen Regelleistungsniveau bei nationaler Bemessung. In der Praxis werden hierzu zudem regelzonenspezifische Referenzstörfälle ausgewertet (vgl. Abschnitt 2.3.1). Im Folgenden werden drei Szenarien verglichen:

- *Ohne Kernanteil*: Entspricht der bereits dargestellten Dimensionierung.
- *Kernanteil (SRL)*: Kernanteil von 50 % bei der Sekundärregelleistung.
- *Kernanteil (SRL + MRL)*: Kernanteil von jeweils 50 % bei der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung.

Die für den Austausch von Regelleistung nutzbare Übertragungskapazität wird erneut aus den historisch aufgetretenen Netzbelastungen abgeleitet. Die Ergebnisse der Regelleistungsdimensionierung sind in Bild 4.6 dargestellt.

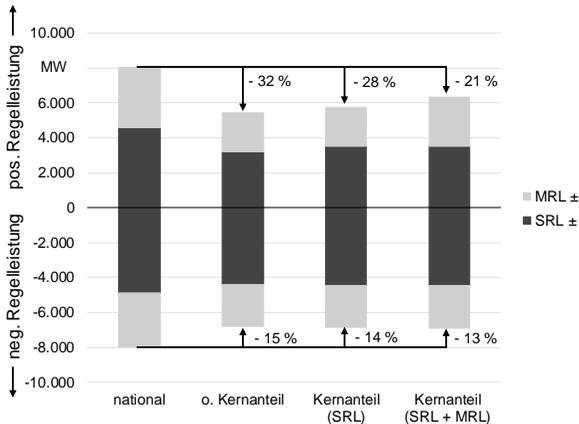


Bild 4.6: Summe der notwendigen Regelleistung im Betrachtungsbereichs bei Einführung von Kernanteilen

Kernanteile, bzw. die Vorgabe einer Mindestleistung aufgrund von Referenzstörfällen, verringern erwartungsgemäß die Einsparpotentiale einer regelzonenübergreifenden Dimensionierung. Im Vergleich zur nationalen Bemessung ist aber weiterhin ein Reduktionspotential von bis zu 21 % möglich, wenn der Kernanteil ausschließlich für die Sekundärregelleistung eingeführt wird. Wird darüber hinaus auch für die Minutenreserveleistung ein Kernanteil vorgegeben, geht das Reduktionspotential auf insgesamt 17 % zurück.

Der Kernanteil bei der Sekundärregelleistung führt im Vergleich zur Dimensionierung ohne Kernanteile zu einem insgesamt höheren Bedarf an Sekundärregelleistung. Da Sekundärregelleistung auch länger anstehende Leistungsungleichgewichte ausregeln und Minutenreserve vollständig substituieren kann, hätte man als Reaktion eine Verringerung des Minutenreservebedarfs erwarten können. Dieser Effekt ist zwar grundsätzlich vorhanden, jedoch nicht stark ausgeprägt.

4.2.5 Reservierung von Übertragungskapazität

Bei den bisher durchgeführten Analysen wurde Übertragungskapazität mittels historisch aufgetretener Netzbelastungen abgebildet und somit eine ausschließlich vergangenheitsbezogene Analyse zu theoretisch nutzbaren Einsparpotentialen durchgeführt. Wie bereits oben beschrieben, wäre dieser Ansatz in der Praxis nur dann erfolgreich anwendbar, wenn die bei der Dimensionierung berücksichtigte nutzbare Übertragungskapazität nicht von dem hier untersuchten Muster abweichen würde.

Da in der Realität diese Voraussetzungen nur teilweise erfüllt sind, wird als alternativer Ansatz im Folgenden untersucht, inwiefern eine über den Betrachtungszeitraum zeitlich konstante Reservierung von Übertragungskapazität die Ergebnisse beeinflusst. Dabei wird eine Reservierung von Übertragungskapazität von jeweils 5 % sowie von 10 % der für Zwecke des Stromhandels zur Verfügung stehenden Kapazität angenommen. Die Ergebnisse sind in Bild 4.7 dargestellt.

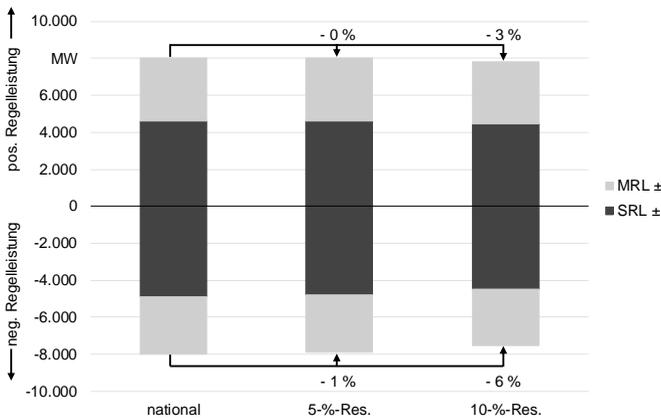


Bild 4.7: Notwendige Regelleistung im Betrachtungsbereich bei Reservierung von Übertragungskapazität

Die Reservierung von Übertragungskapazität für den Regelleistungsaustausch führt zu einer vergleichsweise geringen Verringerung der notwendigen Regelleistung. Zwar können durch die Regelleistungsaushilfe insbesondere Ungleichge-

wichte vollständig ausgeglichen werden, die die jeweils national vorgehaltene Regelleistung nur geringfügig überschreiten, allerdings wird die Höhe der notwendigen Regelleistung durch einzelne extreme Situationen mit hohen Ungleichgewichten und Regelleistungsknappheit bestimmt. In diesen Situationen helfen sich die Regelzonen zwar gegenseitig aus, können das bestehende Ungleichgewicht aber nicht vollständig durch Regelleistung beseitigen. Unter der hier vorgegebenen Nebenbedingung, dass in diesen Situationen Regelleistungsknappheit nicht zunehmen darf, wirken diese Situationen dimensionierend.

Gleichzeitig führt die bei der Analyse pauschal gewählte Reservierung dazu, dass der Stromhandel signifikant eingeschränkt wird. Um eine umfassende Bewertung vornehmen zu können, müssen die hier bei der Regelleistungsdimensionierung erzielbaren Einsparungen dem entgangenen Nutzen der Stromhandelsgeschäfte gegenübergestellt werden. Diese ökonomische Bewertung erfolgt in 4.2.7.

4.2.6 Probabilistische Berücksichtigung der Übertragungskapazität

Im Folgenden werden Erkenntnisse erarbeitet, inwiefern die für Regelleistungszwecke nutzbare Übertragungskapazität probabilistisch abgeschätzt werden kann. Dabei steht im Fokus, ob die beim probabilistischen Ansatz notwendigerweise unter Unsicherheiten getroffenen Annahmen, besonders zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel, hinreichend konstant sind und keine negativen Rückwirkungen der regelzonenübergreifenden Dimensionierung auf das Versorgungssicherheitsniveau bestehen.

Für diese Analyse wird der Betrachtungszeitraum in zwei Hälften unterteilt. Zunächst wird auf der Datenbasis der ersten Hälfte eine regelzonenübergreifende Dimensionierung vorgenommen und hierdurch die notwendige Regelleistung für die zweite Hälfte vorgegeben. Bei der Dimensionierung wird eine ex-post-Betrachtung vorgenommen, so dass die verfügbare Übertragungskapazität als bekannt vorausgesetzt wird. Anschließend wird überprüft, ob die bei diesem Schritt ermittelte notwendige Regelleistung für die zweite Hälfte des Betrachtungszeitraumes ausreichend ist, um das Versorgungssicherheitsniveau im Vergleich zur nationalen Bemessung aufrechtzuerhalten. Als Bewertungskriterium werden Situationen mit Regelleistungsknappheit bei nationaler und regelzonenübergreifender Regelleistungsdimensionierung gegenübergestellt. Eine explizite Reservierung von Übertragungskapazität, die den Stromhandel einschränken würde, wird nicht vorgenommen.

Bei diesem Vorgehen wird somit untersucht, ob die innerhalb des ersten Zeitabschnitts berücksichtigten Stromhandelsgeschäfte und die nutzbare Übertragungskapazität auch für den zweiten Zeitabschnitt eine vergleichbare Charakteristik aufweisen. Wäre dies nicht der Fall, würde entsprechend die Anzahl an Situationen mit Regelleistungsknappheit deutlich unterschiedlich ausfallen.

In dieser Analyse wird zur Bestimmung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels das Verfahren der Simulation der Elektrizitätsmärkte eingesetzt. Dabei wird für die erste Hälfte des Betrachtungsbereiches die notwendige Regelleistung bei nationaler Regelleistungsdimensionierung berücksichtigt. Der Übergang auf Modellergebnisse zur Abbildung des Stromhandels ist notwendig, um die Wechselwirkungen zwischen der Regelleistungsdimensionierung und den Fahrplanenergiemärkten erfassen zu können.

Die Ergebnisse der Regelleistungsdimensionierung auf Basis der ersten Hälfte des Betrachtungsbereiches sind in Bild 4.8 dargestellt. Dabei werden Kernanteile für die Sekundärregelleistung und Minutenreserve von jeweils 50 % angenommen und die regelzonenspezifisch bemessene Regelleistung auf das Regelleistungsniveau bei nationaler Dimensionierung begrenzt.

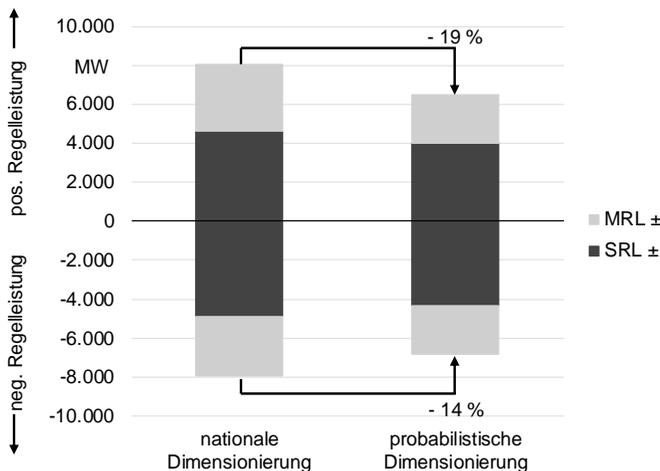


Bild 4.8: Notwendige Regelleistung im Betrachtungsbereich beim probabilistischen Ansatz

Gegenüber der nationalen Regelleistungsdimensionierung ist eine Reduktion der notwendigen Regelleistung von im Mittel 17 % möglich. Dieses Reduktionspotential liegt etwa auf dem gleichen Niveau wie beim bisherigen Ansatz und historisch aufgetretenen Netzbelastungen.

Um zu überprüfen, ob das Versorgungssicherheitsniveau gegenüber einer nationalen Bemessung abnimmt, werden die Situationen mit Regelleistungsknappheit ausgewertet, die sich bei den unterschiedlichen Regelleistungsbemessungen ergeben würden. Die Ergebnisse sind in Bild 4.9 dargestellt.

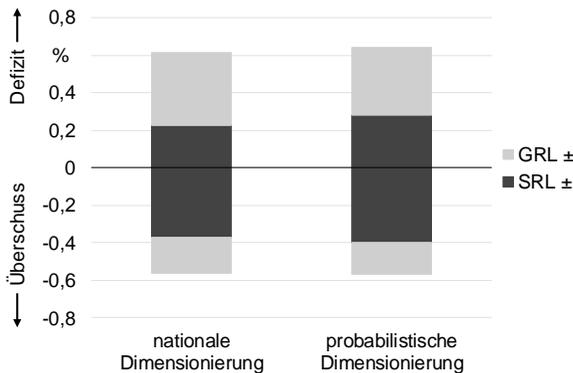


Bild 4.9: Wahrscheinlichkeit von Situationen mit Regelleistungsknappheit im Betrachtungsbereich in Abhängigkeit von der Regelleistungsdimensionierung

Es zeigt sich, dass die Situationen mit Regelleistungsknappheit, gemessen an den Defizit- und Überschussniveaus, bei beiden Berechnungen vergleichbar sind und diese Aussage somit ebenfalls für das Versorgungssicherheitsniveau gilt. Demnach ist zu erwarten, dass zumindest für den hier untersuchten Systembereich und die eingesetzte Fundamentalanalyse der Elektrizitätsmarktsimulation der probabilistische Ansatz mit einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung vereinbar erscheint, in der Praxis aber weiter überprüft werden sollte. Der Vorteil des probabilistischen Ansatzes würde darin bestehen, dass im Vergleich zu den anderen Ansätzen, die den Umgang mit begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität diskutieren, keine Reservierung der Kapazität notwendig ist, die den Strommarkt einschränken würde. In der Praxis wird zudem aktuell überlegt, den probabilistischen Ansatz am Vortag anzuwenden. Dies würde ge-

genüber dem hier gewählten Vorgehen die Prognosegüte zur Abschätzung verfügbarer Übertragungskapazität deutlich verbessern und die Gefahr negativer Rückwirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit weiter verringern.

4.2.7 Ökonomische Bewertungen

Kooperationen der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Gebiet der regelzonenübergreifenden Dimensionierung lassen sich anhand der Systemkosten, die sich aus den Kosten der Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage sowie den Kosten für den Abruf von Regelleistung zusammensetzen, ökonomisch bewerten. Durch nicht mehr benötigte Regelleistungsvorhaltung frei gewordene Kraftwerksleistung kann für andere Zwecke, insbesondere für die Stromnachfragedeckung eingesetzt werden, wodurch sich ein Kostenvorteil gegenüber der nationalen Regelleistungsdimensionierung ergeben kann.

Im Folgenden werden die ökonomischen Auswirkungen einer verringerten Regelleistung bei probabilistischer Betrachtung sowie bei konstanter Reservierung eines 10-prozentigen Anteils der stündlich verfügbaren Stromhandelskapazitäten untersucht. Als weiteres Unterscheidungsmerkmal werden beim probabilistischen Ansatz auch die Systemkosten ausgewertet, die sich ohne regelzonen-spezifische Leistungsbeschränkung der notwendigen Regelleistung auf das Niveau bei nationaler Regelleistungsdimensionierung ergeben würden. Bei allen Analysen wird jeweils ein Kernanteil für die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung von 50 % vorgegeben. Die zugehörigen Systemkosten sind in Bild 4.10 dargestellt.

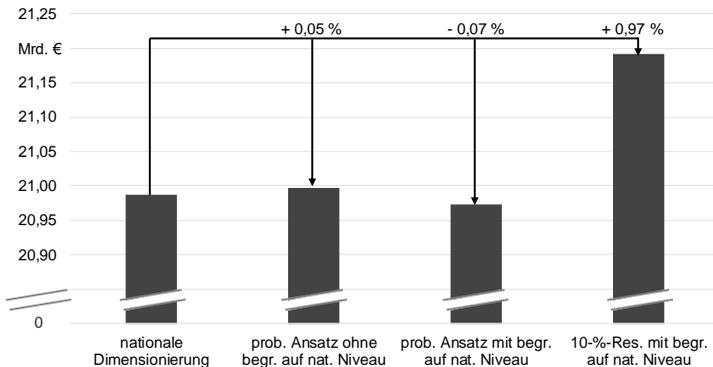


Bild 4.10: Systemkosten bei regelzonenübergreifender Dimensionierung

Aus der Gegenüberstellung geht hervor, dass eine reine Minimierung der insgesamt notwendigen Regelleistung bei Anwendung eines probabilistischen Ansatzes zumindest bei dem hier untersuchten System zu einer leichten Erhöhung der Kosten führt. Zwar kann, wie bereits im Abschnitt 4.2.6 gezeigt, die notwendige Regelleistung um insgesamt 17 % reduziert werden, der Einspeiseort der Regelleistung wird dabei aber unter vorrangig technischen Aspekten optimal verteilt. Wie bereits diskutiert, kann für einige Länder auf diese Weise die notwendige Regelleistung gegenüber der nationalen Dimensionierung ansteigen. In diesen Ländern wird die Regelleistungsvorhaltung und -erbringung im Vergleich zu den restlichen Ländern überproportional teurer erbracht, so dass die Systemkosten ansteigen. In dem hier untersuchten Systembereich ist dies beispielsweise für Belgien der Fall. Für die Praxis bedeutet das, dass bei regelzonenübergreifender Dimensionierung nach Möglichkeit die regelzonenspezifischen Kosten der Regelleistungsvorhaltung und -erbringung berücksichtigt werden sollten, um ein ökonomisch wünschenswertes Dimensionierungsergebnis zu erzielen. Eine reine Mengenoptimierung erscheint nicht sinnvoll.

Werden bei der Dimensionierung regelzonenspezifische Leistungsgrenzen vorgegeben und gleichzeitig der probabilistische Ansatz zur Abbildung der Übertragungskapazität eingesetzt, sinken die Systemkosten gegenüber der nationalen Dimensionierung. Bei dem hier untersuchten System ist eine Reduktion der Systemkosten um 0,07 % möglich.

Wird die Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung reserviert, steigen die Systemkosten deutlich an, da diese Kapazität nicht mehr für den Handel mit Fahrplanenergie zur Verfügung steht. Der Nutzen der Übertragungskapazität für den Austausch von Fahrplanenergie übersteigt offensichtlich – zumindest bei hier untersuchter pauschaler Reservierung – den Nutzen der Regelleistungsdimensionierung.

Bei allen Varianten liegen die Abweichungen der Systemkosten des Betrachtungsbereichs auf niedrigem Niveau, da die Kosten zur Deckung der Stromnachfrage gegenüber den Kosten der Regelleistungsvorhaltung und -erbringung deutlich dominieren und die gesamten Systemkosten durch eine regelzonenübergreifende Dimensionierung nur geringfügig beeinflusst werden.

4.3 Regelleistungsbeschaffung

4.3.1 Regelzonenübergreifende Beschaffung

In den bisherigen Untersuchungen wurden unterschiedliche Ansätze einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung verglichen. Im Folgenden werden die Auswirkungen einer regelzonenübergreifenden Beschaffung untersucht. Um Auswirkungen isoliert von der regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung bewerten zu können, wird in den folgenden Analysen die regelzonen-spezifisch notwendige Regelleistung bei nationaler Dimensionierung betrachtet.

Zunächst wird eine unter den Randbedingungen des verwendeten Strommarktmodells (vgl. Abschnitt 3.3) kostenoptimale regelzonenübergreifende Beschaffung innerhalb des Betrachtungsbereiches simuliert und mit den Ergebnissen einer rein nationalen und an den Status quo angelehnten Beschaffung verglichen. Grenzüberschreitende Übertragungskapazität wird dabei zu jeder Stunde kostenoptimal auf den Stromhandel und die regelzonenübergreifende Beschaffung aufgeteilt. Dieses theoretische Optimum wäre in der Praxis ausschließlich bei parallelen impliziten Auktionen unter der Nebenbedingung perfekter Prognosen zu erreichen. Dieses Optimum wird zwar mittels des Co-Optimierungsprozesses angestrebt, aufgrund der vortägigen Prognoseunsicherheiten und des hohen prozessualen Aufwands bei der Vergabe von Übertragungsrechten ist dieser Ansatz aber auch mit erheblichen Nachteilen verbunden (vgl. Abschnitt 2.8.4).

In Bild 4.11 sind die jährlichen Handelsbilanzen, differenziert zwischen der Stromhandelsbilanz und dem Austausch von Regelleistung, beider Berechnungsalternativen dargestellt. Vereinfachend wurde der Handel mit Regelleistung für die Regelleistungsqualitäten aggregiert.

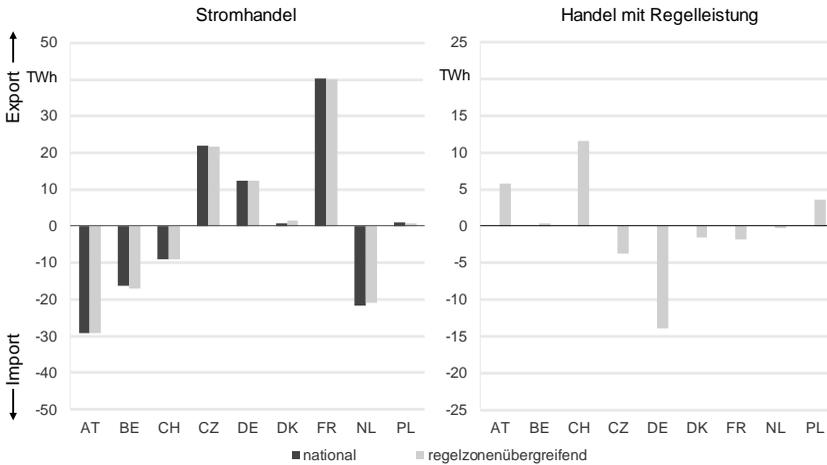


Bild 4.11: Länderbilanzen des Stromhandels und des Handels mit Regelleistung bei einer nationalen und regelzonenübergreifenden Beschaffung

Die regelzonenübergreifende Beschaffung hat nur geringe Auswirkungen auf die jährlichen Stromhandelsbilanzen der Länder. Diese verändern sich lediglich um 1,5 TWh. Demgegenüber kontrahieren bei regelzonenübergreifender Beschaffung einige Länder umfangreich Regelleistung im Ausland. Dies ist insbesondere für Deutschland der Fall. Die Regelleistung wird dabei vorrangig aus Österreich und der Schweiz beschafft. Insgesamt werden aus diesen beiden Ländern etwa 17 TWh und somit über 80 % der innerhalb des Betrachtungsbereichs gehandelten Regelleistung exportiert.

In Bild 4.12 ist die mittlere genutzte Übertragungskapazität bei ausschließlich nationaler sowie bei regelzonenübergreifender Beschaffung dargestellt. Dabei wird die physikalische Flussrichtung berücksichtigt.

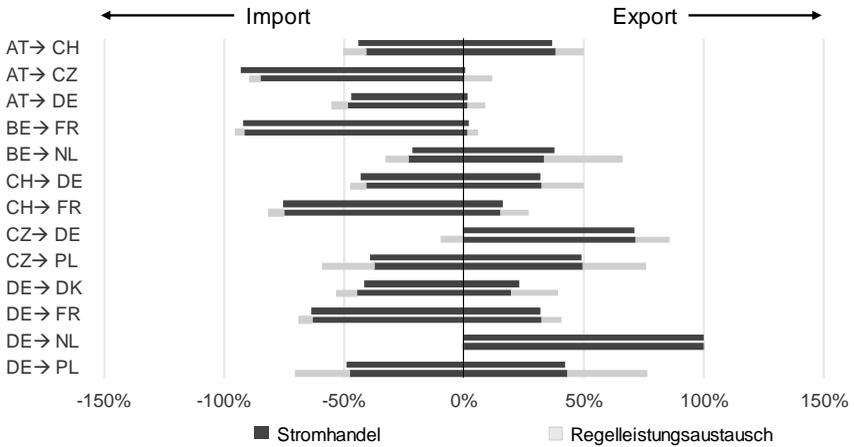


Bild 4.12: Mittlere Auslastung der Übertragungskapazitäten bei nationaler (oberer Balken) und regelzonenübergreifender (unterer Balken) Beschaffung

Aus dem Vergleich der beiden Untersuchungen ist zu erkennen, dass durch eine regelzonenübergreifende Regelleistungsbeschaffung die Stromhandelsgeschäfte nur geringfügig beeinflusst werden. Regelleistung wird vorrangig dann ausgetauscht, wenn Übertragungskapazität ungenutzt bleibt oder ein Austausch gegen Stromhandelsgeschäfte möglich ist. Dies ist beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und Polen ersichtlich. Bei einer rein nationalen Beschaffung wird die bestehende Übertragungskapazität im Durchschnitt bereits zu 91 % für den Stromhandel ausgenutzt. Im Fall einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsbeschaffung bleibt der Stromhandel weitgehend konstant und der Regelleistungsaustausch wird vorrangig gegen die Stromhandelsrichtung durchgeführt.

Die geringe Beeinflussung des optimalen Stromhandelsniveaus durch die zusätzliche Möglichkeit des Regelleistungsaustauschs ist ein Indiz dafür, dass unter den Bedingungen des (praxisnah ausgestalteten) Modellsystems im Regelfall der Austausch von Fahrplanenergie ökonomisch effizienter als ein Austausch von Regelleistung ist.

4.3.2 Auswirkungen von Kernanteilen

Bei den bisherigen Untersuchungen wurde eine regelzonenübergreifende Beschaffung so zugelassen, dass keine Kernanteile berücksichtigt wurden und der Regelleistungsbedarf eines Landes im Extremfall vollständig über Importe gedeckt werden konnte. Im Folgenden werden Kernanteile eingeführt und deren Einfluss untersucht. Dabei wird sowohl für die Sekundärregel- als auch für Minutenreserveleistung ein Kernanteil von 50 % festgesetzt. In Bild 4.13 werden die Handelsbilanzen einer regelzonenübergreifenden Beschaffung mit und ohne Berücksichtigung von Kernanteilen verglichen.

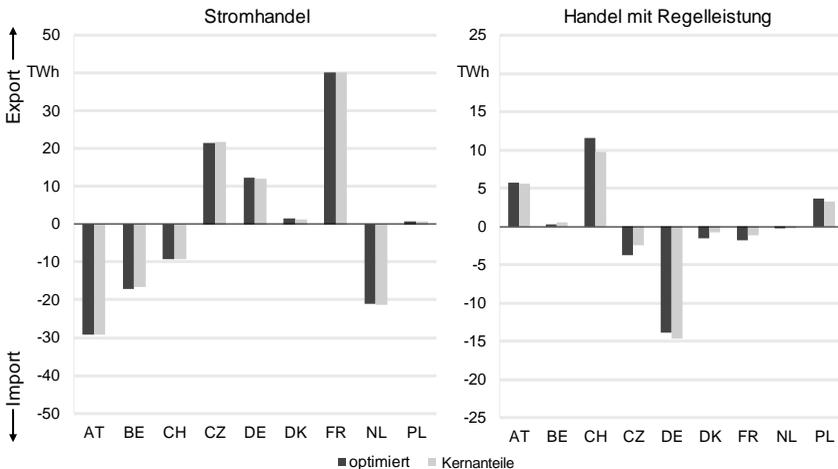


Bild 4.13: Länderbilanzen des Stromhandels und des Handels mit Regelleistung bei Einführung von Kernanteilen

Die Auswirkungen von Kernanteilen auf den Stromhandel sind vernachlässigbar. Das Volumen des Stromhandels bleibt weitgehend gleich. Demgegenüber sind die Auswirkungen auf den Handel mit Regelleistung stärker. Im Vergleich zur regelzonenübergreifenden Beschaffung ohne Kernanteile sinkt das Volumen des Regelleistungsaustauschs um etwa 10 %. In Tschechien, Dänemark und Frankreich geht der Import von Regelleistung im Saldo stark zurück, während er in Deutschland etwas ansteigt. Dies liegt darin begründet, dass Deutschland durch die Einführung eines Kernanteils insbesondere weniger Regelleistung exportiert und

über längere Zeiträume hinweg überwiegend als Regelleistungsimporteur auftritt.

4.3.3 Reservierung von Übertragungskapazität

Bei der bisher dargestellten Untersuchung wurde eine stündlich optimale Aufteilung der verfügbaren Übertragungskapazität für den Fahrplanenergie- und Regelleistungsaustausch zugelassen. Wie bereits beschrieben, ist dieses theoretische Optimum in der Praxis schwierig zu erreichen und mit hohem prozessualen Aufwand verbunden oder würde zumindest robuste Prognosen des Grenznutzens der Übertragungskapazität erfordern. Leichter umsetzbar ist hingegen eine feste Reservierung von Übertragungskapazität.

In der folgenden Untersuchung wird daher als Alternative zur optimalen Vergabe eine feste Reservierung von Übertragungskapazität analysiert und mit der bereits vorgestellten Untersuchung verglichen. Hierzu werden feste Reservierungen von jeweils 5 % und 10 % für den Regelleistungsaustausch untersucht. In Bild 4.14 sind die Auswirkungen auf den Strom- und den Regelleistungshandel dargestellt. Bei Kapazitätsreservierung ist ein Austausch von Regelleistung über die reservierte Übertragungskapazität hinaus nicht zugelassen.

Es zeigt sich, dass durch die pauschale Reservierung von Übertragungskapazität auch in relativ geringem Umfang der Stromhandel auf ein suboptimales Maß sinkt. Im Gegenzug nimmt an einigen Grenzen der Regelleistungsaustausch gegenüber dem theoretischen Optimalfall zu. Dies ist beispielsweise für Frankreich der Fall, das in beiden Untersuchungen mit Reservierung zwar stetig Strom exportiert, im Optimalfall aber positive Regelleistung in anderen Regelzonen kontrahiert. Eine Reservierung von Übertragungskapazität und die damit verbundene Einschränkung des Stromhandels führen dazu, dass die tendenziell günstige Erzeugungsstruktur in Frankreich dazu genutzt wird, positive Regelleistungsvorhaltung für andere Länder zu übernehmen. Dieser Austausch ist allerdings weniger profitabel, als der Austausch von Fahrplanenergie.

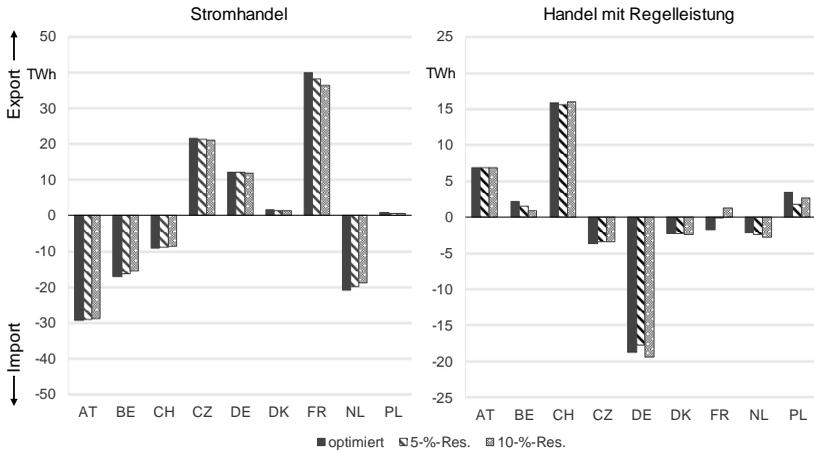


Bild 4.14: Länderbilanzen des Stromhandels und des Handels mit Regelleistung bei einer Reservierung von Übertragungskapazität

4.3.4 Ökonomische Bewertung

In Bild 4.15 sind die Systemkosten für die bisher diskutierten Untersuchungen bei der regelzonenübergreifenden Beschaffung dargestellt. Neben einer stündlich optimalen Aufteilung der Übertragungskapazität wird in zwei weiteren Untersuchungen eine konstante Reservierung von Kapazität von jeweils 5 und 10 % untersucht. Referenz sind die Systemkosten bei nationaler Beschaffung. Bei allen Untersuchungen wird ein Kernanteil für die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung von 50 % vorgeben.

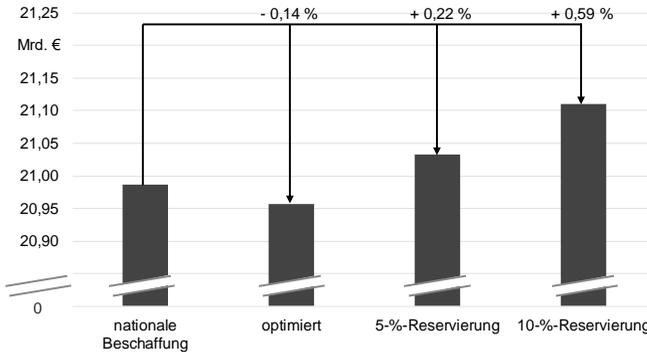


Bild 4.15: Systemkosten bei regelzonenübergreifender Beschaffung

Aus der Gegenüberstellung ist ersichtlich, dass die Systemkosten bei optimierter Aufteilung der Übertragungskapazität zwar zurückgehen, die relativen Einsparungen aber grundsätzlich gering sind. Durch die pauschale Reservierung von Übertragungskapazität steigen hingegen die Systemkosten über das Niveau der rein nationalen Beschaffung. Die relativen Kostenanstiege sind zwar ebenfalls niedrig, in der Tendenz ist allerdings deutlich erkennbar, dass eine pauschale Reservierung von Übertragungskapazität in der Praxis kritisch überprüft werden sollte.

4.4 Kombination der Dimensionierung und Beschaffung

Im Folgenden wird untersucht, ob die Kooperationsansätze der Dimensionierung und Beschaffung sinnvoll parallel angewendet werden können. Bewertungskriterien sind zum einen das ökonomische Potential und zum anderen die Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit, deren Niveau hier aus den Situationen mit Regelleistungsknappheit abgeleitet wird.

Bei jeweils isolierter Betrachtung der Kooperationsformen hat eine pauschale Reservierung von Übertragungskapazität für die Leistungs-Frequenz-Regelung sowohl bei der Dimensionierung als auch bei der Beschaffung zu jeweils höheren Systemkosten geführt. Daher ist kein ökonomischer Nutzen zu erwarten, wenn

die Kooperationsansätze kombiniert werden und gleichzeitig Übertragungskapazität pauschal reserviert wird. Diese Kapazitätsvergabe wird daher nicht weiter untersucht.

Gemessen an der ökonomischen Effizienz hat sich bei der regelzonenübergreifenden Dimensionierung gezeigt, dass der probabilistische Ansatz das größte Potential aufweist. Bei Kooperationen der regelzonenübergreifenden Beschaffung verspricht der Co-Optimierungsprozess, der im theoretischen Optimum eine stündlich optimale Aufteilung der Übertragungskapazität zur Folge hat, das größte Potential. Daher wird die Kombination dieser beiden Ansätze betrachtet.

Die sich ergebenden Systemkosten sind in Bild 4.16 dargestellt. Zum Vergleich werden zusätzlich die Systemkosten der bereits vorgestellten Untersuchungen sowie eine ausschließlich national organisierte Leistungs-Frequenz-Regelung angegeben.

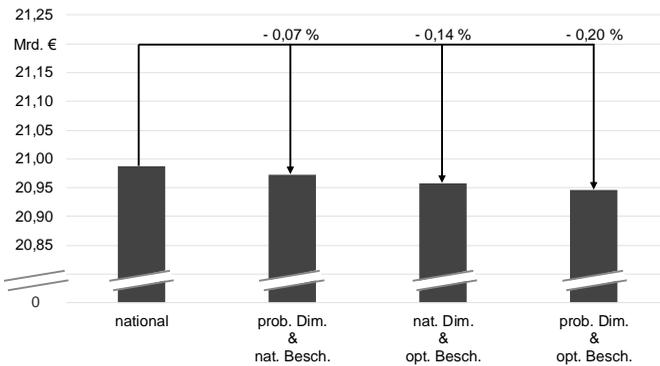


Bild 4.16: Systemkosten bei Kombination der regelzonenübergreifenden Dimensionierung und Beschaffung

Die kombinierte Anwendung der beiden Kooperationsformen führt dazu, dass die Systemkosten im Vergleich zur nationalen Dimensionierung und Beschaffung stärker reduziert werden können. Die Höhe der Kosteneinsparung entspricht dabei nahezu der Summe der Einzelbeträge der Kosteneinsparung bei isolierter Betrachtung. Zumindest in dem hier untersuchten System scheinen sich die Effekte der regelzonenübergreifenden Dimensionierung und Beschaffung weitgehend zu addieren.

Sowohl das geringere Niveau an vorgehaltener Regelleistung als auch die durch die Kooperation geänderten Stromhandelsflüsse beeinflussen allerdings möglicherweise die Situationen mit Regelleistungsknappheit. In Bild 4.17 sind die Situationen mit Regelleistungsknappheit bei Kombination der beiden Kooperationsformen dargestellt. Als Referenz sind die Situationen mit Regelleistungsknappheit bei ausschließlich nationaler Regelleistungsdimensionierung und -beschaffung angegeben.

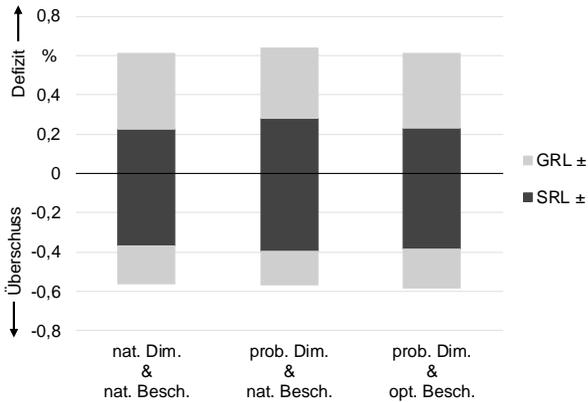


Bild 4.17: Situationen mit Regelleistungsknappheit bei Kombination der regelzonenübergreifenden Dimensionierung und Beschaffung

Die Auswertung zeigt, dass auch im Fall gleichzeitiger Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber bei der Dimensionierung und Beschaffung die Situationen mit Regelleistungsknappheit gegenüber dem Fall der ausschließlich national organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung nicht signifikant zunehmen. Daraus geht hervor, dass die hier untersuchte Kombination keine systematische Verschlechterung der Versorgungssicherheit zur Folge hat.

Übertragen auf die Praxis bedeuten diese Erkenntnisse, dass im Hinblick auf die ökonomische Effizienz eine kombinierte Anwendung dieser Kooperationsformen überprüft und angestrebt werden sollte. Mögliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit sind bei einer gleichzeitigen Einführung beider Kooperationsformen zwar zu untersuchen, erste Ergebnisse deuten aber darauf hin, dass zumindest Konstellationen ohne signifikante Verschlechterungen der Versorgungssicherheit auftreten können.

4.5 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

In den vorgehenden Abschnitten wurden gestützt auf modellbasierte Untersuchungen die Wirkungszusammenhänge bei regelzonenübergreifenden Kooperationen auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelung aufgezeigt und die Kooperationsansätze ökonomisch bewertet. Zwar sind die dabei eingesetzten Verfahren naturgemäß mit Modellunsicherheiten verbunden, dennoch können die Untersuchungen die Relevanz der regelzonenübergreifenden Kooperation unterstreichen. Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse wiedergegeben sowie Möglichkeiten zur praktischen Anwendung zusammengefasst und kritisch diskutiert.

- **Regelleistungsdimensionierung**
 - Bei einer regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung kann die zur Erfüllung eines vorgegebenen Versorgungssicherheitsniveaus notwendige Regelleistung gegenüber einer ausschließlich nationalen Bemessung deutlich reduziert werden.
 - Die Dimensionierung kann zu einer deutlich inhomogenen geografischen Verteilung der Regelleistung führen. Das kann bei einer reinen Minimierung der vorzuhaltenden Leistung zu Kostensteigerungen und damit zu ökonomischer Ineffizienz führen. Es erscheint somit ratsam, bei der Dimensionierung regelzonenspezifische Vorhaltekosten zu berücksichtigen. In dieser Arbeit wurden je Regelzone Leistungsgrenzen vorgegeben, die an dem Regelleistungsbedarf bei nationaler Dimensionierung ausgerichtet sind. Hierdurch konnten die Systemkosten gesenkt werden.
 - Die Auswirkungen unterschiedlicher Ansätze für die Dimensionierung auf die Versorgungssicherheit können anhand eines Vergleichs der Situationen mit Regelleistungsknappheit bewertet und verglichen werden.
- **Regelleistungsbeschaffung**
 - Bei der regelzonenübergreifenden Regelleistungsbeschaffung wird die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung auf besonders effiziente technische Anlagen verlagert. Auf diese Weise können die Systemkosten gegenüber der ausschließlich nationalen Beschaffung von Regelleistung reduziert werden.
 - Die Beschaffung kann zu einer deutlich ungleichmäßigen geografischen Verteilung der Regelleistungsvorhaltung führen. Deshalb sollten eventuell Kernanteile berücksichtigt werden.

- **Übertragungskapazität**

- Der Umgang mit Übertragungskapazität beeinflusst maßgeblich sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Potentiale der regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung und wird daher eine Schlüsselrolle bei der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei der Leistungs-Frequenz-Regelung spielen. Bei suboptimaler Allokation von Übertragungskapazität ergeben sich ökonomische Ineffizienzen.
- Aus den Untersuchungen geht hervor, dass zumindest in dem (praxisnah parametrisierten) Modellsystem der Wert von Übertragungskapazität für den Stromhandel den Wert für den Regelleistungsaustausch übersteigt. Der optimale Regelleistungsaustausch wird primär entgegen dem Stromhandel durchgeführt.
- Eine feste Reservierung von Übertragungskapazität für Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung kann dazu führen, dass die für den Austausch von Regelleistung nutzbare Kapazität abnimmt. Dies ist dann der Fall, wenn ohne Reservierung gegen den Stromhandel Regelleistung ausgetauscht wurde. Eine Reservierung kann zusätzlich die Systemkosten erhöhen. In dieser Arbeit wurden lediglich pauschale Ansätze der Reservierung untersucht. Es wird empfohlen, unterschiedliche Strategien der Reservierung von Übertragungskapazität zu überprüfen.
- Für die Leistungs-Frequenz-Regelung nutzbare Übertragungskapazität kann mittels eines probabilistischen Ansatzes abgeschätzt werden, so dass keine explizite Reservierung vorgenommen werden muss, die den Stromhandel begrenzen würde. Allerdings erfordert ein probabilistischer Ansatz eine robuste Abschätzung der Stromhandelsergebnisse, der durch etwaige Kooperationen der regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung beeinflusst wird. Zumindest für den hier untersuchten Betrachtungsbereich konnte gezeigt werden, dass robuste Abschätzungen auch mit vergleichsweise einfachen Annahmen möglich erscheinen. Um ein optimales Ergebnis bei praktischer Anwendung eines probabilistischen Ansatzes zu erzielen, besteht vertiefter Untersuchungsbedarf hinsichtlich grundlegender Zusammenhänge zwischen dem Stromhandel und dessen Treibern.

- **Kombinierte Anwendung der Dimensionierung und Beschaffung**

- Es konnte gezeigt werden, dass sich die ökonomischen Vorteile bei einer kombinierten Anwendung der regelzonenübergreifenden Regelleistungsdimensionierung und -beschaffung ergänzen können. Gleichzeitig nehmen Situationen mit Regelleistungsknappheit nicht systematisch zu. Für die Praxis bedeutet dies, dass untersucht und angestrebt werden sollte, möglichst beide Kooperationsformen parallel einzuführen.

5 Zusammenfassung

Um die angestrebte Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen, soll die Stromerzeugung in Europa weitgehend auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dabei spielen die Primärenergieträger Wind und Sonne eine zentrale Rolle, deren Verfügbarkeit aber nicht zu jedem Zeitpunkt sichergestellt und mit Prognosefehlern behaftet ist. Der Ausgleich dieser Prognosefehler erfordert die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die zurzeit noch vorwiegend zur Regelleistungsvorhaltung und -erbringung eingesetzt werden, immer weiter zurückgedrängt. Diese Entwicklungen führen zu steigenden Kosten für die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung und erfordern deren Optimierung.

Parallel hierzu wird auf europäischer Ebene eine regelzonenübergreifend organisierte Leistungs-Frequenz-Regelung angestrebt. In der jüngst beschlossenen Guideline Electricity Balancing werden unter anderem deren grenzüberschreitend koordinierte Dimensionierung, Beschaffung und Aktivierung von Regelleistung vorgeschrieben. In diesem Zusammenhang wird erstmals die Reservierung von Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Regelleistungsaustausch ermöglicht. Auf diesen neuen Regularien basierende regelzonenübergreifende Kooperationen können Effizienzsteigerungen auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelung ermöglichen. Gleichzeitig bestehen jedoch Rückwirkungen auf den Stromhandel und die Versorgungssicherheit, die bei einer weiteren Intensivierung der Zusammenarbeit beachtet werden müssen.

Das Ziel dieser Arbeit ist eine umfassende Bewertung unterschiedlicher Ansätze zur regelzonenübergreifenden Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung in

Europa mit Blick auf die Konsequenzen für die Effizienz des Stromversorgungssystems und die Versorgungssicherheit. Hierbei stehen die Sekundärregel- und Minutenreserveleistung im Fokus der Betrachtung.

Ausgehend von einer Analyse der bisherigen national organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung erfolgen in dieser Arbeit zunächst konzeptionelle Beschreibungen der regelzonenübergreifenden Ansätze und der wichtigsten Wechselwirkungen zwischen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Dabei wird jeweils zwischen den Ansätzen der Dimensionierung, Beschaffung und Aktivierung von Regelleistung sowie der Saldierung von Leistungsungleichgewichten unterschieden.

Aus der Analyse geht unter anderem hervor, dass alle Kooperationsansätze zu erheblich veränderten grenzüberschreitenden Leistungsflüssen führen können. Bei der zukünftigen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelung wird deshalb der Umgang mit nur begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität eine Schlüsselrolle einnehmen. Bei der Nutzung von Übertragungskapazität für Zwecke der Leistungs-Frequenz-Regelung werden aktuell unterschiedliche Modelle diskutiert. Diese sehen eine – nach unterschiedlichen Ansätzen festgelegte – Reservierung von Kapazität als auch eine wahrscheinlichkeitsbasierte Abschätzung nach dem Stromhandel noch verfügbarer Kapazität vor. Diese Konzepte sowie ihre Auswirkungen auf Märkte für Fahrplan- und Regelernergie werden detailliert beschrieben.

Soll die Dimensionierung von Regelleistung grenzüberschreitend erfolgen, ohne dass sich die Versorgungssicherheit verschlechtert, müssen bestehende Verfahren zur probabilistischen Regelleistungsdimensionierung angepasst und erweitert werden. Neben einer Abbildung der begrenzten Übertragungskapazität betrifft das insbesondere die Frage der Berücksichtigung von gegenseitigen Aushilfen zwischen den Regelzonen in Situationen mit Regelleistungsknappheit, die bei einer regelzonenspezifischen Bemessung nur implizit vorgenommen wird.

Eine genaue Analyse der komplexen Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Kooperationsansätzen erfordert deren quantitative Modellierung. In der vorliegenden Arbeit werden daher Optimierungs- und Simulationsverfahren zur technischen und ökonomischen Bewertung dieser Ansätze entwickelt. Anhand eines realitätsnah parametrisierten Systems werden anschließend grundlegende Wirkungszusammenhänge aufgezeigt sowie beispielhaft die ökonomischen

Potentiale der Kooperationsansätze quantifiziert. Potentielle Konsequenzen für die Versorgungssicherheit werden durch die Analyse von Situation mit Regelleistungsknappheit ebenfalls abgebildet.

Aus den Untersuchungen geht hervor, dass durch eine regelzonenübergreifende Organisation der Leistungs-Frequenz-Regelung ökonomische Effizienzgewinne realisierbar sind ohne die Versorgungssicherheit negativ zu beeinflussen. Gleichzeitig hängen die Potentiale stark vom Umgang mit knappen Übertragungskapazitäten ab. Bei direkter Nutzungskonkurrenz ist die Verwendung für einen Austausch von Fahrplanenergie im Regelfall ökonomisch effizienter als für einen Austausch von Regelleistung. In der Folge können Reservierungen von Übertragungskapazitäten für den Austausch von Regelleistung und die damit einhergehende Beschränkung des Fahrplanenergieaustauschs die Systemkosten sogar ansteigen lassen. Eine Reservierung von Übertragungskapazität sollte demnach grenzscharf und situationsabhängig überprüft und der Opportunität entgangener Stromhandelsgeschäfte gegenübergestellt werden.

Aufgrund des situationsabhängig nur geringen Kostenvorteils einzelner Kooperationsformen verbunden mit der Gefahr der suboptimalen Aufteilung von begrenzt verfügbarer Übertragungskapazität sollten in der Praxis Transformationskosten und Risiken näher untersucht und in die Entscheidungsfindung für einen geeigneten Umgang mit Übertragungskapazität einbezogen werden.

Durch eine wahrscheinlichkeitsbasierte Abschätzung nach dem Stromhandel verfügbarer Übertragungskapazität kann eine Reservierung vermieden und die Gefahr hoher Opportunitätskosten entgangener Stromhandelsgeschäfte eliminiert werden. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass hierdurch dennoch das Potential einer regelzonenübergreifend organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung bei allen Kooperationsformen weitgehend erschlossen werden kann. Im Gegenzug müssen bei diesem Ansatz Prognoseunsicherheiten, die das Versorgungssicherheitsniveau negativ beeinflussen können, bewertet werden.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE
Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050
Studie im Rahmen des Vorhabens: „Netzreaktive Gebäude – Gebäudebetrieb in Interaktion mit dem Energieversorgungsnetz“, Freiburg, November 2015.

- [2] Europäische Kommission
Energiefahrplan 2050
Mitteilung KOM(2011) 885 endgültig, Brüssel, Dezember 2011.

- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Ein Strommarkt für die Energiewende - Grünbuch
Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin, Oktober 2014.

- [4] Europäischer Rat
Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030
Tagung des Europäischen Rates – Schlussfolgerungen, Brüssel, Oktober 2014.

- [5] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)
Klimaschutzplan 2050
BMUB-Hausentwurf, Berlin, September 2016.

- [6] Bundesregierung
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien
Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016, Berlin, Juli 2016.
- [7] Agora Energiewende
2015 war Rekordjahr für Erneuerbare Energie, Stromerzeugung und Stromexport
Online verfügbar unter <https://www.agora-energie-wende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/2015-war-rekordjahr-fuer-erneuerbare-energien-stromerzeugung-und-stromexport/News/detail/> (Abgerufen am 11.09.2016), Berlin, Januar 2016.
- [8] Umweltbundesamt (UBA)
Erneuerbare Energien in Zahlen
Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> (Abgerufen am 11.09.2016), Berlin, Juni 2016.
- [9] Agora Energiewende
Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016
Studie 104/01-A-2017/DE, Berlin, Januar 2017.
- [10] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien
Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V. und der Hannover Messe, Kassel, April 2014.

- [11] Deutsche Energie-Agentur (dena)
Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt.
Endbericht Integration EE im Auftrag von RWE AG, Berlin, August 2012.
- [12] R2B Energy Consulting, Consentec
Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Köln, Aachen, Juni 2010.
- [13] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Ein Strommarkt für die Energiewende - Weißbuch
Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, Juli 2015.
- [14] L. Hirth, I. Ziegenhagen
Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 10, Berlin, Oktober 2013.
- [15] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)
Europäischer Strombinnenmarkt: Die Schweiz bleibt weiterhin im Abseits
Online verfügbar unter <http://www.strom.ch/de/verband/politik/politik-news/newsletter-fokus-energiepolitik/europaeischer-strombinnenmarkt.html> (Abgerufen am 16.09.2016), Aarau, 2016.

- [16] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Ecofys
Strommärkte im internationalen Vergleich
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit, Karlsruhe, Berlin, Juni 2015.
- [17] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
Anhörung der Monopolkommission
Stellungnahme zur Vorbereitung eines Sondergutachtens gemäß
§ 62 EnWG – Elektrizität und Gas, Berlin, Februar 2015.
- [18] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity
Framework Guidelines FG-2011-E-002, Ljubljana, Juli 2011.
- [19] Europäisches Parlament und Rat der europäischen Union
Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates
Amtsblatt der Europäischen Union L 211/65, Brüssel, Juli 2009.
- [20] European Federation of Energy Traders (EFET)
Comments on the draft Electricity Balancing Guideline
EFET memo – 1 July 2016, Amsterdam, Juli 2016.
- [21] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators on the network code on electricity balancing
Recommendation no. 03/2015, Ljubljana, Juli 2015.
- [22] European Network of Transmission System Operators (Electricity)
(ENTSO-E)
ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing
Network Code Version 3.0, Brüssel, August 2014.

- [23] U. Kasper
Schlaglichter zur anstehenden Änderung am Markt für Regelreserve vor dem Hintergrund der europäischen Regulierung (Guideline on Electricity Balancing)
Workshop im Rahmens des Vorhabens „Reserveenergiemärkte im Wandel“, Mannheim, Juli 2016.
- [24] Electricity Coordinating Center
Impact Assessment of Regional Balancing Integration in the Southeast European Electricity Market
Studie im Auftrag der Energy Community, Belgrad, Dezember 2014.
- [25] Elia, Tennet, DNV KEMA
Cross-Border Exchange of Balancing Energy and Operational Reserves: Benefits and Issues
Workshop im Rahmens des Vorhabens „Potential Cross-Border Balancing Cooperation between Elia and Tennet“, Brüssel, Februar 2013.
- [26] Europäische Akademie
Balancing Renewable Electricity
Advance Publication of Summary, Conclusions and Recommendations of the Correspondent Study of the Europäische Akademie GmbH, Bad Neuenahr-Ahrweiler, September 2011.
- [27] N. Ehlers
Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung
Dissertation Technische Universität Berlin, März 2011.
- [28] Weltenergierat
Energie für Deutschland 2011
Bericht zur Studie Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Berlin, Mai 2011.

- [29] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, S. Rossignol
A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part II: Economic Features
IEEE Transactions on Power Systems, S. 358 – 366, Paris, Februar 2007.
- [30] 50Hertz, Amprion, Elia, TenneT, TransnetBW, E-Bridge, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
Potential cross-border balancing cooperation between the Belgian, Dutch and German electricity Transmission System Operators
Abschlussbericht, Bonn, Oktober 2014.
- [31] 50Hertz, Amprion, Austrian Power Grid, Elia, Tennet, TransnetBW
Target model for exchange of frequency restoration reserves
Abschlussbericht EXPLORE - European X-border Project for LOnG term Real-time balancing Electricity market design, Berlin, Dortmund, Wien, Brüssel, Bayreuth, Stuttgart, Oktober 2016.
- [32] Deutsche Energie-Agentur (dena)
Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.
Abschlussbericht dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, Berlin, Februar 2014.
- [33] S. Fattler, C. Pellingner
Auswertungen und Analysen zur International Grid Control Cooperation
9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Februar 2015.
- [34] Adapt Consulting
KMB Balance management in multinational power markets
Abschlussbericht WP2, Oslo, März 2009.

- [35] S. van Roon
Strommarkt – Motor oder Bremse der Energiewende?
FfE Fachtagung 2015, München, April 2015.
- [36] E-Control
National Report 2014
Monitoringbericht - Vorläufige Version August 2014, Wien, August 2014.
- [37] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)
Monitoringbericht 2012
Bericht, Bonn, Februar 2013.
- [38] R. A. C. van der Veen, A. Abbasy, R. A. Hakvoort
Analysis of the Impact of Cross-Border Balancing Arrangements for Northern Europe
IEEE European Energy Market, Zagreb, Mai 2011.
- [39] C. Lorenz, C. Gerbaulet
New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe
Diskussionspapier des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, Berlin, Juli 2014.
- [40] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Dynamische Bestimmung des Regelleistungsbedarfs
Projekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Kassel, August 2015.
- [41] J. Kays, J. Schwippe, C. Rehtanz
Dimensioning of Reserve Capacity by means of a Multidimensional Method Considering Uncertainties
17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, August 2012.

- [42] S. Kippelt
Flexible Dimensioning of Control Reserve by means of a Stochastic Model – A Future Application
International Ruhr Energy Conference, Essen, März 2012.
- [43] A. Ohlsenbrügge, S. Lehnhoff
Dynamic Dimensioning of Balancing Power with flexible Feature Selection
23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, Juni 2015.
- [44] S. Kippelt, T. Schluter, C. Rehtanz.
Flexible dimensioning of control reserve for future energy scenarios
IEEE PowerTech, Grenoble, Juni 2013.
- [45] C. Breuer, C. Engelhardt, A. Moser
Expectation-based reserve capacity dimensioning in power systems with an increasing intermittent feed-in
IEEE European Energy Market, Stockholm, Mai 2013.
- [46] S. Kippelt, T. Schlüter
Impact of Future Renewable Energy Generation on Control Reserve Markets
Formaet, Dortmund, Mai 2012.
- [47] D. Jost, M. Speckmann, F. Sandau, R. Schwinn
A new method for day-ahead sizing of control reserve in Germany under a 100% renewable energy sources scenario
Electric Power Systems Research, Auflage 119, S. 485-491, Februar 2014.
- [48] D. Jost, A. Braun, R. Fritz
Sizing control reserves with a new dynamic method considering wind and photovoltaic power forecasts
Wind Integration Workshop, Berlin, November 2014.

- [49] G. Dany
Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dezember 2000.
- [50] Consentec, H.-J. Haubrich
Gutachten zur Höhe des Regellenergiebedarfs
Abschlussbericht im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Aachen, Dezember 2008.
- [51] J. D. Sprey, A. Klettke, A. Moser
Regelleistungsbedarf im Europäischen Übertragungsnetz
14. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2016.
- [52] J. E. D. de Haan
Cross-Border Balancing in Europe: Ensuring frequency quality within the constraints of the interconnected transmission system
Dissertation Technische Universität Eindhoven, Mai 2016.
- [53] K. van den Bergh, K. Bruninx, E. Delarue
Cross-border reserve markets: network constraints in cross-border reserve procurement
TME Working paper - Energy and Environment, Leuven, August 2016.
- [54] T. Drees
Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Januar 2016.

- [55] Thema, Energy Vile, E3M-Lab, Cowi
Electricity Market Functioning: Current Distortions, and How to Model Their Removal – Final Report
Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Brüssel, Juni 2016.
- [56] Europäische Kommission
Impact assessment on the revised rules for the electricity market, risk preparedness and ACER
Empfehlung SWD(2016) 410 final, Brüssel, November 2016.
- [57] Europäische Kommission
Impact assessment on the revised rules for the electricity market, risk preparedness and ACER - Annexes
Empfehlung SWD(2016) 410 final, Brüssel, November 2016.
- [58] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators
Network Code auf Basis der Commission Regulation 2016/631, Brüssel, April 2016.
- [59] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
Network Code on Load-Frequency Control and Reserves
Network Code auf Basis der Commission Regulation 2009/714, Brüssel, Juni 2013.
- [60] Bundestag der Bundesrepublik Deutschland
Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
Gesetz, Berlin, Juli 2005.

- [61] Bundestag der Bundesrepublik Deutschland
Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)
Gesetz, Berlin, Juni 2016.
- [62] Frontier Economics
Future potential for DSR in GB
Studie im Auftrag des Department of Energy and Climate Change, London, Oktober 2015.
- [63] 50Hertz Transmission
Allgemeines Modell der 50Hertz Transmission GmbH für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge
Bericht, Berlin, Datum unbekannt.
- [64] TransnetBW
Information zur Beschaffung von Primärregelleistung
Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/systemdienstleistungen/internationale-kooperation-zur-beschaffung-von-primarregelleistung.pdf> (Abgerufen am 16.09.2016), Stuttgart, April 2015.
- [65] Energiewirtschaftliche Tagesfragen
Kooperation für Primärregelleistung erweitert
Online verfügbar unter <http://www.et-energie-online.de/Default.aspx?tabid=68&NewsId=1901> (Abgerufen am 16.09.2016), Essen, September 2016.
- [66] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)
Recommendation on the Common Capacity Calculation and Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodologies
Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016, Brüssel, November 2016.

- [67] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
UCTE Operation Handbook
Operation Handbook, Brüssel, Juni 2004.
- [68] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
System Operation
Online verfügbar <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/system-operation/Pages/default.aspx> (Abgerufen am 04.03.2017), Brüssel, Mai 2016.
- [69] Europäische Kommission
System Operation Guideline
Guideline (Entwurf), Brüssel, Mai 2016.
- [70] R. J. Bessa, M. A. Matos
Comparison of probabilistic and deterministic approaches for setting operating reserve in systems with high penetration of wind power
IEEE MedPower 2010, Agia Napa, November 2010.
- [71] R2B energy consulting, Consentec, Connect, Fraunhofer ISI
Endbericht Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln, Juli 2014.
- [72] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Erneuerbare Energien in Zahlen
Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, 18. Ausgabe, Berlin, August 2015.

- [73] European Power Exchange (EPEX)
Integrierte Intraday-Märkte: Optimale Flexibilität
Online verfügbar https://www.epexspot.com/de/erneuerbare_energien/integrierte_intraday_markte (Abgerufen am 21.09.2016), Berlin, 2016.
- [74] Omi-Polo Español
Cross-Border Intraday: Questions & Answers
Broschüre: Version of 08.12.2014, Madrid, Dezember 2014.
- [75] K. Thomaschki
Flexibilisierung des Angebots: Aktuelle Entwicklungen zur Anpassung des regulativen Rahmens
AG Flexibilität der Plattform Strommarkt, Berlin, August 2014.
- [76] L. Hirth, I. Ziegenhagen
Balancing Power and Variable Renewables: Three Links
Renewable & Sustainable Energy Reviews, Berlin, März 2015.
- [77] J. Büchner, T. Türkucar
Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenenergiemärkte in Deutschland
ew, Heft 1/2, S. 54 - 57, Bonn, Januar 2005.
- [78] Bundestag der Bundesrepublik Deutschland
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
Gesetz, Berlin, Juli 2005.
- [79] 50 Hertz, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW
Regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung
Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information> (Abgerufen am 11.09.2016).

- [80] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)
Festlegungsverfahren zur Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Letztverbraucher
Festlegungsverfahren BK6-17-046, Bonn, September 2017.
- [81] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)
Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung
Festlegungsverfahren BK6-15-158, Bonn, Juni 2016.
- [82] S. Oecker, S. Braun, C. Will
Design of European Balancing Power Markets
IEEE European Energy Market, Porto, Juni 2016.
- [83] T. Hartmann
Bewertung von Kraftwerken im liberalisierten Strommarkt
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Januar 2007.
- [84] U. S. Kasper
Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Mai 2013.
- [85] S. Becker
Energiehandel und Risikomanagement
Skriptum zur Vorlesung, Aachen, 2013.
- [86] A. Moser
Stromerzeugung und -handel
Skriptum zur Vorlesung, Aachen, 2013.

- [87] K. Panos
Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt
Praxisbuch Energiewirtschaft, Heidelberg, 2013.
- [88] B. P. Jürgens
Tageinsatzplanung in hydrothermischen Kraftwerkssystemen - Ein Vergleich
Energiehandel und Risikomanagement, Aachen, 1994.
- [89] J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Dissertation Universität Stuttgart, Februar 2003.
- [90] energy & meteo systems
Windkraft klopft am Regenergiemarkt an
Online verfügbar https://www.energymeteo.de/unternehmen/Aktuelles/Windkraft_Regenergiemarkt.php (Abgerufen am 22.10.2016)
Oldenburg, Juni 2015.
- [91] Enercon
Pilotprojekt zur Regelenergie erfolgreich abgeschlossen
Online verfügbar <http://www.enercon.de/de/aktuelles/pilotprojekt-zur-regelenergie-erfolgreich-abgeschlossen/> (Abgerufen am 15.11.2016)
Heldenplein, Oktober 2015.
- [92] Fraunhofer (IWES)
Regelenergie durch Windkraftanlagen
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Kassel, März 2014.
- [93] M. Glau
Regelleistung aus Wind
Göttinger Energietagung, Göttingen, Mai 2016.

- [94] T. Cheumchit, A. Linder
Der Beitrag von Windenergie und angeschlossener Technologien für ein stabiles Netz
Seminar Erneuerbare Energien: Sales – Grid Integration, Aurich, 2016.
- [95] P. Stenzel,
Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher
LRST Kolloquium Regenerative Energien, Aachen Mai, 2016.
- [96] B. Wasowicz
Multifunktionaler Einsatz von Energiespeichern in engpassbehafteten Verteilungsnetzen
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, April 2015.
- [97] Deutsche Energie-Agentur (dena)
Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.
Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern, Berlin, Juni 2016.
- [98] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland
VDE-Studie Demand Side Integration - Gesamttext, Frankfurt, Juni 2012.
- [99] RTE France
Accepted and activated offers
Online verfügbar http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/volume_journalier_energie_ajustement.jsp?typeoffre=A83 (Abgerufen am 13.05.2015), Paris, Oktober 2015.

- [100] Europäische Kommission
Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms
SWD(2016) 385 final - COM(2016) 752 final, Brüssel, November 2016.
- [101] Ofgem
Electricity security of supply
A commentary on National Grid's Future Energy Scenarios for the next three winters, London, July 2015.
- [102] H. Hannele, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R. Bessa, D. Flynn, E. Gómez-Lázaro, N. Detlefsen
Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power
IEEE Transactions on Sustainable Energy, Minneapolis, September 2012.
- [103] A. Cronenberg, N. Seeger, S. Willemsen
Integration of France into the International Grid Control Cooperation
IEEE Energy Conference, Leuven, April 2016.
- [104] Technische Universität Dortmund, E-Bridge-Consulting
Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten
Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Dortmund, Bonn, August 2009.
- [105] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)
Festlegung zum Einsatz von Regellenergie
Beschluss BK6-08-111, Bonn, März 2010.
- [106] P. Zolotarev, M. Gökeler
Netzregelverbund – Koordinierter Einsatz von Sekundärregelleistung
10. ETG/GMM-Fachtagung, München, März 2011.

- [107] Institut für Zukunftssysteme
Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen
Studie im Auftrag Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, Berlin/Saarbrücken, August 2015.
- [108] Austrian Power Grid
Imbalance-Netting-Kooperationen
Online verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>, (Abgerufen am 12.09.2016), Wien, September 2016.
- [109] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
Cross Border Electricity Balancing Pilot Projects
Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cross-border-electricity-balancing-pilot-projects/Pages/default.aspx> (Abgerufen am 11.09.2016), Brüssel, September 2016.
- [110] Admie, national Grid, REE, REN, RTE, Swissgrid, Terna
Trans European Replacement Reserve Exchange
Terre Workshop, Brüssel, Mai 2015.
- [111] A. Abada
ENTSO-E Cross Border Electricity Balancing Pilot Projects
Month Report on Pilot Project 4, Brüssel, November 2015.
- [112] Admie, national Grid, REE, REN, RTE, Swissgrid, Terna
Public consultation document for the design of the TERRE
Konsultationsdokument, Brüssel, März 2016.

- [113] European Emission Trading Scheme
TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)
Online verfügbar <http://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1041-terre-trans-european-replacement-reserves-exchange> (Abgerufen am 12.09.2016), Działoszyn, März 2016.
- [114] Consentec, 50Hertz
Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt
Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen, Februar 2014.
- [115] K. von Sengbusch
Internationale Kopplung von Regelleistungsmärkten
VDE-Tagungsbeitrag, München, Mai 2013.
- [116] Austrian Power Grid
Gemeinsamer Einsatz von Sekundärregelleistung in Deutschland und Österreich
Online verfügbar <https://www.apg.at/de/markt/2016/06/16/SRL-Kooperation> (Abgerufen am 12.09.2016), Wien, Juni 2016.
- [117] E. Handschin, U. Häger, W. Horenkamp, W. Schulz, D. Waniek
Abschätzung der EEG-Bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers
ew, Heft 5, S. 22-30, Dortmund, Mai 2007.
- [118] European Network of Transmission System Operators (Electricity) (ENTSO-E)
Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments
Bericht, Brüssel, Oktober 2001.
- [119] K.W. Edwin, H.-D. Kochs, G. Traeder,
Untersuchung der Kraftwerksreserve im Verbundsystem
Westdeutscher Verlag, Opladen, 1979.

- [120] N. P. Padhy
Unit Commitment – A Bibliographical Survey
IEEE Transactions on Power Systems 19, Heft 2, S.1196-1205, Mai 2004.
- [121] A. Wenz
Rechnergestützte Anlageneinsatzplanung und -optimierung in Querverbundsystemen
Dissertation Ludwig-Maximilians-Universität München, 2000.
- [122] C. C. D. Kraemer
Zukünftiger Kraftwerks- und Speicherpark unter klimapolitischen Rahmenbedingungen
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Dezember 2014.
- [123] N. Seeger, B. Tersteegen, C. Maurer
Das nationale Klimaschutz-Instrument für den deutschen Stromsektor – eine erste Einschätzung
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg. (2015) Heft 6, Aachen, Juni 2015.
- [124] A. Schäfer
Portfoliooptimierung in dezentralen Energieversorgungssystemen
Dissertation Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Juni 2013.
- [125] Bundesregierung
Abschlussklärung G7-Gipfel
Abschlussklärung G7-Gipfel 7.– 8. Juni 2015, Berlin, Juni 2015.

- [126] Merkur.de
G7-Gipfel 2015 auf Schloss Elmau: Die wichtigsten Fragen und Antworten
Online verfügbar unter <http://www.merkur.de/politik/g7-gipfel-2015-auf-schloss-elmau-alle-infos-zum-treffen-in-deutschland-4022093.html> (Abgerufen am 11.09.2016), München, Juni 2015.
- [127] Vereinte Nationen
Framework Convention on Climate Change
Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), Paris, Dezember 2015.
- [128] Intergovernmental Panel on Climate Change
4. Sachstandbericht - Klimaänderung 2007
Ein Bericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC), Bern, Wien, Berlin, 2007.
- [129] Austrian Power Grid
Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG
Online verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik> (Abgerufen am 17.02.2017), Wien, Februar 2017.
- [130] European Network of Transmission System Operators (Electricity)
Accepted Offers and Activated Balancing Reserves
Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show> (Abgerufen am 17.02.2017), Brüssel, Februar 2017.
- [131] 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW
Regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung
Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/data/> (Abgerufen am 17.02.2017).

- [132] Elia
Ancillary Services – Grid data
Online verfügbar unter <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing> (Abgerufen am 17.02.2017).
- [133] Swissgrid
Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz - Energieübersicht der Schweiz
Online verfügbar unter https://www.swissgrid.ch/swiss-grid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html (Abgerufen am 17.02.2017).
- [134] Nord Pool
Market Data
Online verfügbar unter <http://www.npspot.com/Market-data1/Regulating-Power1/> (Abgerufen am 17.02.2017).
- [135] Energinet.dk Pool
Energy Data - Datahub
Online verfügbar unter <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data> (Abgerufen am 17.02.2017).
- [136] RTE
Balancing Energy
Online verfügbar unter http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/mecanisme/volumes_prix/equilibre.jsp (Abgerufen am 17.02.2017).
- [137] Tennet NL
System & transmission data
Online verfügbar unter http://www.tennet.org/english/operational_management/export_data.aspx (Abgerufen am 17.02.2017).

- [138] PSE
Grid data
Online verfügbar unter http://www.pse.pl/index.php?dzid=115&did=581&lang_id=1 (Abgerufen am 17.02.2017).
- [139] M. Steck, W. Mauch
Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung
10. Symposium Energieinnovation, München, Februar 2008.
- [140] W.-P. Schill, M. Pahle, C. Gambardella
Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation
Nature Energy 2, Article number: 17050 (2017), Berlin, April 2017.
- [141] W.-P. Schill, M. Pahle, C. Gambardella
Start-up costs of thermal power plants in markets with increasing shares of variable renewable generation – Supplementary Information
Nature Energy 2, Article number: 17050 (2017), Berlin, April 2017.

Nicht öffentlich zugängliche Quellen

- [142] 50 Hertz Transmission
Regelenergie-Downloadbereich
Internetpräsenz, (abgerufen am 21.09.2016), Berlin, März 2015.
- [143] B. Drüke
Technisch-wirtschaftliche Bewertung von Druckluftspeicherkraftwerken
Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen, November 2007.

A ANHANG

A.1 Ursachen von Leistungsungleichgewichten

Kraftwerksausfälle

Ein Ausfall thermischer Kraftwerke wirkt sich auf den Regelleistungsbedarf aus, wenn der ausfallende Kraftwerksblock zum Zeitpunkt der Störung in Betrieb ist und somit seine Einspeiseleistung augenblicklich reduziert wird. Kraftwerksausfälle sind folglich ausschließlich für die Bemessung positiver Regelleistung relevant. Aufgrund des stochastischen Auftretens von Kraftwerksausfällen werden bei der Regelleistungsdimensionierung statistische Kenngrößen eingesetzt. Bei der Modellierung wird zwischen Voll- und Teilausfällen unterschieden. In Deutschland stützten sich die Übertragungsnetzbetreiber auf Kennzahlen des VGB PowerTech e.V., der seit mehreren Jahren entsprechende Verfügbarkeitsstatistiken veröffentlicht. In Tabelle A.1 sind die für verschiedene Kraftwerkstechnologien ermittelten Ausfallkenngrößen aufgeführt.

Tabelle A.1: Ausfallkenngrößen nach Kraftwerkstechnologien [50]

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall [1/a]	Häufigkeit Teil- ausfall [1/a]	Leistungseinschränkung bei Teilausfall [%]
Kernkraft	1,1	1,2	27
Steinkohle	6,6	4,2	32
Braunkohle	4,5	1,7	37
Öl	3,9	1,1	50
Gas und Dampf	12,1	7,3	32
Gasturbine	2,5	0,3	50

Lastrauschen und Lastprognosefehler

Unter *Lastrauschen* werden kurzfristige Leistungsschwankungen der Netzlast verstanden. Das Lastrauschen wird auch als Volatilität des Momentanwerts der vertikalen Netzlast bezeichnet, da neben rein verbrauchsseitig verursachten Leistungsschwankungen in dem Lastrauschen auch Erzeugungsschwankungen miteingefasst werden [58]. Definitionsgemäß ist das Lastrauschen innerhalb einer Viertelstunde mittelwertfrei und wird aus der Differenz zwischen dem Minutenmittelwert und dem Viertelstundenmittelwert der vertikalen Netzlast gebildet (Bild A.1). Der *Lastprognosefehler* wird aus der Differenz zwischen der viertelstündigen Lastprognose und dem tatsächlich eingetretenen Viertelstundenmittelwert ermittelt. Aufgrund der kurzzeitigen Leistungsschwankungen wird zum Ausgleich des Lastrauschens Sekundärregelleistung benötigt, während der Ausgleich des Lastprognosefehlers auch über den Abruf von Minutenreserveleistung erfolgen kann. Um einen rechtzeitigen Abruf von Minutenreserveleistung vornehmen zu können, müssen die Übertragungsnetzbetreiber den Lastprognosefehler mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf abschätzen.

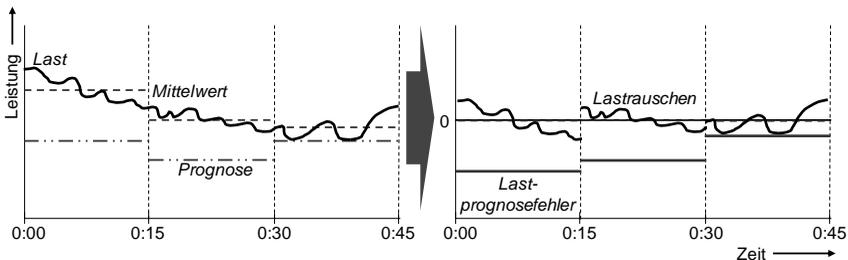


Bild A.1: Lastrauschen und Lastprognosefehler - eigene Darstellung nach [50]

Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung

Die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Energien ist mit Prognosefehlern behaftet, die unter anderem durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden müssen. Zwar wurde die Prognosegüte in der Vergangenheit stetig verbessert, gemäß einiger Studien überkompensiert allerdings der mit dem Anstieg der installierten Erzeugungleistung verbundene höhere Reservebedarf [71, 72].

Fahrplansprünge

In der Praxis sind systematische Leistungsungleichgewichte bei Stunden- und Viertelstundenübergängen zu beobachten, die auf sogenannten Fahrplansprüngen beruhen. Die Ursachen von Fahrplansprüngen sind zum einen auf das aktuelle europäische Marktdesign und zum anderen auf das Verhalten einzelner Marktteilnehmer zurückzuführen.

Gebotszonenüberschreitender Stromhandel wird ausschließlich im Stundenraster zugelassen, wodurch Leistungsverläufe innerhalb einer Stunde – bekannt oder unbekannt – beim gebotszonenüberschreitenden Handel nicht berücksichtigt werden können. Bei Stundenübergängen sind somit große Leistungssprünge des Stromhandels möglich, die von Kraftwerken aufgrund begrenzter Leistungsgradienten nicht exakt, sondern als Rampe nachgefahren werden. In Deutschland wird den Kraftwerksbetreibern hierzu ein Zeitbereich von 10 Minuten zugestanden, der sich zu jeweils gleichen Teilen auf die beiden angrenzenden Stunden verteilt [50]. Über diesen Zeitraum wird beim Leistungs-Frequenz-Regler ein linearer Verlauf des Sollaustauschs eingestellt. In der Praxis kann die Kraftwerkseinspeisung von diesem Sollaustausch abweichen und Bedarf an Regelleistung auslösen. Aktuell gibt es erste Bestrebungen, Viertelstundenprodukte beim grenzüberschreitenden Handel einzuführen, wodurch die Relevanz von Fahrplansprüngen abnehmen wird [73, 74].

Eine weitere Ursache für Fahrplansprünge liegt in der Energiebeschaffung von Marktteilnehmern im Stundenraster, obwohl eine viertelstündliche Beschaffung möglich wäre. Die Marktteilnehmer beschaffen dabei die benötigte Energie zwar für eine Stunde energetisch korrekt, vernachlässigen jedoch Leistungsverläufe innerhalb dieses Zeitraums und verursachen den Einsatz von Regelleistung. In Bild A.2 (links) ist dieser Zusammenhang schematisch dargestellt. Rechts ist das mittlere Abrufsignal der Sekundärregelleistung in Deutschland im Minutenraster für das Jahr 2013 dargestellt. Hoher Regelenergiebedarf tritt in den Morgenstunden zwischen 6 und 9 Uhr sowie in den Abendstunden ab 17 Uhr auf. Diese Zeiträume überschneiden sich mit dem Anstieg bzw. Rückgang der Leistungsanforderungen der Nachfrage [75].

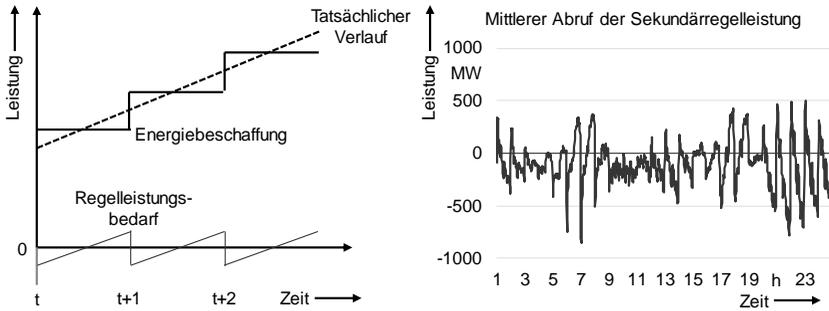


Bild A.2: Links: Fahrplansprünge aufgrund stündlicher Energiebeschaffung [76]
 Rechts: Mittleres Abrufsignal der Sekundärregelleistung in 2013 im Minuten-
 raster [142]

A.2 Bestehende Kooperationen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung

Im Folgenden erfolgt ein Überblick über bereits bestehende oder sich entwickelnde Kooperationen in Kontinentaleuropa. Die Darstellung erfüllt dabei nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Einige Kooperationen sind in Bild A.3 dargestellt.



Bild A.3: Ausgewählte Kooperationen bei der Leistungs-Frequenz-Regelung - eigene Darstellung nach [108, 109]

Netzregelverbund

Bis 2008 wurden die vier deutschen Regelzonen separat von dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber geführt. Auf Druck der nationalen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, haben im Dezember 2008 drei deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Amprion ausgeschlossen, eine Einigung über eine koordinierte Leistungs-Frequenz-Regelung unterzeichnet und den Grundstein für den Netzregelverbund⁹ gelegt. Im Jahr 2010 wurde dieser auf alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber ausgeweitet [104, 105]. Im Gegensatz zur individuellen Leistungs-

⁹ Der Netzregelverbund wird im europäischen Kontext auch als Grid Control Cooperation (GCC) bezeichnet.

Frequenz-Regelung werden beim Netzregelverbund durch Kopplung der Leistungs-Frequenz-Regler die Regelzonen so geführt, als würde es sich um eine gemeinsame Regelzone handeln [79]. Seit Juli 2010 sind in Deutschland alle Ausprägungsformen der Kooperation umgesetzt. Insgesamt hat die Umsetzung in etwa zwei Jahre gedauert [79].

Die Grenzen der Einsatz- und Umsetzungsmöglichkeiten des Netzregelverbunds liegen in Netzrestriktionen zwischen den Regelzonen. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ist es möglich, maximal mögliche Leistungsflüsse zwischen den Regelzonen zu definieren. Im Extremfall können Netzrestriktionen dazu führen, dass der Netzregelverbund zwischenzeitlich aufgelöst wird [32,106].

Trans-European Replacement Reserve Exchange

Über 80 % der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, die eine Stundenreserve einsetzen, haben sich bei der Kooperation „Trans-European Replacement Reserve Exchange“ (TERRE) zusammengeschlossen. TERRE bildet damit die geografisch größte Kooperation innerhalb Europas. Das Ziel liegt in einem kostenminimalen Abruf von Stundenreserve. Dazu wurden einheitlicher Produktstandards definiert [110-113]. Netzrestriktionen werden bei dem Austausch von Stundenreserve mitberücksichtigt. Da es sich bei der Stundenreserve um ein im Vergleich zu den anderen Regelleistungsqualitäten vergleichsweise selten abgerufenes Produkt handelt, wird eine Reservierung von Übertragungskapazität für Zwecke des Transports der Stundenreserve nicht diskutiert [112].

International Grid Control Cooperation und Imbalance Netting Cooperation

Die Kooperationen der „International Grid Control Cooperation“ und der „Imbalance Netting Cooperation“ zielen auf eine Vermeidung gegenläufiger Abrufe von Sekundärregelleistung durch eine Saldierung der Leistungsungleichgewichte vor dem Regelleistungsabruf ab [33, 114]. Die Saldierung erfolgt dabei nach Können und Vermögen unter Berücksichtigung der aktuellen Netzauslastung [115]. Der Leistungsaustausch beschränkt sich auf die nach dem Intraday Handel noch verfügbare Übertragungskapazität.

Koordinierter Sekundärregelleistungsabruf in Österreich und Deutschland

Mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid optimieren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber seit Juni 2016 den Sekundärregelleistungsabruf unter Verwendung einer gemeinsamen Merit Order-Liste. Als nächster Schritt soll eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung

und ein Zusammenlegen der Märkte geprüft werden [116]. Diese Form der Kooperation ist möglich, da Deutschland und Österreich ihre Sekundärregelungsprodukte bereits angeglichen haben. Des Weiteren bildet Deutschland mit Österreich eine gemeinsame Preiszone aufgrund des grenznah stark ausgebauten Übertragungsnetzes¹⁰. Hierdurch kann auf eine Reservierung von Übertragungskapazität verzichtet werden.

Auf Basis der aktuellen und vorangetriebenen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber ist ersichtlich, dass unterschiedliche Ausprägungsformen regelzonenübergreifender Kooperation auf dem Gebiet der Leistungs-Frequenz-Regelungen bestehen. Allen Formen der Kooperation ist gemein, dass sie Netzrestriktionen geeignet mit betrachten.

¹⁰ Aktuell wird aufgrund von verstärkt auftretenden Engpässen in deutschen Nachbarländern, die aus dem Handel mit Österreich hervorgehen, diskutiert, an der deutsch-österreichischen Grenze eine Engpassbewirtschaftung einzuführen.

A.3 Vergleich von Produktmerkmalen der Sekundärregelleistung in Europa

In Tabelle A.2 erfolgt eine vergleichende Gegenüberstellung wesentlicher Produktmerkmale der Sekundärregelleistung zwischen Deutschland und ausgewählten europäischen Ländern.

Tabelle A.2: Vergleich wesentlicher Produktmerkmale der Sekundärregelleistung von Deutschland mit ausgewählten europäischen Ländern [82]

Produktmerkmal	DE	AT	BE	ES	FR	IT
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	monatlich	täglich	obligatorische Teilnahme; regulierte Preise unter Berücksichtigung von Kostenneutralität	täglich
Produktzeitscheiben	HT: werktags 8-20h NT: sonst	HT: werktags 8-20h NT: sonst	base, peak, offpeak;	24x1h		24x1h
Produktdifferenzierung	positiv / negativ	positiv / negativ	positiv / negativ	positiv / negativ		symmetrisch
Mindestgebotsgröße	5 MW	5 MW	5 MW	k. A.		1 MW
Vergütung	LP & AP PaB	LP & AP PaB	LP & AP PaB	LP uP ¹¹		AP PaB

Der Vergleich mit ausgewählten europäischen Ländern zeigt sowohl Unterschiede als auch Gemeinsamkeiten bei den Produktdefinitionen der Sekundärregelleistung auf. Während beispielsweise die Erbringung von Sekundärregelleistung in Frankreich obligatorisch ist und die Erbringer von Regelleistung bei Abruf kostenneutral gestellt werden, ist der Markt in Italien und Spanien deutlich dynamischer ausgeprägt.

¹¹ Uniform Pricing (uP): Einheitspreisverfahren: Alle Anlagenbetreiber erhalten eine Zahlung in Höhe des teuersten Angebots.

A.4 Daten zur regelzonenübergreifenden Dimensionierung von Regelleistung

Bei den rechnergestützten Analysen der Regelleistungsdimensionierung und des Abrufs von Regelleistung werden Leistungsungleichgewichte im Minutenraster berücksichtigt, deren Kennzahlen in den nachfolgenden Tabellen angegeben sind. Die Analysen stützen sich auf öffentlich verfügbare Quellen [129-138].

Tabelle A.3: Kennzahlen der viertelstündlichen Leistungsungleichgewichte

[MW]	Minimum	Maximum	Mittelwert	Standardabweichung
AT	-650	763	13	133
BE	-747	781	-8	123
CH	-791	719	8	112
CZ	-507	1100	-12	85
DE	-3005	2929	191	441
DK	-681	710	3	83
FR	-2956	2172	-135	449
NL	-724	622	-30	144
PL	-621	531	-1	174

Die Daten werden so bearbeitet, dass der Einfluss bestehender regelzonenübergreifender Kooperationen, wie beispielsweise die International Grid Control Cooperation, aus der Datenbasis eliminiert wird.

Nicht in allen der betrachteten Regelzonen wird eine viertelstündliche imbalance settlement period verwendet. Für Regelzonen, deren imbalance settlement period die in dieser Arbeit für die Berechnung verwendeten fünfzehn Minuten übersteigt, werden die fehlenden Daten aus den halbstündlichen Daten synthetisch erzeugt. Dabei wird ein Überschwingen der Ungleichgewichte simuliert, um die Schwankungen innerhalb der Viertelstunden abzubilden. Ein Beispiel hierzu ist in Bild A.4 dargestellt.

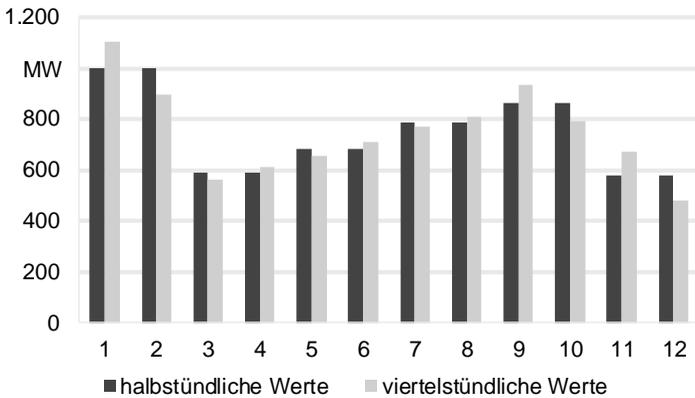


Bild A.4: Synthetische Generierung von viertelstündlichen aus gegebenen halbstündlichen Ungleichgewichten

Von den im Fokus des Betrachtungsbereiches liegenden Regelzonen sind ausschließlich Bilanzungleichgewichte im Minutenraster von Deutschland und den Niederlanden verfügbar. Um für die sonstigen Regelzonen die für die Berechnung notwendigen Ungleichgewichte im Minutenraster zu erhalten, wurde das Rauschen von Deutschland und den Niederlanden statistisch ausgewertet und auf die anderen Regelzonen übertragen. Die Kennzahlen der minütlichen Leistungsungleichgewichte sind in Tabelle A.4 zusammengefasst.

Tabelle A.4: Kennzahlen der minütlichen Leistungsungleichgewichte

[MW]	Minimum	Maximum	Mittelwert	Standardabweichung
AT	-627	581	0	57
BE	-592	549	0	54
CH	-549	509	0	50
CZ	-412	382	0	38
DE	-2530	2640	0	234
DK	-411	381	0	38
FR	-2544	2654	0	235
NL	-669	620	0	61
PL	-780	723	0	71

A.5 Daten zur regelzonenübergreifenden Beschaffung von Regelleistung

In Bild A.5 sind die Kraftwerksparks sowie der Maximalwert der Stromnachfrage für die im Betrachtungsbereich liegenden Länder angegeben.

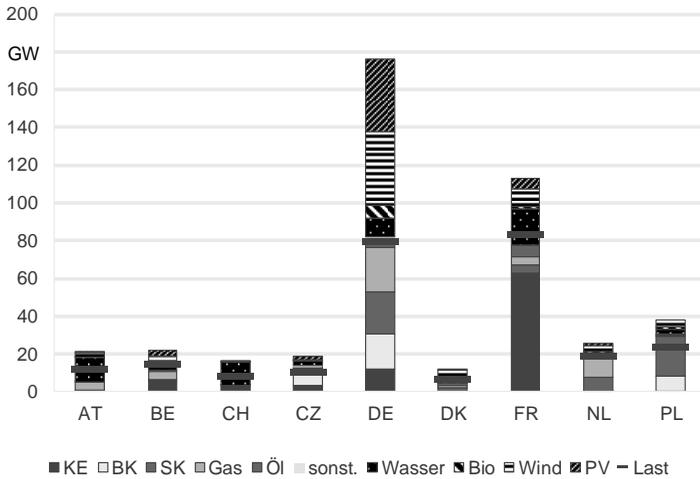


Bild A.5: Kraftwerksparks und Stromnachfrage

Jeder im Betrachtungsbereich befindliche thermische Kraftwerksblock verfügt über spezifische Stromerzeugungskosten, die sich u.a. in Abhängigkeit von seinem Wirkungsgrad ergeben. In den Tabellen A.5 bis A.7 sind die in den Szenarien berücksichtigten Kraftwerksparameter angegeben, die für alle Kraftwerksblöcke eines Kraftwerkstyps verwendet werden [139-141].

Tabelle A.5: Kraftwerksparemeter

Kraftwerkstyp	Mindestleistung [%]	Mindeststillstandszeit [h]	Mindestbetriebszeit [h]
Kernkraft	20	15	15
Steinkohle	25	3	4
Braunkohle	40	8	6
Öl	35	1	1
Gas und Dampf	35	2	4
Gasturbine	15	1	1
Turbine	1	1	1
Pumpe	1	1	1
Sonstige	25	1	1

Tabelle A.6: Verwendete Vorhaltung von Regelleistung je Kraftwerkstyp

Kraftwerkstyp	Primärregelleistung [% / P_{inst}]	Sekundärregelleistung [% / P_{inst}]	Minutenreserveleistung [% / P_{inst}]
Kernkraft	3	30	90
Steinkohle	2	15	45
Braunkohle	1	9	27
Öl	5	40	80
Gas und Dampf	2	40	100
Gasturbine	0	15	100
Turbine	5	100	100
Pumpe	0	0	100
Sonstige	2	20	50

Tabelle A.7: Fähigkeit der Schnellstartbarkeit und Anfahrkosten der Kraftwerke

Kraftwerkstyp	schnellstartbar	Anfahrkosten [€ / MW]
Kernkraft	nein	15
Steinkohle	nein	25
Braunkohle	nein	14
Öl	ja	3
Gas und Dampf	nein	10
Gasturbine	ja	5
Turbine	ja	0
Pumpe	ja	0
Sonstige	nein	7

Im Zuge der Dekarbonisierung der europäischen Stromerzeugung spielen Wind- und Photovoltaikanlagen eine zentrale Rolle. Deren mit Prognosefehlern behaftete Einspeisung erfordert vermehrt den Einsatz von Regelreserve. Steigende Kosten für die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung sind die Folge. Auf europäischer Ebene wird daher basierend auf den jüngst beschlossenen Guidelines Electricity Balancing und System Operation eine regelzonenübergreifend organisierte Leistungs-Frequenz-Regelung initiiert. Hieraus hervorgehende Kooperationen können zwar Effizienzsteigerungen ermöglichen, gleichzeitig aber den Stromhandel und die Versorgungssicherheit negativ beeinflussen. Dies muss bei einer weiteren Intensivierung der Zusammenarbeit beurteilt werden.

In der Arbeit werden unterschiedliche Ansätze zur regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung bewertet. Begrenzt verfügbare Übertragungskapazität und daraus resultierende Wechselwirkungen mit dem Stromhandel beweisen sich als zentrale Fragestellung. Um unterschiedliche Konzepte zum Umgang mit Übertragungskapazität sowie ihre Auswirkungen auf die Märkte für Strom und Regelreserve quantitativ zu bewerten, werden geeignete Simulations- und Optimierungsverfahren entwickelt und vorgestellt.

Simulationen zeigen, dass bei einer regelzonenübergreifend organisierten Leistungs-Frequenz-Regelung ökonomische Effizienzgewinne realisierbar sind ohne die Versorgungssicherheit negativ zu beeinflussen. Die Potentiale hängen stark vom Umgang mit Übertragungskapazität ab. Bei direkter Nutzungskonkurrenz ist die Verwendung für einen Stromhandel im Regelfall ökonomisch effizienter als für einen Austausch von Regelreserve. Das größte Potential verspricht eine wahrscheinlichkeitsbasierte Abschätzung nach dem Stromhandel verfügbarer Übertragungskapazität. Hierdurch kann eine Reservierung vermieden und die Gefahr hoher Opportunitätskosten entgangener Stromhandelsgeschäfte eliminiert werden. Im Gegenzug müssen Prognoseunsicherheiten bewertet werden.