



University of Applied Sciences

HOCHSCHULE
EMDEN·LEER

Fachbereich Technik

Agnes Pechmann (Hg.), Nanke Steenhusen

Erlösmöglichkeiten für kleine und mittelständische Unternehmen durch Bereitstellung von Regelleistung

Eine Masterthesis

Schriftenreihe der Hochschule Emden/Leer, Band 15

Agnes Pechmann (Hg.), Nanke Steenhusen

Erlösmöglichkeiten für kleine und mittelständische Unternehmen durch Bereitstellung von Regelleistung

Eine Masterthesis

Hochschule Emden/Leer
Emden 2015

Schriftenreihe der Hochschule Emden/Leer, Band 15

Verlag: Hochschule Emden/Leer
Druckerei: VON DER SEE, Emden
Buchbinderei: VON DER SEE, Emden

© 2015
Hochschule Emden/Leer
Constantiaplatz 4
26723 Emden
E-Mail: bibliothek.emden@hs-emden-leer.de

ISBN 978-3-944262-05-5

Kurzfassung

Eine konstante Netzfrequenz ist Voraussetzung für die störungsfreie und zuverlässige Versorgung mit elektrischem Strom. Zur Frequenzhaltung müssen Einspeisung und Entnahme von elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt exakt ausgeglichen sein. Den permanenten Lastausgleich im deutschen Höchstspannungsnetz stellen die Übertragungsnetzbetreiber durch den koordinierten Einsatz sogenannter Regelleistung her. Regelleistung wird traditionell erbracht, indem je nach Netzsituation die Einspeiseleistung entweder erhöht oder reduziert wird. Diese Systemdienstleistung wird z. B. durch flexible Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicherwerke geliefert. Zur Vermarktung dieser Leistung im liberalisierten Strommarkt nehmen qualifizierte Anbieter an einem Ausschreibungssystem teil.

Durch das fluktuierende Einspeiseverhalten erneuerbarer Energieerzeuger wird im Zuge der in Deutschland stattfindenden Energiewende in Zukunft mit einem erhöhten Bedarf an Regelleistung gerechnet. Dies eröffnet Möglichkeiten für Klein- und mittelständische Unternehmen auf unteren Netzebenen, ihre vorhandenen, flexiblen Stromverbraucher zur Erbringung von Regelleistung für den Lastausgleich im Höchstspannungsnetz gewinnbringend zu vermarkten. Die vorliegende Masterarbeit untersucht die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Regelennergie anhand eines realen Fallbeispiels auf Basis der Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2014.

Schlüsselwörter

Energiewirtschaft, Flexibilität, Lastmanagement, Netzregelung, Regelleistung, Systemdienstleistungen, Virtuelles Kraftwerk

Abstract

A constant grid frequency is a binding requirement for a reliable failure-free electricity supply. Frequency stability is achieved by maintaining a constant balance between power input and load in the grid at all times. Load balancing in the German maximum voltage power grid is permanently carried out by transmission systems operators with coordinated use of so called balancing power. Depending on the load situation in the grid, this power is delivered by either increasing or decreasing the power output of a generator unit. This system service is traditionally provided by flexible peak power plants or hydro storage facilities. A bidding system has been implemented in the liberalized energy market, allowing qualified providers to offer their balancing capacities.

Fluctuating power output patterns of renewable energy sources will increase the demand for balancing power, as these source will constitute a growing share in the German electricity production capability in the course of the ongoing energy system transformation. This creates opportunities for small and medium-sized companies to harvest profits by marketing flexible loads as grid balancing capacities. This master thesis investigates the possible annual revenue by providing balancing power on the basis of a real-life case example and the bidding results of 2014.

Keywords

Balancing power, Energy marketing, Flexibility, Grid controlling, Load management, System services, Virtual power plant

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Im Rahmen der Energiewende in Deutschland und den damit einhergehenden Änderungen im Strommarkt ergeben sich neue Möglichkeiten für Unternehmen, Erlöse zu erzielen. Der zukünftige Strommarkt benötigt Flexibilität, um Stromerzeugung und –bedarf in Einklang zu bringen. Unternehmen, die ihren Strombedarf planen und steuern können, sind in der Lage Ihren Strombedarf dem Marktangebot anzupassen. Diese Flexibilität ermöglicht im Rahmen des Strommarkts 2.0 Stromkosten zu verringern und zusätzliche Erlöse zu erzielen. Die Unternehmen müssen hierzu in der Lage sein, „auf Zuruf“ ihren Bedarf für einen bestimmten Zeitraum, z. B. 15 min. senken oder steigern können. Welche Möglichkeiten es zurzeit gibt, wird in der vorliegenden Arbeit beschrieben. Es wird ferner untersucht, wie hoch die Erlösmöglichkeiten unter definierten Bedingungen sind. Die Ergebnisse sollen eine erste Einschätzung gerade für kleinere Unternehmen bieten, in welcher Größenordnung sich potentielle Erlöse bewegen.

Das vorliegende Werk basiert auf einer Masterarbeit, die in Zusammenhang mit der Forschung zur quasi-autarken Selbstversorgung durch erneuerbare Energien für Fertigungsunternehmen an der Hochschule Emden/Leer in der Arbeitsgruppe „Energieeffizienz in der Produktion“ entstanden ist. Im Rahmen der Forschungsprojekte REN ProV und PREmdeK wurden u. a. die Voraussetzungen untersucht, die für eine komplette Selbstversorgung nicht nur auf der Erzeugerseite, sondern auch auf der Verbraucherseite gegeben sein müssen. Eine davon ist die Fähigkeit, Energieverfügbarkeiten in die Produktionsplanung zu integrieren und mit der Produktionssteuerung umzusetzen. Für die meisten Unternehmen werden die Hürden, um mit dieser Dienstleistung am derzeitigen Regelenergiemarkt teilzunehmen, zu hoch sein. Eine Option für die Zukunft ist jedoch diese Dienstleistung auf der Ebene der Verteilnetze oder durch „Pooling“ gebündelt anzubieten. Ob sie attraktiv genug für ein Unternehmen ist, wird sich zeigen.

Ich wünsche dieser Arbeit interessierte Leserinnen und Leser und diesen wiederum nützliche Erkenntnisse.

Emden, im August 2015

Dr. Agnes Pechmann

Professorin für Produktionsplanung

Leiterin der Arbeitsgruppe „Energieeffizienz in der Produktion“

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Abstract	i
Vorwort	iii
Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	viii
Tabellenverzeichnis	x
Abkürzungsverzeichnis	xii
Physikalische Einheiten	xiii
Formelzeichen	xiv
Glossar	xv
1 Einleitung	1
2 Energiewende in der Stromversorgung	5
2.1 Stromerzeugung – der Charakter der erneuerbaren Energien.....	6
2.2 Netzbetrieb – Aufgaben und Herausforderungen	8
2.2.1 Aufbau des Stromnetzes	9
2.2.2 Die Leistungs-Frequenz-Regelung	11
2.2.3 Differenzierung der Regelleistungsprodukte.....	14
2.2.4 Nutzung von Flexibilitäten im Netzbetrieb	16
2.3 Stromverbrauch – Beeinflussung der Verbrauchsseite	18
2.3.1 Flexibilisierung von Lasten – Demand Side Management	18
2.3.2 Eignung von Branchen und Anlagen	20
2.3.3 Strategien des Lastmanagements.....	22
2.4 Zusammenfassung Kapitel 2	23

3	Der Regelleistungsmarkt.....	25
3.1	Bedarfsplanung für Regelleistung	25
3.2	Beschaffung und Einsatz der Regelleistung	26
3.3	Zusammenfassung Kapitel 3.....	29
4	Literaturrecherche Regelleistungsbereitstellung.....	31
5	Entwicklung der Methodik zur Erlösberechnung	37
5.1	Untersuchung der erlösbestimmenden Faktoren.....	37
5.1.1	Determinanten von Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös	37
5.1.2	Interne und externe Faktoren.....	38
5.2	Einsatz von Minutenregelleistung im Jahr 2014	40
5.2.1	Vorhaltung und Abrufcharakteristik	40
5.2.2	Leistungspreise	42
5.2.3	Arbeitspreise.....	43
5.2.4	Veränderung gegenüber dem Jahr 2013.....	45
5.3	Beschreibung der Berechnungsmethodik	45
5.3.1	Arbeitspreiskorrektur.....	48
5.3.2	Angebotskonfiguration	51
5.4	Zusammenfassung Kapitel 5.....	52
6	Ergebnisse der Erlösbestimmung in einem Fallbeispiel.....	55
6.1	Unternehmen als Ausgangsbasis für ein idealisiertes Fallbeispiel.....	55
6.1.1	Annahmen und Rahmenbedingungen	56
6.1.2	Mögliche Angebotsszenarien und Ergebnisse.....	58
6.1.2.1	Szenario A – MRL± ohne Lastverschiebung	58
6.1.2.2	Szenario B – MRL± mit Lastverschiebung	66
6.1.2.3	Weitere mögliche Szenarien.....	74
6.1.3	Vergleich der Szenarien und Schlussfolgerungen.....	78
6.1.4	Veränderungen gegenüber dem Jahr 2013.....	80

6.2	Bietstrategien für Minutenreserveleistung	80
6.3	Vergleich mit der recherchierten Literatur	84
6.4	Zusammenfassung Kapitel 6	86
7	Erlösbegrenzende Faktoren in der Praxis	89
7.1	Präqualifikationsverfahren	89
7.1.1	Allgemeine Informationen	89
7.1.2	Technische Aspekte	90
7.1.3	Informations- und kommunikationstechnologische Aspekte	91
7.1.4	Pooling von Anlagen	91
7.2	Optimierung der Arbeitsorganisation	92
7.3	Kostenfaktoren durch die Bereitstellung von Regelleistung	92
7.3.1	Investitionskosten	93
7.3.2	Aktivierungskosten	93
7.3.3	Weitere variable Kosten	94
7.4	Zusammenfassung Kapitel 7	94
8	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick	97
9	Literatur	101
10	Anhänge	105
	Anhang A – Vergleich der Datensätze 2013 und 2014	105
	Anhang B – Zahlen zu MRL-Abrufen	109
	Anhang C – Ergebnisse MRL (Szenarien A und B, Varianten I-III)	110

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen und deren Beiträge zur gesicherten Leistung im Jahr 2020.....	7
Abbildung 2-2:	Das UCTE-Verbundnetz (a) und die Regelzonen im deutschen Stromnetz (b).	10
Abbildung 2-3:	Aufbau und Wirkprinzip der Leistungs-Frequenz-Regelung im Stromnetz	12
Abbildung 2-4:	Einsatzfolge der drei Regelungsstufen der Leistungs-Frequenz-Regelung	14
Abbildung 2-5:	Schematische Darstellung der Regelleistungserbringung durch Steuerung von Verbrauchern und Erzeugern.....	15
Abbildung 2-6:	Disponible und nicht-disponible Erzeuger sowie sonstige Flexibilitäten und ihr Einfluss auf die Residuallast	17
Abbildung 2-7:	Qualitative Darstellung der unterschiedlichen Potentialbegriffe	20
Abbildung 2-8:	Wertschöpfung, Energieverbrauch und -intensität einzelner Industrien	21
Abbildung 2-9:	Generische Lastmanagementstrategien und ihr Einfluss auf den Lastverlauf ..	22
Abbildung 3-1:	Darstellung der Merit-Order nach den Leistungspreisen der Angebote A-F.....	27
Abbildung 3-2:	Darstellung der Merit-Order nach den Arbeitspreisen der Angebote A-F	28
Abbildung 3-3:	Ablaufprinzip beim Anbieten von Regelleistung	29
Abbildung 5-1:	Übersicht der Reservevorhaltung und Abrufcharakteristik von MRL in 2014.	41
Abbildung 5-2:	Verteilung von MRL-Abrufen beider Richtungen auf die Monate in a) und auf die Zeitscheiben in b).....	42
Abbildung 5-3:	Durchschnittliche Leistungspreise für negative (a) und positive (b) MRL für alle sechs Zeitscheiben	43
Abbildung 5-4:	Durchschnittliche Arbeitspreise für negative (a) und positive MRL (b) für alle sechs Zeitscheiben	44
Abbildung 5-5:	Umsetzung der Vorgehensweise innerhalb einer Tagesausschreibung in der Erlösberechnung.....	47
Abbildung 5-6:	Prinzip der Erlösberechnung aus internen und externen Faktoren, die als Matrixelemente miteinander verrechnet werden.....	48
Abbildung 5-7:	Verlauf der Abrufwahrscheinlichkeit p_{Abruf} über dem Abrufgrad η^*	49
Abbildung 5-8:	Benutzeroberfläche der Excel-Arbeitsmappe zur Berechnung der Erlöse	51
Abbildung 6-1:	Tageslastprofil der Leistungsaufnahme des Betriebs vom 15. Mai 2013	55
Abbildung 6-2:	Idealisiertes Lastprofil und Lastabschaltmöglichkeiten auf Basis der realen registrierenden Leistungsmessung am Firmenstandort.....	56
Abbildung 6-3:	Vereinfachte Darstellung der Leistungsaufnahme und mögliche resultierende	

	MRL-Angebote	57
Abbildung 6-4:	Kurvenverläufe der Pareto-Analysen der Varianten I bis III von Szenario A.....	66
Abbildung 6-5:	Kurvenverläufe der Pareto-Analysen der Varianten I bis III von Szenario B.....	73
Abbildung 6-6:	Vergleich des Jahresverlaufs der mittleren Leistungspreise negativer (a) und positiver MRL (b) in allen Zeitscheiben	82
Abbildung 6-7:	Verteilung der jährlichen, korrigierten Leistungspreiserlöse (a) und Arbeitspreiserlöse (b) auf Richtung und Zeitscheiben.	84
Abbildung 7-1:	Betriebliche Lastzyklen einer Technischen Einheit zur MRL-Bereitstellung.....	90
Abbildung 10-1:	Vergleich der Abrufhäufigkeit und -verteilung von negativer und positiver MRL in den Jahren 2013 (links) und 2014 (rechts).....	106
Abbildung 10-2:	Vergleich der Arbeits- und Leistungspreise von negativer und Positiver MRL in den Jahren 2013 (links) und 2014 (rechts).....	107

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Übersicht über die Systemdienstleistungen und eine Auswahl heute üblicher Produkte und Erbringer dieser Leistungen.	11
Tabelle 2-2:	Differenzierungsmerkmale der drei Regelleistungsprodukte.	16
Tabelle 5-1:	Übersicht interner und externer Einflussfaktoren auf die Erlösanteile.	40
Tabelle 5-2:	Arbeitspreise und Angebotshöhe von fiktiven MRL-Angeboten zur Veranschaulichung der Problematik der Arbeitspreiskorrektur.	48
Tabelle 6-1:	Die Eckdaten der drei hier untersuchten Szenarien A und B.	58
Tabelle 6-2:	Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante I.	59
Tabelle 6-3:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante I.	60
Tabelle 6-4:	Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante II.	61
Tabelle 6-5:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante II.	62
Tabelle 6-6:	Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante III.	63
Tabelle 6-7:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante III.	64
Tabelle 6-8:	Übersicht der Erlösmöglichkeiten bei den Varianten von Szenario A.	65
Tabelle 6-9:	Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante I.	67
Tabelle 6-10:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante I.	68
Tabelle 6-11:	Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante II.	69
Tabelle 6-12:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante II.	70
Tabelle 6-13:	Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante III.	71
Tabelle 6-14:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante III.	72
Tabelle 6-15:	Übersicht der Erlösmöglichkeiten bei den Varianten von Szenario B.	73
Tabelle 6-16:	Erlösmöglichkeiten von Szenario D.	75
Tabelle 6-17:	Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario D.	76
Tabelle 6-18:	Vergleich der Erlöse in Szenario A bei unterschiedlichen Annahmen zum geforderten Leistungspreis in der Berechnung.	77
Tabelle 6-19:	Vergleich der Erlöse in Szenario B bei unterschiedlichen Annahmen zum geforderten Leistungspreis in der Berechnung.	78
Tabelle 6-20:	Vergleich der Erlösmöglichkeiten bei Nutzung einer Lastverschiebung in den Varianten I-III der Szenarien A und B.	79
Tabelle 6-21:	Übersicht über die Erlöse und Ausschreibungserfolge bei unterschiedlichen	

	Strategien der Leistungspreisbestimmung.....	83
Tabelle 6-22:	Ergebnisse aller Szenarien und Varianten und Vergleich der Erlöse bei einer adaptiven Bietstrategie.....	88
Tabelle 7-1:	Geschätzte Investitionskosten der ersten Anbindung einer Anlage in unterschiedlichen Branchen.....	93
Tabelle 10-1:	Vergleich der Abrufcharakteristik sowie Leistungs- und Arbeitspreise der Jahre 2013 und 2014.....	105
Tabelle 10-2:	Vergleich der Erlöse in den einzelnen Szenarien und Varianten in den Jahren 2013 und 2014.....	107
Tabelle 10-3:	Häufigkeit von MRL-Abrufen sowie durchschnittliche Arbeits- und Leistungspreise im Jahr 2014.....	109
Tabelle 10-4:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario A, Variante I im Jahr 2014.....	110
Tabelle 10-5:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario A, Variante II im Jahr 2014.....	112
Tabelle 10-6:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario A, Variante III im Jahr 2014.....	114
Tabelle 10-7:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante I im Jahr 2014.....	116
Tabelle 10-8:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante II im Jahr 2014.....	118
Tabelle 10-9:	Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante III im Jahr 2014.....	120

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
APE	Arbeitspreiserlös
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
DR	Demand Response
DSL	Digital Subscriber Line
DSM	Demand Side Management
GE	Gesamterlös
GAP	Grenzarbeitspreis
GLP	Grenzleistungspreis
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung
HT	Hochtarif/Hauptzeit
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
LPE	Leistungspreiserlös
MOLS	Merit-Order-List-Server
MRL	Minutenreserveleistung
NRV	Netzregelverbund
NT	Niedertarif/Nebenzeit
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SDL	Systemdienstleistung
SRL	Sekundärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilnetzbetreiber

Physikalische Einheiten

Abkürzung	Bedeutung
a	Jahr
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
mHz	Millihertz
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PJ	Petajoule

Formelzeichen

Bezeichnung	Bedeutung	Einheit
E	Energie	Wh
f	Faktor bei adaptiver Bietstrategie	-
n	Anzahl Abrufe	-
P	Leistung	MW
P_{Abruf}	Abgerufene Leistung	MW
p_{Abruf}	Abrufwahrscheinlichkeit	%
P_{Res}	Reservevorhaltung	MW
p_P	Leistungspreis	€/MW
p_W	Arbeitspreis	€/MWh
t	Zeit, Dauer	h
α	Faktor bei Bietstrategie nach gewichtetem Mittelwert	-
β	Faktor bei Bietstrategie mittels exponentieller Glättung	-
ΔP	Leistungshub	MW
η	Abrufgrad	%
η^*	Abrufgrad	%

Glossar

Begriff	Bedeutung
Abrufcharakteristik	Zusammenfassende Bezeichnung für die Höhe, Häufigkeit und den Abrufgrad [†] von Regelleistungsabrufen
Abrufgrad	Verhältnis von abgerufener Regelleistung [†] und verfügbarer Regelleistung. Es werden zwei Abrufgrade unterschieden
Aktivierungskosten	Kosten, die einem Anbieter von Regelleistung [†] entstehen, wenn sein Angebot abgerufen wird
Angebotskonfiguration	Genaue Angabe von Leistung, Richtung [†] und Zeitscheibe [†] bzw. Tarif zu der oder dem Regelleistung [†] angeboten werden soll
Arbeitspreis	Betrag in €/MWh als Zahlung an den Anbieter für tatsächlich gelieferte Regelenergie [†]
Ausschreibung	Prinzip der Beschaffung von Regelreserven ähnlich einer Auktion bei der der niedrigste Preis den Zuschlag erhält. Für jedes Marktsegment [†] gibt es eine Ausschreibung mit jeweils unterschiedlichen Eigenschaften
Bietstrategie	Gestaltung der geforderten Leistungs- und Arbeitspreise [†] eines spezifischen Angebots. Die Ausgestaltung der Bietstrategie hat großen Einfluss auf die Erlösmöglichkeiten
Bilanzkreis	Kleinste Organisationseinheit innerhalb einer Regelzone. Besteht aus einer bestimmten Menge von Einspeise- und Entnahmestellen und wird von einem Verantwortlichen [†] bewirtschaftet
Bilanzkreisverantwortlicher	Person, die die Verantwortung für die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises [†] trägt
Dargebotsabhängigkeit	Eigenschaft der Stromerzeugung von Solar- und Windenergieanlagen auf meteorologischen Einflüssen zu beruhen und andauernden Fluktuationen ausgesetzt zu sein
Dynamischer Preis	Leistungs- oder Arbeitspreis [†] , der in einer Tagesausschreibung täglich wechselt und auf dem Durchschnittspreis aller geforderten Preise der jeweiligen Tagesausschreibung basiert
Flexibilität	Oberbegriff für alle Möglichkeiten, die Leistung von Stromerzeugern und Verbrauchern im Sinne der Frequenzhaltung zu verändern

Gesicherte Leistung	Anteil der installierten Erzeugungsleistung, die mit Sicherheit zur Verfügung steht. Auch als Leistungskredit bezeichnet
Grenzleistungspreis	Leistungspreis ¹ des teuersten Angebots, das zum Aggregieren der geforderten Leistungsreserve erforderlich ist
Hauptzeit	Tarif der Sekundärregelleistung ¹ . Die Hauptzeit geht von Montag bis Freitag, 08:00 bis 20:00 Uhr, ausgenommen sind bundeseinheitliche Feiertage
Installierte Leistung	Nennleistung eines Stromerzeugers oder -verbrauchers, d. h. die Leistungsabgabe oder -entnahme bei Betrieb am Auslegungspunkt. Kann von der tatsächlichen Momentanleistung abweichen
Leistungs-Frequenz-Regelung	Mehrstufiges Regelungssystem im europäischen Stromnetz zum Lastausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Besteht aus den drei Stufen Primärregelung ¹ , Sekundärregelung ¹ und Tertiärregelung ¹
Leistungsgradient	Änderung der Leistung eines Erzeugers oder Verbrauchers in einem bestimmten Zeitintervall. Ist vor allem bei der Präqualifikation ¹ von Bedeutung
Leistungshub	Höhe der Leistungssteigerung oder -reduktion gegenüber dem Momentanwert im Rahmen der Bereitstellung von Regelleistung ¹
Leistungspreis	Betrag in €/MW als Zahlung an den Anbieter für die Vorhaltung von Regelreserven in bestimmter Höhe
Lieferviertelstunde	Gängige zeitliche Abrechnungseinheit in der Energiewirtschaft auf die bezogen Energieflüssen abgerechnet werden
Marktsegment	Hier: die Differenzierung in Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung ¹
Merit-Order (-Liste)	Aufsteigend sortierte Liste von Leistungs- bzw. Arbeitspreisen aller Regelleistungsangebote, anhand der die Reihenfolge bei Bezuschlagung und ggf. Abruf von Regelleistung bestimmt wird
Minutenreserve	Dritte Stufe der Leistungs-Frequenz-Regelung. Folgt auf die Sekundärregelung
Nebenzeit	Tarif der Sekundärregelleistung. Die Nebenzeit geht von Montag bis Freitag, 00:00 bis 08:00 Uhr und 20:00 bis 24:00 Uhr sowie Samstag und Sonntag 00:00 bis 24:00 Uhr, inklusive bundeseinheitliche Feiertage
Netzbetrieb	Hier: zusammenfassender Oberbegriff für alle Maßnahmen und Tätigkeiten zur Aufrechterhaltung einer

	<p>störungsfreien Stromversorgung und zur Wahrung der Systemsicherheit der Stromnetze, insbesondere die Beschaffung und der Einsatz der Systemdienstleistungen durch die Übertragungsnetzbetreiber¹</p>
Netzfrequenz	<p>Frequenz des elektrischen Stroms in einem Wechselstromnetz. Im europäischen Stromnetz beträgt der Nennwert der Netzfrequenz 50 Hz</p>
Netzregelverbund	<p>Zusammenschluss der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹ im Sinne eines koordinierten und damit effizienteren Betriebs der Stromnetze</p>
Präqualifikation	<p>Verfahren, in dessen Verlauf die technische und organisatorische Kompetenz eines potentiellen Anbieters von Regelleistung¹ und die Einhaltung der Vorgaben durch die Technische Einheit¹ überprüft wird</p>
Primärregelung	<p>Erste Stufe der Leistungs-Frequenz-Regelung¹, die von allen Kraftwerken im ENTSO-E-Gebiet solidarisch bereitgestellt wird. Verhindert als Proportionalregler weitere Änderungen der Netzfrequenz¹ und stabilisiert die Abweichung</p>
Regelenergie	<p>Durch Abruf eines Angebots für ein bestimmtes Zeitintervall wird aus der vorgehaltenen Regelleistung¹ die physikalische Größe (Regel-)Energie</p>
Regelleistung	<p>Gezielte Erhöhung oder Reduktion von Einspeisung oder Verbrauch von elektrischer Energie mit dem Ziel, einen Lastausgleich herzustellen und damit die Netzfrequenz¹ zu stabilisieren</p>
Regelleistungsprodukt	<p>Genauere Zuordnung der Regelleistung¹ hinsichtlich Marktsegment¹, Richtung¹ und Zeitscheibe bzw. Tarif¹</p>
Regelzone	<p>Geographische Region, in der der Betrieb des Höchstspannungsnetzes durch einen Übertragungsnetzbetreiber¹ erfolgt. Deutschland ist in vier Regelzonen aufgeteilt</p>
Residuallast	<p>Anteil der Verbrauchslast, der nicht durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden kann und daher von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss</p>
Richtung	<p>Hier: die Unterscheidung zwischen positiver und negativer Regelleistung¹. Bei Stromüberschuss wird negative Regelleistung benötigt, bei Strommangel dagegen positive Regelleistung. Je nachdem, ob zur Bereitstellung der Regelleistung ein Erzeuger oder ein Verbraucher in Betracht kommt, muss dieser also seine Leistung entweder erhöhen oder verringern</p>
Sekundärregelung	<p>Zweite Stufe der Leistungs-Frequenz-Regelung¹. Folgt auf die Primärregelung und führt als Integralreg-</p>

	ler die Frequenzabweichung auf den Sollwert von 50 Hz zurück
Statischer Preis	Leistungs- oder Arbeitspreis [†] , der in einer Tagesauschreibung nicht täglich wechselt, sondern ein monatlicher Festpreis basierend auf dem Durchschnitt aller täglichen Einzelpreise ist
Systemdienstleistung	Maßnahme, die dem sicheren Betrieb der Stromnetze dient und von den Übertragungsnetzbetreibern [†] angefordert werden. Systemdienstleistungen werden durch unterschiedliche Anbieter erbracht
Technische Einheit	Bezeichnet einen Stromerzeuger- oder Verbraucher, der im Rahmen der Netzregelung Regelleistung [†] liefern kann
Tertiärregelung	Andere, weniger gebräuchliche Bezeichnung für Minutenreserve [†]
Übertragungsnetzbetreiber	Institution mit der Aufgabe den Betrieb der Übertragungsnetze in Deutschland zu organisieren, und insbesondere den Lastausgleich durch Beschaffung und Einsatz von Regelleistung [†] zu realisieren
Verbundnetz	Zusammenschluss der meisten kontinentalen europäischen Stromnetze zu einem synchrongeschalteten, supranationalen Stromnetz
Virtuelles Kraftwerk	Verbund von dezentralen, erneuerbaren Kleinerzeugern, die durch intelligente Vernetzung koordiniert werden und damit einen Betrieb wie ein einzelnes Großkraftwerk zulassen
Vorhaltung	Menge an Regelreserven, die ein Übertragungsnetzbetreiber [†] per Ausschreibungsverfahren bezieht, um damit den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch jederzeit gewährleisten zu können
Zeitscheibe	Tariffblock der Minutenreserve von vier Stunden Dauer, so dass jeder Tag beginnend ab 00:00 Uhr in sechs Zeitscheiben aufgeteilt ist

Kapitel 1

Einleitung

Hintergrund und Motivation

Im Zuge der Energiewende soll der Anteil von Wind- und Solarenergieanlagen an der Stromproduktion in Deutschland deutlich ansteigen und gemeinsam mit anderen erneuerbaren Erzeugern die existierenden Kohle- und Atomkraftwerke weitestgehend ablösen. Die Umstellung von thermischen Großkraftwerken auf dezentrale Kleinerzeuger führt zu größeren Herausforderungen beim Betrieb der Stromnetze. Zum störungsfreien Betrieb eines Wechselstromnetzes ist eine konstante Netzfrequenz zwingend erforderlich. Dies wird durch einen permanenten Ausgleich zwischen Einspeisung und Last erreicht. Zum Erfüllen dieser Aufgabe setzen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Regelleistung ein, die sie über ein öffentliches Ausschreibungsverfahren von qualifizierten Anbietern beziehen. Dies sind traditionell flexible Kraftwerke, deren Einspeisung je nach Bedarf reguliert werden kann. Durch die Umstellung auf erneuerbare Erzeuger mit fluktuierendem Einspeiseverhalten wird mit einem deutlichen Anstieg der zur Frequenzhaltung erforderlichen Regelleistungsvorhaltung gerechnet.

Dies eröffnet Anbietern neue Möglichkeiten am Markt für Regelleistung zu partizipieren. So können z. B. Unternehmen mit energieintensiven Verbrauchern ihren Strombezug vorübergehend reduzieren und so zum Lastausgleich im Stromnetz beitragen. Bereits die Bereitschaft zur sogenannten (Regel-)Leistungsvorhaltung wird durch die ÜNB vergütet. Eine weitere Vergütung kann erfolgen, wenn das vorgehaltene Regelleistungsangebot tatsächlich abgerufen wird. Die Möglichkeiten, an der Reservevorhaltung zu verdienen, sind in den letzten Jahren erheblich gesunken. Die möglichen Abruferlöse durch das Vermarkten flexibler Verbraucher sind bislang kaum erforscht worden. Recherchierte Arbeiten zu den Abruferlösen betrachten die Fragestellung meist aus der Perspektive des Stromerzeugers bzw. argumentieren, dass die Arbeitspreiserlöse vernachlässigbar gering seien (IWES 2014, Merten 2014 sowie Pauly 2013). Erschwerend kommt hinzu, dass der Regelleistungsmarkt starken Schwankungen unterworfen ist. Frühere Erkenntnisse anderer Autoren (z. B. Kurscheid und Uhlig-Düvelmeyer 2009 sowie Growitsch et al. 2010) können daher nicht pauschal zur Bewertung der aktuellen Situation herangezogen werden. Deshalb steht die Untersuchung der Abruferlöse aus der Perspektive der Stromverbraucher in der vorliegenden Arbeit im Vordergrund.

Das Ziel der Arbeit war, eine Berechnungsmethodik zu entwerfen, mit der die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung und den Abruf von Regelleistung bestimmt werden können. Die eigentliche Berechnung erfolgt auf Basis von Ex-post Ausschreibungsergebnissen und Regelleistungsabrufen des Jahres 2014. Diese Angaben werden von den ÜNB auf einer gemeinsamen Internetpräsenz zum Download zur Verfügung gestellt. Mit diesen Daten und der zuvor entwickelten Berechnungsmethodik werden konkrete Zahlenwerte potentieller Erlöse für ein beispielhaftes, mittelständisches Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes ermittelt. Dazu werden mögliche Angebotsszenarien definiert, die sich im zeitlichen Umfang des Angebots sowie der Angebotsrichtung unterscheiden. Die Szenarien orientieren sich an den realen Möglichkeiten des Fallbeispiels, vereinfachende Annahmen, z. B. hinsichtlich Angebotsleistung und Leistungsgradient, werden für eine erste Berechnung aber als zulässig erachtet und getroffen.

Die Berechnungsmethodik soll eine genaue Aufschlüsselung der Erlösanteile ermöglichen, so dass nachvollzogen werden kann, an welchen Tagen, Wochen oder Monaten, zu welcher Tageszeit und in welcher Richtung die Erlöse generiert werden. Zusätzlich soll zwischen den Anteilen aus Leistungsvorhaltung einerseits, und tatsächlichem Leistungsabruf andererseits differenziert werden. Die Berechnung selbst erfolgt mittels Tabellenkalkulation mit den bei der Angebotserstellung relevanten Freiheitsgraden, nämlich Leistungshub in Megawatt, Richtung und Zeitscheibe.

Aufbau der Arbeit

Die im Kontext dieser Arbeit relevanten technischen Hintergründe der erneuerbaren Stromerzeugung, der Netzregelung und der Flexibilisierung von Lasten werden in Kapitel 2 erläutert, insbesondere der Aufbau der Leistungs-Frequenz-Regelung und die Differenzierung der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte. Kapitel 3 beschreibt die grobe Funktionsweise des Regelleistungsmarktes und der Beschaffung von Regelleistung. In Kapitel 4 werden inhaltlich ähnlich gelagerte Forschungsarbeiten anderer Autoren und Institutionen vorgestellt. Der wissenschaftliche Kern der Arbeit, die entwickelte Berechnungsmethodik, wird in Kapitel 5 ausführlich erläutert, Problemstellungen diskutiert und Lösungsansätze ausgearbeitet und validiert. In Kapitel 6 werden anschließend die Berechnungsergebnisse mehrerer Szenarien vorgestellt und analysiert. Ferner werden unterschiedliche Möglichkeiten der Preisgestaltung durch den Anbieter und die jeweiligen Auswirkungen auf die Erlösmöglichkeiten untersucht. Kapitel 7 thematisiert zunächst die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen, denen Regelleistungsangebote unterliegen. Diese können sich potentiell negativ auf die in Kapitel 6 berechneten Erlösmöglichkeiten auswirken und erschweren die konkrete Umsetzung der zuvor definierten Angebotsszenarien im Falle der Umsetzung von einzelnen Unternehmen. Die Möglichkeit

im Verbund anzubieten, wird hier nicht untersucht. Abschließend werden Investitions- und variable Kosten aufgeführt und ihre Größenordnung sofern bekannt konkret beziffert. In Kapitel 8 werden die gewonnen Erkenntnisse zusammengefasst und mögliche Schlussfolgerungen daraus abgeleitet.

Kapitel 2

Energiewende in der Stromversorgung

Der Begriff Energiewende ist im allgemeinen Sprachgebrauch der Politik- und Medienlandschaft zum Synonym für die Bestrebungen geworden, die Grundstrukturen des bestehenden Energieversorgungssystems deutschlandweit massiv zu verändern. Zu den wesentlichen Forderungen an die Bereitstellung elektrischer Energie zählen Sicherheit und Zuverlässigkeit, Bezahlbarkeit sowie Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit. Angesichts steigender Strompreise, Verknappung fossiler Ressourcen, zunehmender Umweltbelastung durch Schadstoffemissionen und des Restrisikos bei der Nutzung von Kernkraftwerken, ist festzustellen, dass keine einzige dieser Anforderungen heute wirklich allumfassend erfüllt wird.

Die Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung sieht deshalb vor, die installierte Leistung und Stromerzeugung erneuerbarer Erzeuger deutlich zu steigern und fossile sowie Kernkraftwerke somit zu ersetzen. Im Jahr 2014 lag der Anteil der Bruttostromerzeugung durch erneuerbare Energien bei ca. 25,8 % (BMW 2015). Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2011 soll der Anteil der regenerativen Erzeuger am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 bei 80 % liegen und gleichzeitig die Emission von Treibhausgasen um 80 % verringert werden (Bundesregierung 2010, S. 4-5). Obwohl dieser Paradigmenwechsel technologisch möglich, politisch beschlossen und gesellschaftlich weitgehend akzeptiert ist, stellt das Erreichen der gesetzten Ziele dennoch eine erhebliche Herausforderung dar. Die weitreichenden Änderungen innerhalb der Versorgungsstruktur wirken sich unweigerlich auf den Betrieb des Stromnetzes und auch auf die Verbraucherseite aus. Besonders im Netzbetrieb sind angepasste Strategien zur Integration erneuerbarer Energien und zur Wahrung der Versorgungssicherheit erforderlich. Ein wesentlicher Eckpfeiler des Netzbetriebs ist Flexibilität. Flexibilitäten werden sowohl auf der Versorgungs- wie auch auf der Verbrauchsseite in steigendem Maße gefordert, damit die Herausforderungen der Netzregelung beherrschbar bleiben. In den folgenden Abschnitten wird konkretisiert, welche Problemstellungen die Energiewende auf der Erzeugerseite und im Netzbetrieb aufwirft. Es werden die technischen Hintergründe der Netzausregelung erläutert und geschildert, inwieweit Flexibilitätpotentiale auf der Verbraucherseite verfügbar sind.

2.1 Stromerzeugung – der Charakter der erneuerbaren Energien

Wind- und Solarenergieanlagen sind sogenannte dargebotsabhängige Erzeugeranlagen. Das bedeutet, dass die Einspeisung dieser Stromerzeuger von den jeweiligen meteorologischen Verhältnissen am Standort abhängt. Weil die Wetterbedingungen sowohl räumlich als auch zeitlich stark schwanken können, fluktuiert die Einspeiseleistung ebenfalls. Zusätzlich kann ihre Leistungsabgabe nicht beliebig an den Verbrauch angepasst werden, weil nur so viel Leistung abgegeben wird, wie unter den jeweiligen Umgebungsbedingungen gewonnen werden kann. Dies spiegelt sich in der Residuallast wieder, die eine charakteristische Kenngröße im Stromnetz ist. Die Residuallast ist der Anteil des Stromverbrauchs, der nicht durch erneuerbare Erzeuger gedeckt werden kann und folglich von konventionellen¹ Kraftwerken oder aus Stromspeichern bereitzustellen ist. Im traditionellen Energiesystem mit lediglich geringen Penetrationsraten erneuerbarer Erzeuger ist der wesentliche Unsicherheitsfaktor hinsichtlich der Residuallast die schwankende Verbraucherlast. Durch das fluktuierende Einspeiseverhalten der erneuerbaren Erzeuger kommt jedoch ein weiterer Unsicherheitsfaktor hinzu. Dadurch sind Situationen denkbar, in denen kurzfristig die Energieerzeugung stark einbricht (z. B. aufgrund von Wolkendurchzug, Windstille oder einer Sturmfront) und gleichzeitig der Verbrauch rapide ansteigt. Dies führt potentiell zu steilen Gradienten beim An- oder Abstieg der Residuallast, die nur mit ausreichend großen und flexiblen Reserven abgefangen werden können (Magin 2012, S. 7).

Die Dargebotsabhängigkeit bewirkt darüber hinaus, dass Solar- und Windenergieanlagen die sogenannten gesicherten Erzeugungskapazitäten konventioneller Kraftwerke nicht gleichwertig ersetzen können. Die gesicherte Kapazität eines Kraftwerks ist der Anteil der installierten Leistung, der unter Berücksichtigung von geplanten Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sowie ungeplanten Ausfällen sicher zur Verfügung steht. Bei Einzeltechnologien spricht man vom sogenannten Leistungskredit oder Kapazitätsfaktor, der den marginalen Beitrag dieser Technologie zur gesamten gesicherten Leistung des Energiesystems angibt (Consentec 2010, S. 32, 61). Die gesicherte Leistung liegt für konventionelle Kraftwerke bei 93 % (z. B. DENA 2005, S. 246-247). Für dargebotsabhängige Erzeuger liegen die Werte erheblich tiefer. Da in ihre Berechnung zahlreiche unterschiedliche Einflussgrößen eingehen und es zudem mehrere Berechnungsmethoden gibt, ist eine Vergleichbarkeit der Literaturangaben zu Leistungskrediten schwierig. Laut Dena Netzstudie liegt z. B. die gesicherte Leistung von Windenergieanlagen je nach Szenario bei 6,0 bis 6,6 % im Jahr 2015. In einer Studie des Fraunhofer Instituts für Systemtechnik und

¹ Konventionelle Kraftwerke sind laut Deutsche Energie-Agentur (DENA) fossil befeuerte Kraftwerke sowie Kernkraftwerke.

Innovationsforschung wurden Windleistungen im Jahr 2020 simuliert und die gesicherte Leistung bestimmt. Diese liegt demzufolge bei bis zu 2,8 % der installierten Windleistung in 2020 (Sensfuss et al. 2003, S. 6). In (Engel 2014, S. 69ff.) ist das Thema Leistungskredit von Windenergieanlagen intensiv diskutiert worden.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass Wind- und Solarenergie aufgrund ihrer – im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken - niedrigen Leistungskredite trotz ausreichend hoher installierter Leistung nur in geringem Maße zur gesicherten Kapazität beitragen (50Hertz et al. 2013, S. 10). Wie Abbildung 2-1 zeigt (eigene Darstellung, Zahlen aus BMU Leitstudie 2010 Basisszenario 2010 A, S. 48 und S. 108), muss eine ausreichende Kapazität konventioneller Kraftwerke in Reserve gehalten werden, um die erforderliche Leistung zu decken. Aufgrund der zuvor geschilderten Residuallast-Problematik sind vor allem Kraftwerke gefordert, die sich flexibel betreiben lassen. Teillast-, Tiefastbetrieb und häufige Lastwechsel wirken sich jedoch nachteilig auf die liefernden Kraftwerke aus (z. B. auf Wirkungsgrade und Lebensdauer, DENA 2012, S. 2)

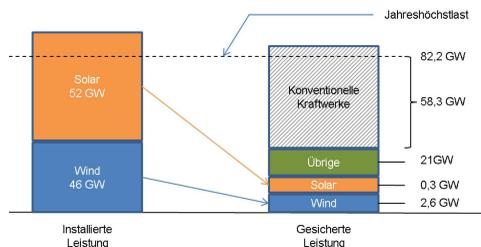


Abbildung 2-1: Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen und deren Beiträge zur gesicherten Leistung im Jahr 2020. (Quelle: eigene Darstellung, Zahlen aus BMU Leitstudie 2010 Basisszenario 2010 A, S. 48 und S. 108)

Im Basisszenario 2010 A der BMU Leitstudie wird im Jahr 2020 von 52 GW installierter Solarleistung und 46 GW installierter Windleistung ausgegangen. Dies übersteigt die angenommene Jahreshöchstlast von 82,2 GW. Aufgrund der geringen Leistungskredite tragen Solar- und Windenergie aber nur 0,3 GW bzw. 2,6 GW zur gesicherten Kapazität bei. Ihre Nennleistung steht nur bei günstigen Wetterverhältnissen in vollem Umfang zur Verfügung und nicht unbedingt dann, wenn die Jahreshöchstlast zu decken ist. Diese tritt meist an Winterabenden auf, also zu einer Zeit in der Photovoltaikleistung nicht mehr zur Verfügung steht (BMW 2012, S. 25, 50Hertz et al. 2013, S. 5 f.). Rund 21 GW werden von allen übrigen Erzeugern (z. B. Blockheizkraftwerke, Pumpspeicherwerke, Biomasse) sicher geleistet. Die Differenz zur Jahreshöchstlast von 58,3 GW muss durch eine Reserve bereitgestellt werden. Diese Reserve wird aktuell überwiegend durch konventionelle Kraftwerke gebildet. Die Gesamtkapazität dieser Kraftwerke wird 2020 bei ca. 64,4 GW

liegen. Die Vorhaltung dieser Reserve gilt als unbedingt erforderlich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (DENA 2014, S. 5).

Neben der Abhängigkeit von den Wetterbedingungen ist eine weitere charakteristische Eigenschaft der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, dass es sich zumeist um vergleichsweise kleine, dafür aber zahlreiche Einheiten handelt. Im Gegensatz zu zentralen Großkraftwerken sind PV- und Windkraftanlagen eher dezentral über eine große Fläche verteilt und speisen bei Nennleistungen im kW- bis niedrigem MW-Bereich ihren Strom nicht auf Höchstspannungsebene, sondern fast ausschließlich auf den niedriger gelegenen Spannungsniveaus ein. Die Top-Down-Struktur im jetzigen Stromnetz, in der die Energie auf oberster Ebene eingespeist und dann nach unten weitergegeben wird, weicht demnach einer Bottom-Up-Struktur, in der vermehrt auch Lastflüsse aus dem Verteilnetz ins Übertragungsnetz auftreten (VDE 2014, S. 18). Zusätzlich erfordert dieser dezentrale Charakter den Ausbau der bestehenden Netze auf allen Ebenen, um alle Anlagen anzubinden und Strom vom Produktionsort zu den Verbrauchszentren zu transportieren (Heuke, Seidl 2014 S. 6).

2.2 Netzbetrieb – Aufgaben und Herausforderungen

Die kennzeichnende Eigenschaft des europäischen Stromnetzes ist die im gesamten synchron geschalteten Netzgebiet vorhandene Netzfrequenz von 50 Hz (Kurscheid 2009, S. 17). Die Erzeugung und Entnahme von Energie aus dem Netz muss permanent im Gleichgewicht gehalten werden, damit diese Frequenz konstant bleibt. Wenn mehr Strom erzeugt, als verbraucht wird (sogenannte Überdeckung), steigt die Frequenz. Wenn im gegenteiligen Fall (bei sogenannter Unterdeckung) der Verbrauch die Einspeisung übersteigt, sinkt die Frequenz. Abweichungen von der Netzfrequenz können zu Beschädigungen in Kraftwerken sowie zu Fehlfunktionen oder Zerstörung angeschlossener Verbraucher führen (Kamper 2010, S. 12, Magin 2012, S. 15). Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme treten in traditionellen Netzen aufgrund von stochastischen Verbrauchsschwankungen auf und werden ausgeglichen, indem die Leistung der Kraftwerke je nach Verbrauchslage reguliert wird. Dieser Kraftwerksbetrieb wird Lastfolgebetrieb genannt. In Stromnetzen mit steigendem Anteil dargebotsabhängiger Energiequellen kommt deren volatiles Einspeiseverhalten als weiterer Unsicherheitsfaktor hinzu. Dies erhöht den Regelungsbedarf für einen stabilen Netzbetrieb. Das traditionelle Lastfolgeprinzip wird dadurch technisch zunehmend schwieriger handhabbar. Die folgenden Abschnitte behandeln den Aufbau der Stromnetze, die technischen Aspekte der Netzausregelung und die Bedeutung von Flexibilitäten für die Aufgabenerfüllung der ÜNB.

2.2.1 Aufbau des Stromnetzes

Das deutsche Stromnetz gehört zum Europäischen Verbundnetz, das ursprünglich von der Union for the Coordination and Transmission of Electricity (UCTE), heute durch das European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) betrieben wird. Es handelt sich um einen Zusammenschluss fast aller kontinentaleuropäischen Länder zu einem komplett synchron geschalteten Dreiphasenwechselstromnetz. Zu den benachbarten Netzen, z. B. nach England und Skandinavien, existieren Verbindungen mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ). Nach Nordafrika gibt es eine Wechselspannungsverbindung zwischen Spanien und Marokko.

Das Wechselstromnetz in Deutschland verfügt über Leitungen mit einer Gesamtlänge von mehr als 1,8 Millionen Kilometer (BDEW-Fakten 2010, S. 1). Es ist technisch in das Übertragungsnetz einerseits, und das Verteilnetz andererseits unterteilt. Das Übertragungsnetz umfasst die Gesamtheit aller Stromleitungen auf Ebene der Höchstspannung von 220/380 kV. Der Strom zentraler Großkraftwerke wird auf dieser Ebene eingespeist und über teils weite Distanzen zu den Verbraucherzentren transportiert. Über Transformatorstationen wird der Strom an das Verteilnetz weitergegeben. Dieses umfasst alle übrigen Spannungsebenen, nämlich die Hoch-, Mittel- und Niederspannung (typische Spannungen sind 110 kV, 20 kV und 0,4 kV) und dient der Weiterleitung des Stroms an die Letztverbraucher.

Die technologische Unterteilung spiegelt sich auch in der administrativen Gliederung wieder. Als Rückgrat der deutschen Stromversorgung wird das Übertragungsnetz vom deutschen Netzregelverbund (NRV) betrieben. Dieser besteht seit Mai 2010 aus den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB²) 50Hertz Transmission, Tennet TSO, TransnetBW und Amprion. Entsprechend ist die Bundesrepublik in vier Regelzonen unterteilt, innerhalb derer das Netz geregelt wird. Die geographische Ausbreitung der Regelzonen und die Zuständigkeit des jeweiligen ÜNB sind in Abbildung 2-2 dargestellt.

² Hinweis: selbst in deutschsprachigen Publikation ist häufig die englische Abkürzung TSO (Transmission System Operator) zu finden.

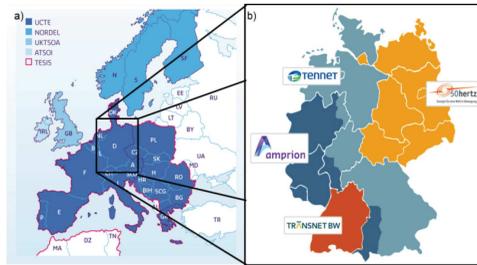


Abbildung 2-2: Das UCTE-Verbundnetz (a) und die Regelzonen im deutschen Stromnetz (b). (Quelle: Amprion Mediencenter 2014 (a), sowie Bundeszentrale für politische Bildung 2013 (b))

Die vier ÜNB betreuen ausschließlich das Übertragungsnetz in Deutschland sowie die Kupplungspunkte zu den Stromnetzen der europäischen Nachbarstaaten. Die untergeordneten Netzebenen des Verteilnetzes werden von einer erheblich größeren Zahl von Verteilnetzbetreibern (VNB) betreut. Zur Saldierung von Einspeise- und Entnahmemengen werden sogenannte Bilanzkreise gebildet. Ein Bilanzkreis kann eine Stadt, ein Industriegebiet, ein Straßenzug oder ein einzelnes Gebäude sein und verfügt über eine bestimmte Zahl an Stromeinspeise- und Stromentnahmestellen sowie über Verbindungen zu benachbarten Bilanzkreisen. Diese zu koordinieren, ist Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Die Bildung von Bilanzkreisen erfolgt nicht nur zur Koordination von Erzeugern und Verbrauchern (die gesamtheitlich unter dem Oberbegriff Technische Einheit zusammengefasst sind), sondern letztlich auch, um die Energieflüsse, d. h. die tatsächlich geleistete elektrische Arbeit, finanziell mit den Netznutzern verursachungsgerecht abrechnen zu können. Somit ist jede an das Stromnetz angeschlossene Technische Einheit eindeutig einem Bilanzkreis und einer Regelzone zuzuordnen (Consentec 2014, S. 5-6).

Der NRV ist nicht nur aus administrativen Gründen gebildet worden, der Zusammenschluss der ÜNB erlaubt es auch, technische Synergien im Sinne eines effizienten, wirtschaftlich optimalen Netzbetriebs zu heben. Dies wird durch vier sogenannte Module erreicht. Dies sind operative Grundregeln, die den Betrieb des Netzes als eine einzige virtuelle Regelzone ermöglichen, ohne die Grundstruktur der zuvor geschilderten Aufteilung in die Regelzonen aufzugeben. Die Module sind:

Modul 1: Vermeidung gegenläufiger Regelleistungs-Aktivierung. Wenn in einer Regelzone Leistungsmangel und in einer anderen Zone Leistungsüberschuss herrscht, wird dies durch gezielten Energieaustausch untereinander behoben, so dass nicht jede Regelzone nur für sich selbst die Regelkapazitäten abrufen muss.

Modul 2: Gemeinsame Regelleistungs-Dimensionierung. Durch gemeinschaftlichen Zugriff auf die Regelreserven des NRV kann die vorzuhaltende Leistungsreserve pro Regelzone reduziert werden.

Modul 3: Gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung (SRL, siehe Ab-

schnitt 2.2.3). Es wird eine Kostenreduktion dadurch erzielt, dass ein gesamtdeutscher Markt mit direktem Wettbewerb unterschiedlicher Anbieter geschaffen wird.

Modul 4: Kostenoptimale Regelleistungs-Aktivierung. Der Einsatz der Regelleistungsreserven erfolgt kostenoptimiert über die Merit-Order (siehe Abschnitt 3.2).

Der Zweck dieser Module ist vor allem ein unter wirtschaftlichen Aspekten optimierter Netzbetrieb. Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistungsreserve und der Abruf von Regelernergie konnten nach der Gründung des NRV und dem Beitritt der Amprion GmbH reduziert werden (Bundesnetzagentur 2014, S. 76). Weiteres Kosteneinsparpotential wird durch Kooperation mit den Netzbetreibern ausländischer Netze genutzt. Mit den Netzbetreibern der Netze Belgiens, Dänemarks, der Niederlande und der Schweiz existieren bereits Partnerschaften, insbesondere im Bereich von Modul 1. Eine weitere überregionale Expansion ist geplant (Scherer, Geissler 2012, S. 28). Möglichkeiten weitere Kooperationen werden in (E-Bridge Consulting 2014) untersucht und vorgestellt.

2.2.2 Die Leistungs-Frequenz-Regelung

Um einen störungsfreien Betrieb des Elektrizitätsnetzes und eine hohe Qualität des Stroms zu gewährleisten, werden sogenannte Systemdienstleistungen (SDL) benötigt. Sie können bei Bedarf von den Netzbetreibern angefordert und durch geeignete Lieferanten bereitgestellt werden. Diese Dienstleistungen dienen direkt der Systemsicherheit und damit letztlich der Versorgungssicherheit. Tabelle 2-1 (adaptiert von DENA 2014, S. 4) zeigt die typischen Systemdienstleistungen, die in Anspruch genommen werden können, sowie die Produkte und Lieferanten durch die sie bereitgestellt werden.

Tabelle 2-1: Übersicht über die Systemdienstleistungen und eine Auswahl heute üblicher Produkte und Erbringer dieser Leistungen.

Systemdienstleistung	Produkte (Auswahl):	Heute erbracht durch (Auswahl):
Frequenzhaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Momentanreserve • Regelleistung • Zu-/Abschaltbare Lasten • Lastabwurf 	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke • Flexible Lasten • Regelungspools
Spannungshaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Blindleistung • Redispatch • Spannungsregelung • Lastabwurf 	<ul style="list-style-type: none"> • Konventionelle Kraftwerke • Netzbetriebsmittel
Versorgungswiederaufbau	<ul style="list-style-type: none"> • Schwarzstartfähigkeit • Störungseingrenzung • Koordinierte Inbetriebnahme 	<ul style="list-style-type: none"> • Pumpspeicherwerke • Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke • Netzleitwarten
Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring • Engpassmanagement • Einspeisemanagement • Koordination von SDL 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzleitwarten in Verbindung mit konventionellen Kraftwerken und Netzbetriebsmitteln

Insbesondere die SDL Frequenzhaltung ist im laufenden Netzbetrieb von großer Bedeu-

tung, weil durch Frequenzhaltung die Netzfrequenz stabil gehalten wird. Das primäre Produkt der Frequenzhaltung ist die sogenannte Regelleistung, mit der Differenzen zwischen Einspeiseleistung und Entnahme ausgeglichen werden. Regelleistung wird grundsätzlich dadurch erbracht, dass ein Stromerzeuger bzw. -Verbraucher seine Leistungsabgabe bzw. -Aufnahme kurzfristig innerhalb eines bestimmten, technisch möglichen Regelbands³ erhöht oder verringert. Dadurch erfolgt eine Angleichung von Erzeugung und Entnahme. Die Kosten für Systemdienstleistungen lagen im Jahr 2013 insgesamt bei 1 127 Millionen €. Der Großteil davon entfiel auf Regelleistungsprodukte (ca. 594 Millionen €, Bundesnetzagentur 2014, S. 87).

Zur Frequenzhaltung wird die Leistungs-Frequenz-Regelung eingesetzt. Dies ist ein dreistufiges Regelungssystem, das automatisch aktiviert wird, wenn Erzeugung und Verbrauch von Strom innerhalb eines Bilanzkreises nicht mehr im Gleichgewicht sind. Die einzelnen Regelstufen werden entsprechend ihrer Einsatzreihenfolge Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung genannt (Filzek et al. 2011 S. 67), wengleich sich für die Tertiärregelung aufgrund ihres langen, zeitlichen Wirkhorizonts der Begriff Minutenreserve durchgesetzt hat. Abbildung 2-3 veranschaulicht das Prinzip der Regelung.

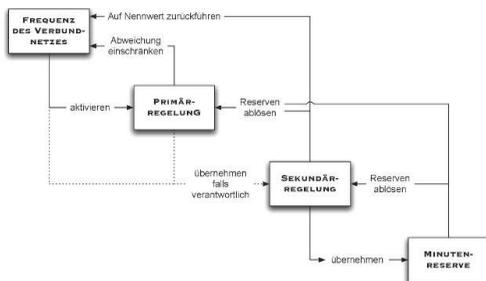


Abbildung 2-3: Aufbau und Wirkprinzip der Leistungs-Frequenz-Regelung im Stromnetz (Quelle: Mezger 2007, S. 5).

Die Primärregelung dient der Stabilisierung der Netzfrequenz bei Abweichungen von 50 Hz und soll einem weiteren Abfall bzw. Anstieg der Frequenz entgegenwirken. Eine Abweichung der Frequenz von ± 10 mHz ist zulässig und wird ohne aktive Regeleingriffe toleriert. Ab einer Abweichung von ± 20 mHz (die Regelkennlinie hat einen Totbereich von 10 mHz) wird die Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Weil der Primärregler ein Proportionalregler (P-Regler) ist, kann die Primärregelung lediglich Fre-

³ In diesem Zusammenhang ist das Regelband die Spannweite zwischen minimal und maximal möglicher Leistungsabgabe oder -aufnahme eines Stromerzeugers oder -verbrauchers.

quenzänderungen eingrenzen, aber nicht die Sollfrequenz wiederherstellen⁴. Dies erfolgt im gesamten Netzgebiet gemeinschaftlich durch alle synchron geschalteten Kraftwerke, d. h. eventuelle Verbrauchsspitzen werden auf alle verfügbaren Kraftwerke verteilt (Solidaritätsprinzip). Dadurch wirkt die Primärregelung sehr schnell in vollem Umfang nach ihrer Aktivierung.

Die Sekundärregelung löst die Primärregelung bei Abweichungen über ± 200 mHz ab und ist als Integralregelung in der Lage, das System wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen. Die zuvor genutzten Kapazitäten der Primärregelung sind dann wieder für weitere Regelungsaufgaben verfügbar. Die Sekundärregelung wird ebenfalls automatisch aktiviert und muss innerhalb von fünf Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Im Falle größerer Ungleichgewichte und stärkerer Frequenzabweichungen wird die Sekundärregelung ihrerseits fahrplangestützt von der Minutenreserve abgelöst. Die Minutenreserve wurde früher telefonisch vom BKV bestellt werden (DENA 2014, S. 29 ff.). Inzwischen erfolgt der Abruf automatisch über den Merit-Order-List-Server (MOLS).

Die drei Regelungsstufen werden zeitlich durch die Momentanreserve und die Stundenreserve eingerahmt. Die Momentanreserve wirkt bereits, bevor die Primärregelung eingreift. Es handelt sich dabei um die kinetische Energie der rotierenden Turbinen und Generatoren der Kraftwerke, durch die kleinere Abweichungen unmittelbar kompensiert werden. Die Momentanreserve ist so bemessen, dass die Frequenzänderung bei einem Ausfall von 3 000 MW Erzeugungsleistung⁵ im gesamten europäischen Netz innerhalb des vorgegebenen Frequenzbandes bleibt (± 800 mHz dynamisch, ± 200 mHz stationär, DENA 2014, S. 31). Die Stundenreserve ist dagegen zur Überbrückung längerfristiger Systemstörungen bestimmt (z. B. Kraftwerksausfälle, Leitungsschäden usw.) und wird in diesen Fällen vom betroffenen BKV angefordert. Momentan- und Stundenreserve sind keine Energieprodukte, die am Regelleistungsmarkt beschafft werden und sind daher nicht Gegenstand weiterer Betrachtungen in dieser Arbeit. Abbildung 2-4 zeigt das sukzessive Einsatzschema der Regelungsstufen im UCTE-Netz und das Verhalten der Netzfrequenz infolge des Regelungseingriffs.

⁴ Technisch betrachtet ist die Primärregelung ein Turbinendrehzahlregler, durch den die Drehzahl der Turbine in bestimmten Grenzen vom Arbeitspunkt weg verschoben werden kann

⁵ Dies entspräche dem Ausfall zweier kompletter Kraftwerksblöcke eines typischen Großkraftwerks.

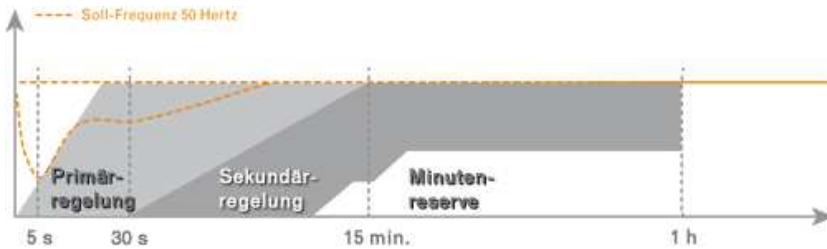


Abbildung 2-4: Einsatzfolge der drei Regelungsstufen der Leistungs-Frequenz-Regelung (Quelle: Mark-E AG 2014).

2.2.3 Differenzierung der Regelleistungsprodukte

Entsprechend der drei Stufen des Regelungssystems werden Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung unterschieden. Für letztere hat sich der Begriff Minutenreserveleistung (MRL) durchgesetzt und wird im Rahmen dieser Arbeit verwendet. Zusätzlich zum zeitlichen Wirkhorizont wird, außer bei PRL, die Richtung der Leistungsänderung unterschieden, d. h. es gibt positive und negative Regelleistung. Positive Regelleistung bedeutet, dass weitere Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden oder bereits in Betrieb befindliche Erzeuger ihre Leistung erhöhen, wenn der momentane Verbrauch höher ist als die Einspeisung (Unterdeckung). Alternativ können Verbraucher abgeschaltet, oder ihre Leistungsaufgabe vorübergehend begrenzt werden. Negative Regelleistung bedeutet dagegen, dass Erzeuger ihre Leistung reduzieren oder komplett abschalten, wenn die Stromnachfrage geringer ist als die Erzeugung (Überdeckung). Gleichfalls können Verbraucher ihre Leistung auch erhöhen und so negative Regelleistung erbringen. Abbildung 2-5 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Netzsituation, Einsatz von Regelleistung und dem Regulieren von Verbrauchern oder Erzeugern. Die Unterscheidung sowohl von Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung als auch von positiver und negativer Leistung hat zu einer Vielzahl entsprechender Energieprodukte geführt. Auch wenn das jeweilige Prinzip in allen Fällen gleich ist – nämlich je nach Netzsituation eine Lasterhöhung oder -reduktion durchzuführen – so existieren dennoch verschiedene technische und organisatorische Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung, die sich erheblich auf die technische Eignung und die Vermarktungsfähigkeit potentieller Regelleistungslieferanten auswirken.

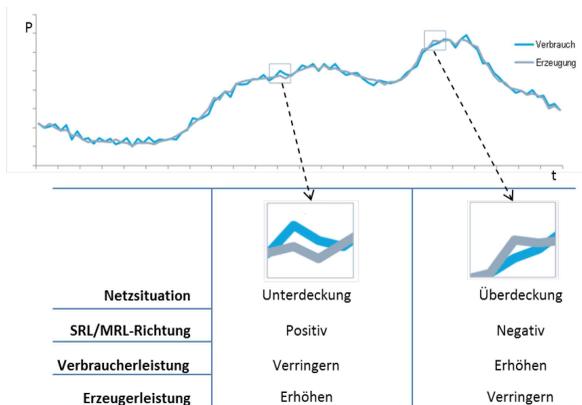


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Regelleistungserbringung durch Steuerung von Verbrauchern und Erzeugern (Quelle: adaptiert von Pilgram 2013 S. 8).

Der Bedarf an Primärregelleistung wird durch alle ÜNB gemeinsam ausgeschrieben. Die Mindestmenge, die ein Anbieter anzubieten hat, liegt bei 1 MW. PRL wird symmetrisch angeboten, d. h. die Leistungsänderung muss je nach Bedarf in beide Richtungen realisierbar sein. Eine Erzeugungseinheit, die PRL anbietet, muss diese innerhalb von 30 Sekunden nach dem Abruf in vollem Umfang in der vereinbarten Höhe liefern können.

Sekundärregelleistung wird ebenfalls in einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft, wobei für potentielle Anbieter ähnliche Rahmenbedingungen gelten wie bei PRL. Allerdings liegt die Mindestmenge für SRL bei 5 MW und die gesamte Angebotsmenge muss innerhalb von 5 Minuten vollständig mobilisiert werden können. Zudem werden bei SRL positive und negative Leistung sowie Haupt- und Nebenzeit unterschieden.

Minutenreserveleistung wird täglich neu und gemeinschaftlich durch alle ÜNB ausgeschrieben. Die Mindestangebotsmenge liegt ebenfalls bei 5 MW, die Anfahrzeit bis zur vollen Erbringung der Leistung ist auf 15 Minuten festgelegt. Es wird positive von negativer MRL unterschieden. Die Abrechnung erfolgt über sogenannte Zeitscheiben, anhand derer der Ausschreibungstag in sechs Blöcke von je vier Stunden Dauer aufgeteilt wird. Kennzeichnende Eigenschaften und Qualitäten der verschiedenen Regelleistungsprodukte sind in Tabelle 2-2 zusammengefasst.

Tabelle 2-2: Differenzierungsmerkmale der drei Regelleistungsprodukte.

Eigenschaft	Regelleistungsprodukt		
	PRL	SRL	MRL
Mindestgebot	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Anfahrzeit	30 Sek.	5 Min.	15 Min.
Richtung	Positiv und negativ	Positiv oder negativ	Positiv oder negativ
Ausschreibungsdauer	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Tarife / Zeitscheiben	Keine	HT: Mo-Fr, 8-20 Uhr NT: übrige Zeit	6 Blöcke a 4 h
Vergabe nach	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Kosten 2013 [Mio. €] ⁶	85,2	352,9	156,1

Häufig werden die Begriffe Regelleistung und Regelenergie synonym verwendet. Dies ist nicht korrekt, da Leistung und Energie physikalisch nicht identisch sind, sondern im Gegenteil über die Zeit miteinander in Verbindung stehen. Eine über eine bestimmte Zeit t erbrachte Leistung P ergibt die Energie E gemäß Formel 2.1.

$$E = P \cdot t \tag{2.1}$$

Leistung bzw. Energie sind also die physikalischen Größen, die bei der Ausregelung der Netze die zentrale Rolle spielen. Formel 2.1 entsprechend wird eine über eine bestimmte Zeit erbrachte Regelleistung zu Regelenergie. So entspricht beispielsweise eine Lastreduktion um 5 MW (die Regelleistung) für 30 Minuten (0,5 h) einer gelieferten Regelenergie von 2,5 MWh. Die physikalischen Einheiten und MW und MWh stellen den Zusammenhang zwischen Leistung, Energie und Zeit ebenfalls deutlich heraus. Die Unterscheidung von Regelleistung und Regelenergie ist bei der Beschaffung und bei der finanziellen Abrechnung dieser Produkte von Bedeutung. Diese Aspekte werden in Kapitel 3 diskutiert.

2.2.4 Nutzung von Flexibilitäten im Netzbetrieb

Aus Tabelle 2-1 geht hervor, dass konventionelle Kraftwerke im heutigen Netz jede relevante SDL erbringen können. Wenn diese Kraftwerke durch andere Erzeugereinheiten ersetzt werden, muss sichergestellt werden, dass alle SDL für den Netzbetrieb dennoch in erforderlichem Umfang durch die verbleibenden Energieerzeuger geliefert werden können. Dafür sind nicht alle regenerativen Erzeuger in gleicher Güte geeignet. Insbesondere im Bereich Frequenzhaltung wird ein deutlich höherer Bedarf an Regelleistung erwartet,

⁶ Aus (Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2014, S. 88), vgl. Abschnitt 2.2.2

was aus einer steigenden Volatilität der Residuallast resultiert (Beck et al. 2013, S. 26 ff.). Bis zum Jahr 2030 wird mit einem Anstieg des Bedarfs an positiver MRL um 70 % bzw. negativer MRL um 90 % gegenüber 2011 gerechnet. Für SRL wird ein Mehrbedarf von 40 % (positive SRL) und 10 % (negative SRL) erwartet (DENA 2014, S. 22).

Prinzipiell existieren unterschiedliche Möglichkeiten, um diese Kapazitäten bereitstellen zu können, nämlich der Zubau neuer konventioneller Spitzenlastkraftwerke, Umrüstung bestehender Grund- und Mittellastkraftwerke zur Steigerung der Flexibilität und der Einsatz verschiedener Speichertechnologien, in denen Überangebote von Energie gespeichert und bei Bedarf wieder abgerufen werden können. Als eine weitere Option kann das gezielte Steuern von Verbrauchern im Rahmen von sogenanntem Demand Side Management (DSM) eine potentiell netzstabilisierende Rolle spielen. Regelleistung kann also nicht nur von physisch vorhandenen Kraftwerken geliefert werden, sondern auch durch eine angepasste Betriebsweise von geeigneten Verbrauchern realisiert werden, die je nach Versorgungssituation ein- oder ausgeschaltet bzw. in ihrer Leistungsaufnahme gedrosselt oder erhöht werden. Diese Optionen werden unter dem Oberbegriff Flexibilitäten zusammengefasst. Abbildung 2-6 stellt den Zusammenhang zwischen Erzeugung, (Residual-)Last und der Rolle von Flexibilitäten bei der Frequenzhaltung heraus.

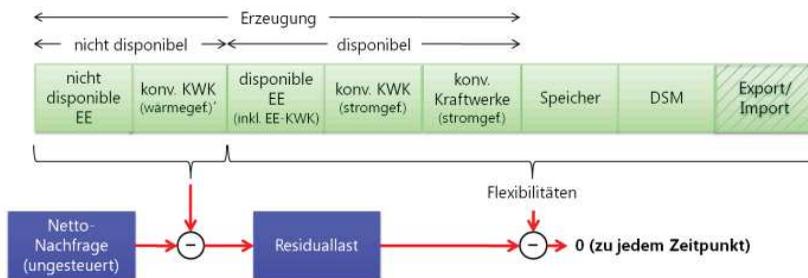


Abbildung 2-6: Disponible und nicht-disponiblen Erzeuger sowie sonstige Flexibilitäten und ihr Einfluss auf die Residuallast (Quelle: Consentec 2011, S. 5).

Zur nicht-disponiblen Erzeugung gehören die dargebotsabhängigen Stromerzeuger, deren Kapazität nicht beliebig verfügbar ist. Die Einspeisung dieser nicht-disponiblen Erzeuger bedient die Nettonachfrage. Aus Differenzen zwischen der Nettonachfrage und der nicht-disponiblen Erzeugung ergibt sich die Residuallast. Diese muss im Sinne der Frequenzhaltung durch Flexibilitäten gedeckt werden. Das geschieht durch die disponiblen Erzeugereinheiten, z. B. konventionelle Kraftwerke. Weitere Flexibilitäten wie DSM und Speicher können ergänzend genutzt werden. Die Gestaltung einer Gesamtstrategie zur Deckung steigender Residuallasten durch geeignete Flexibilitäten ist nicht nur eine rein technische Frage. Bei der Umgestaltung der Elektrizitätsversorgung und der Implementie-

nung von Flexibilitäten wird es auch darum gehen, eine volkswirtschaftlich optimale Lösung zu finden (Pellinger 2013, S. 4-5).

2.3 Stromverbrauch – Beeinflussung der Verbrauchsseite

Das Prinzip der Kraftwerks- und Netzbetreiber, die Stromerzeugung der Kraftwerke entsprechend der Verbrauchslast zu steuern, stößt aufgrund der Dargebotsabhängigkeit regenerativer Anlagen an die Grenzen des Machbaren. Ein möglicher Weg, die Aufgabe der Netzausregelung dennoch zu bewältigen, ist das Lastfolgeprinzip zumindest teilweise umzukehren und den Stromverbrauch an die zur Verfügung stehende Erzeugung anzupassen. Dies firmiert unter dem Oberbegriff Demand Side Management (DSM). Zusätzliche Flexibilität durch nachfrageseitige Eingriffe in den Stromverbrauch kann potentiell sowohl in Industrie und Gewerbe wie auch auf Ebene der Privathaushalte eine bedeutende Rolle spielen. Die Strategien, Anreizsysteme und Eignung von Verbrauchern unterscheiden sich aber teilweise erheblich. Dieser Abschnitt führt kurz in die Grundlagen von DSM ein, stellt potentiell gut geeignete Industrien und Anwendungen heraus und beleuchtet Voraussetzungen und Möglichkeiten, um vorhandene Potentiale zu nutzen.

2.3.1 Flexibilisierung von Lasten – Demand Side Management

Demand Side Management wird häufig allgemein als Lastmanagement bezeichnet. Daher ist dieser Begriff zunächst genauer abzugrenzen, da sogenanntes *betriebliches Lastmanagement* schon seit langer Zeit in Gewerbe und Industrie bekannt ist und teilweise angewendet wird, um verbraucherseitige Spitzenlasten zu reduzieren. Dies ist vornehmlich finanziell motiviert, da Energieversorger zumeist nicht nur die verbrauchte Energiemenge, sondern auch die Höhe der maximalen 15-minütigen Lastspitze in Rechnung stellen. Je höher diese ausfällt, desto teurer wird für den Stromkunden der Strombezug (DENA 2015a). Ein weiteres Beispiel sind die seit vielen Jahren bekannten Nachtspeicherheizungen, die zum Zweck von zeitlichen Lastverlagerungen per Rundsteuersignal von einem zentralen Leitstand an- und abgeschaltet werden können.

Das hier thematisierte *überbetriebliche Lastmanagement* geht über die Grenzen des eigenen Betriebes hinaus und dient dagegen dem übergeordneten Einsatz zur Unterstützung des Stromversorgungssystems, in dem flexible Verbrauchslasten unterschiedliche Aufgaben übernehmen können. Die Betreiber dieser Stromverbraucher können durch die Vermarktung dieser Aufgaben prinzipiell Erlöse erzielen. Erlösmöglichkeiten entstehen durch folgende Einsatzgebiete flexibler Lasten (DENA 2015b, S. 5-6):

- Reduzierung der Kosten für Ausgleichsenergie: kurzfristiger Ausgleich von Un-

gleichgewichten im Fahrplan eines Bilanzkreises.

- Ausnutzung von Preisschwankungen auf dem Spotmarkt: Ausnutzung von Tiefpreisperioden am Strommarkt durch verstärkten Strombezug in diesen Phasen.
- Bereitstellung der SDL Redispatch: Gezielte Zu- oder Abschaltung von Verbrauchern in kritischen Netzsituationen im Sinne der Verordnung zu abschaltbaren Lasten.
- Bereitstellung der SDL Frequenzhaltung: Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch zur Frequenzhaltung durch Regelleistung.

In allen Anwendungsfällen werden geeignete Lasten bei Bedarf gezielt zugeschaltet, gedrosselt oder ganz vom Netz getrennt, bzw. deren Einsatz zeitlich verlagert. Es handelt sich also um eine bewusste Beeinflussung des Nachfrageverhaltens auf der Verbraucherseite. Daraus leitet sich die im deutschen Sprachraum gebräuchliche Bezeichnung Demand Side Management ab⁷. Eine genaue Definition von Demand Side Management fällt zunächst schwer, weil die Ziele, Anreize, Teilnehmer und Umsetzung von DSM sehr unterschiedlich sein können. So haben z. B. das US-amerikanische Department of Energy wie auch die Europäische Kommission eigene Definition veröffentlicht, die sehr unterschiedlich sind (nachzulesen in von Roon, Gobmaier 2011). Die deutsche Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE e.V.) hat diese Ansätze zusammengeführt und folgende Definition vorgeschlagen:

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.“ (von Roon, Gobmaier 2011)

Industrie- und Gewerbebetrieben ist es durch DSM also zumindest theoretisch möglich ihre Strombezugskosten zu reduzieren und gleichzeitig durch die Bereitstellung von Flexibilitäten Erlöse zu erzielen. Ob und inwieweit Flexibilität zusätzlich als Regelleistung rentabel angeboten werden kann, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, vor allem ist das Potential einer Anwendung zu Lastverschiebungen ausschlaggebend. Lastverschiebepotentiale einer Anlage werden hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Kriterien charakterisiert sowie bezüglich der Akzeptanz des Endverbrauchers. Diese spielt überwiegend

⁷ Im englischen Sprachraum wird dagegen vermehrt von Demand Response (DR) gesprochen.

bei Lastmanagement von Haushaltsanwendungen eine Rolle. Durch derartige Erwägungen nimmt das theoretische Potential stufenweise ab, bis schließlich das realisierbare Potential übrig bleibt. Dieses Potential ist die Schnittmenge aus dem, was technisch machbar, wirtschaftlich attraktiv und vom Benutzer akzeptiert ist. Abbildung 2-7 stellt die Potentiale schematisch dar.

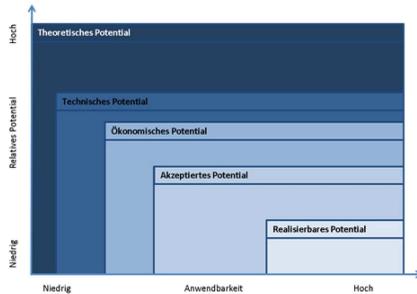


Abbildung 2-7: Qualitative Darstellung der unterschiedlichen Potentialbegriffe (Quelle: eigene Darstellung).

2.3.2 Eignung von Branchen und Anlagen

Aussagen über die Eignung für Lastmanagement lassen sich sowohl auf der Ebene ganzer Industriezweige wie auch auf Ebene einzelner Anwendungen oder Anlagentypen treffen. Da sowohl die Identifikation als auch die Ausnutzung von vorhandenen Potentialen meist nur mit finanziellem Aufwand zu erreichen ist, muss frühzeitig erkannt werden, wo entsprechende Untersuchungen als erstes ansetzen sollten. Es sind insbesondere die energieintensiven Industriezweige, die als erste in Frage kommen. Eine Branche gilt als energieintensiv, wenn pro Euro an Bruttowertschöpfung eine Endenergie von 10 MJ oder mehr aufgewendet werden muss. Energieintensität ist also das Verhältnis von Wertschöpfung und Energieverbrauch (in MJ/€) und daher nicht gleichzusetzen mit dem Endenergieverbrauch. Abbildung 2-8 führt eine Auswahl von Branchen der deutschen Industrielandschaft und ihren jeweiligen Energieverbrauch (hier in PJ) und die zugehörige Wertschöpfung (in Milliarden €) auf.

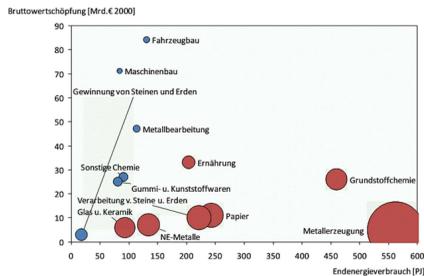


Abbildung 2-8: Wertschöpfung, Energieverbrauch und -intensität einzelner Industrien (Quelle: Hirzel, Fleiter und Schломann 2013, S. 43).

Rote Kreise symbolisieren die energieintensiven Industrien, blaue Kreise die weniger intensiven Branchen. Die Kreisfläche deutet die Höhe der Energieintensität an. Demnach sind es vor allem die Metallerzeugung und Grundstoffchemie, die Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Herstellung von Papier, Nichteisenmetallen, Glas und Keramik, wo Potentiale analysiert und in beträchtlichem Umfang, sowohl hinsichtlich des Leistungshubs als auch der Energiemenge, gefunden wurden (Klobasa 2009, S. 68). Der Leistungshub ist die absolute Änderung der möglichen Leistungsaufnahme. Im Sinne der SRL- und MRL-Bereitstellung sind zusätzlich die möglichen Leistungsgradienten typischer Anlagen in diesen Industrien von Bedeutung. Der Leistungsgradient ist die mögliche Änderung der Leistung ΔP innerhalb einer bestimmten Zeit t . Zur Bereitstellung von Regelleistung sind die vorgegeben Anfahrzeiten der unterschiedlichen Produkte in Abschnitt 2.2.3 angegeben. Die Anfahrzeit ist die Zeit, innerhalb derer die Regelleistung in vollem Umfang zur Verfügung stehen muss. Der Leistungsgradient beschreibt, ob die Lieferanlage technisch in der Lage ist, die An- und Abfahrzeiten zu realisieren.

Auf der Ebene der Einzelanwendungen sind insbesondere im Bereich der elektrischen Wärme- und Kälteerzeugung und bei der Querschnittstechnologie Raumklimatisierung große Potentiale für Lastverschiebungen ermittelt worden (Klobasa 2009, S. 25, 73-78). Dies ist auf die thermische Speicherung von Energie in diesen Anlagen zurückzuführen, die eine Entkopplung von Energiezufuhr und -verbrauch ermöglicht. So hält beispielsweise ein auf tiefe Temperaturen heruntergekühltes Kühlhaus die Betriebstemperatur noch viele Stunden lang ausreichend niedrig, selbst wenn die Stromzufuhr unterbrochen wurde. Generell eignen sich alle Anwendungen deren Leistungsaufnahme unterbrochen, gedrosselt oder verschoben werden kann, speziell dann, wenn derartige Maßnahmen keine oder nur geringe Auswirkungen auf den laufenden Prozess, die Produktqualität sowie die Produktionsplanung und -steuerung haben.

2.3.3 Strategien des Lastmanagements

Die Einsatzstrategien, die mit DSM verbunden sind, gehen erheblich über die Maßnahmen des betrieblichen Lastmanagements hinaus. DSM beinhaltet nicht nur eine Flexibilisierung, sondern auch eine strategische Reduktion der Stromnachfrage, z. B. durch moderne Geräte mit gesteigerter Effizienz. Abbildung 2-9 zeigt beispielhaft fünf typische Strategieoptionen. Die Profile zeigen in blau den ursprünglichen Lastverlauf, die rote Strichlinie stellt den Lastverlauf durch das Lastmanagement dar.

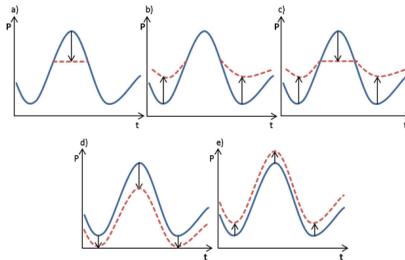


Abbildung 2-9: Generische Lastmanagementstrategien und ihr Einfluss auf den Lastverlauf (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Kollmann et al. S. 5).

a) Peak Clipping (Lastspitzenreduktion) hat das Ziel, die Höhe der auftretenden Lastspitze zu reduzieren, um durch Begrenzung der Last auf weitere Spitzenlasterzeuger mit hohen Grenzkosten verzichten zu können. Dies kann dadurch geschehen, dass geeignete Verbraucher zu Starklastzeiten abgeschaltet oder gar nicht erst eingeschaltet werden. Energieeffizientere Verbraucher mit geringerem Strombedarf können ebenfalls in Summe zur Lastspitzenreduktion beitragen.

b) Valley Filling (Talfüllung) bewirkt eine Auffüllung der Lasttäler dadurch, dass flexible Verbraucher gezielt in Schwachlastzeiten eingeschaltet werden. Die Lastspitze wird dadurch nicht beeinflusst, insgesamt wird das Lastprofil durch diese Maßnahme aber konstanter und weist eine geringere Spreizung auf.

c) Load Shifting (Lastglättung) kombiniert die Strategien Peak Clipping und Valley Filling, indem flexible Verbraucher von Starklastzeiten in Schwachlastphasen verlegt werden. Durch geschicktes Verschieben der Verbraucher können Lastspitzenreduktion und Auffüllen der Täler gleichzeitig erreicht werden.

d) Load Conservation (langfristige Lastreduktion) bezeichnet im weitesten Sinne eine dauerhafte Reduktion des Energieverbrauchs und damit eine vertikale Verschiebung des Lastgangs. Dies kann z. B. als Folge permanenter Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz geschehen.

e) Load Building (kurzfristige Lasterhöhung) bezeichnet das gezielte Steigern der Last und/oder Hinzuschalten weiterer Lasten, um ein temporär verfügbares Überangebot von nicht-speicherbaren Energiequellen aufzunehmen.

2.4 Zusammenfassung Kapitel 2

Der deutsche Netzregelverbund regelt den Betrieb des Elektrizitätsnetzes mit dem Ziel, eine zuverlässige, sichere und hochqualitative Stromversorgung zu gewährleisten. Der wesentliche Grundbaustein einer solchen Versorgung ist eine konstante Netzfrequenz von 50 Hz. Um diese zu gewährleisten, unterhält der NRV die Leistungs-Frequenz-Regelung als gemeinschaftlich koordiniertes Regelungswerkzeug, durch das Netzeinspeisung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden, so dass die Netzfrequenz konstant bleibt. Bei der Regelung handelt es sich um ein dreistufiges, automatisch aktiviertes System, das sogenannte Regelleistung abrufen, um diesen Ausgleich herzustellen. Flexible Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherwerke sind traditionelle Lieferanten zur Erbringung dieser Systemdienstleistung.

Im Zuge der Energiewende wird mit einem steigenden Bedarf, speziell im Segment Sekundär- und Minutenregelleistung (SRL bzw. MRL) gerechnet. Es existieren unterschiedliche technische Optionen, die prinzipiell dazu beitragen können, diesen Bedarf zu decken. Diese werden als Flexibilitäten bezeichnet. Neben Energiespeichern kommen dazu auch flexible Stromverbraucher in Betracht, deren Leistungsbedarf je nach Netzsituation erhöht oder reduziert werden kann, was der Bereitstellung von positiver bzw. negativer Regelleistung gleichkommt. Diese kann von den Anlagenbetreibern potentiell gewinnbringend vermarktet werden.

Kapitel 3

Der Regelleistungsmarkt

Regelleistung zur Frequenzhaltung wird abseits der etablierten Strombörsen bezogen. Die Ausschreibung des Bedarfs an Regelleistung wie auch das Angebot qualifizierter Lieferanten erfolgt auf der Internetplattform des NRV⁸. Genau wie an den anderen Energiemärkten gibt es auch am Markt für Regelleistung eine größere Anzahl Akteure, die in Konkurrenz zueinander stehen. In diesem Kapitel wird beschrieben wie die Reservevorhaltung durch die ÜNB dimensioniert wird, und wie diese Reserve schließlich beschafft und zwischen Lieferanten und Empfängern abgerechnet wird.

3.1 Bedarfsplanung für Regelleistung

Die Übertragungsnetzbetreiber dimensionieren die Regelreserve für SRL und MRL quartalsweise gemeinsam mittels einer wahrscheinlichkeitsbasierten Methodik. Die Grundlage für die Quartalsprognose sind die gesammelten Erfahrungswerte der vergangenen vier Quartale. Die Methodik schließt neben Kraftwerksausfällen, Lastrauschen und Fahrplansprüngen auch Prognosefehler von Last und Einspeisung mit ein. Die BKV erstellen diese Prognosen täglich bezüglich der erwarteten Stromerzeugung und -entnahme in ihrem Bilanzkreis in viertelstündlicher Auflösung. Auf Erzeugerseite beinhaltet diese Prognose die sicher verfügbare Kraftwerkskapazität einerseits, und die dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung andererseits. Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Energiewende kann die dargebotsabhängige Erzeugung zur Hauptdeterminante der Reservebeurteilung werden, da Fehlprognosen bei steigender installierter Leistung zunehmend stärker ins Gewicht fallen (Consentec 2008, S. 4, 45-46). Dem steht die Entnahme aller angeschlossenen Verbraucher unabhängig vom Spannungsniveau gegenüber. Diese Prognosen werden dem ÜNB übermittelt. Wenn anhand der Fahrpläne ersichtlich wird, dass es in einer beliebigen Lieferviertelstunde eine Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch geben wird, gleicht der ÜNB diese Minder- bzw. Mehrmenge durch Regelleistung aus. Diese wird von diversen Anbietern im Vorfeld kontrahiert⁹ und bei Bedarf eingesetzt.

⁸ Erreichbar unter www.regelleistung.net.

⁹ Kontrahieren: ‚zusammenziehen‘. Die ÜNB sichern sich vertraglich die Angebote diverser Anbieter zu und bündeln damit die gesamte Regelreserve zu einer Gesamtkapazität. Das Sammeln der erforderlichen Einzelangebote bis zum Erreichen der prognostizierten Reserve wird in der Fachsprache als ‚kontrahieren‘ bezeichnet.

Aufgrund der horizontalen Vernetzung der Bilanzkreise kann ein Ausgleich aber auch bereits zwischen einzelnen Bilanzkreisen erfolgen, in dem die Unterspeisung eines Bilanzkreises mit der Überspeisung eines anderen Bilanzkreises abgefangen wird. Der ÜNB der betreffenden Regelzone braucht in diesem Fall gar nicht einzugreifen, folglich ist auch keine Regelleistung erforderlich. Erst wenn der Saldo der Gesamtheit aller Bilanzkreise in derselben Regelzone, der sogenannte Regelzonensaldo, nicht mehr ausgeglichen ist, muss der ÜNB aktiv werden und Regelleistung aufwenden.

3.2 Beschaffung und Einsatz der Regelleistung

Die vorzuhaltende Regelreserve für SRL und MRL muss durch flexible Technische Einheiten kontrahiert werden. Die Beschaffung der Leistung erfolgt über ein Auktionsverfahren, an dem prinzipiell jeder Betreiber einer Technischen Einheit teilnehmen kann, sobald bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind. Zunächst muss das Präqualifikationsverfahren (Abschnitt 7.1) erfolgreich abgeschlossen und anschließend ein rechtsgültiger Rahmenvertrag mit dem jeweiligen ÜNB¹⁰ eingegangen werden. Qualifizierte Lieferanten erhalten einen Zugang zur Internetplattform des NRV und können sich dann an den regelmäßig erfolgenden Ausschreibungen für Regelleistung beteiligen. Entsprechend der Prognosen der BKV decken die ÜNB den Bedarf an Regelleistung in den unterschiedlichen Marktsegmenten und kaufen solange Regelleistungskontingente unterschiedlicher Anbieter, bis dieser Bedarf gedeckt ist. Der vom Anbieter geforderte Leistungspreis bestimmt in welcher Reihenfolge die Angebote bezuschlagt werden¹¹. Der Leistungspreis gibt an, wie teuer die Vorhaltung eines bestimmten Angebotes pro Leistungseinheit ist. Die Einheit ist €/MW. Abbildung 3-1, zeigt ein Beispiel zur Besicherung der Reservevorhaltung nach der Leistungspreis-Merit-Order. Alle abgegeben Angebote werden nach dem jeweils geforderten Leistungspreis aufsteigend geordnet. Die sortierte Liste von Angeboten nennt sich Merit-Order-Liste (MOL). Angenommen es sei eine Leistungsreserve von 2 000 MW zu besichern, werden nun beginnend mit dem niedrigsten Leistungspreis (hier der Leistungspreis LP_A von Angebot A) solange Angebote bezuschlagt, bis die erforderliche Reserve akkumuliert ist.

¹⁰ Der ÜNB, in dessen Regelzone die Technische Einheit angeschlossen ist (auch Anschluss-ÜNB genannt).

¹¹ Wenn zwei Angebote einen gleich hohen Leistungspreis haben, fällt die Entscheidung danach, welches Angebot zuerst abgegeben wurde.

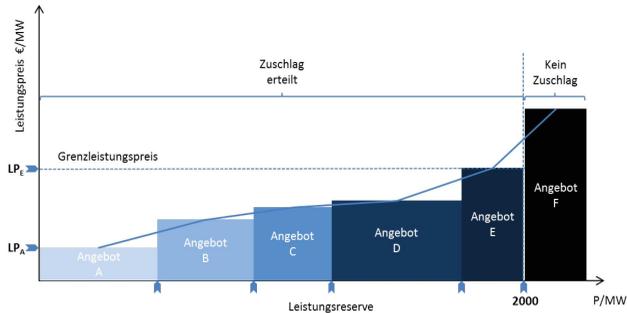


Abbildung 3-1: Darstellung der Merit-Order nach den Leistungspreisen der Angebote A-F (Quelle: eigene Darstellung).

Das letzte Angebot, das noch erforderlich ist, um die Reserve zu decken (im Beispiel Angebot E), stellt die Grenze dar. Alle übrigen Angebote (Angebote F usw.) haben einen höheren Leistungspreis und werden nicht berücksichtigt. Der Leistungspreis von Angebot E, also vom letzten Angebot, das den Zuschlag erhalten hat, wird Grenzleistungspreis (GLP) genannt. Der GLP ist der höchste Leistungspreis, der bei einer Ausschreibung bezahlt worden ist. Folglich gibt es einige Anbieter, die einen Zuschlag erhalten (die Angebote A bis E, diese Angebote werden als erfolgreiche Angebote bezeichnet) und solche, die nicht berücksichtigt werden (Angebot F). Indem der ÜNB den Zuschlag erteilt, sichert er sich das Recht, die Regelleistung im Bedarfsfall entspricht der technischen Spezifikationen einzusetzen. Wenn der Anbieter den Zuschlag erhält, bekommt er genau den Leistungspreis, den er bei der Ausschreibung verlangt hat (pay-as-bid-Prinzip).

Wenn Regelleistung abgerufen werden muss, wird prinzipiell ähnlich verfahren, wie beim Beschaffen der Angebote. Es wird erneut eine Merit-Order-Liste erstellt, dieses Mal allerdings nach dem günstigsten Arbeitspreis aller erfolgreichen Angebote. Der Arbeitspreis gibt an, wie teuer die tatsächliche Lieferung der vorgehaltenen Regelleistung über einen bestimmten Zeitraum ist. Die Einheit ist daher €/MWh. Je nachdem, wie groß der Regelbedarf in einer Lieferviertelstunde ist, müssen unterschiedlich viele Angebote abgerufen werden, bis der Bedarf gedeckt ist.



Abbildung 3-3: Ablaufprinzip beim Anbieten von Regelleistung (Quelle: eigene Darstellung).

Präqualifikation und Vertragsabschluss sind einmalige Teilschritte. Alle folgenden Schritte wiederholen sich mit jeder Ausschreibung bzw. innerhalb der Ausschreibung bis zum Ende des Ausschreibungszeitraums.

3.3 Zusammenfassung Kapitel 3

Regelleistungskapazität wird durch die ÜNB über ein Ausschreibungssystem beschafft. Dazu prognostizieren die ÜNB die Höhe der Reservevorhaltung und besichern in jeder Ausschreibung die erforderliche Menge Primärregelleistung als symmetrisches Produkt für beide Richtungen sowie negative und positive Sekundärregelleistung bzw. Minutenregelleistung getrennt voneinander. Alle verfügbaren Angebote werden nach dem geforderten Leistungspreis sortiert und beginnend mit dem niedrigsten Preis so viel Kapazität besichert, wie erforderlich ist. Wenn Regelbedarf besteht, werden die verfügbaren Angebote in Reihenfolge des günstigsten Arbeitspreises abgerufen. Nach dem Ende einer Ausschreibung werden Kosten und Erlöse zwischen allen Beteiligten abgerechnet.

Kapitel 4

Literaturrecherche Regelleistungsbereitstellung

Im Zuge der Energiewende hat die Stromerzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien eine Größenordnung erreicht, die netzbetrieblich und energiewirtschaftlich relevant ist. Zahlreiche Konzepte einer nachhaltigen, zu großem Anteil regenerativen Stromversorgung sind in den letzten Jahren untersucht worden. Eine Auswahl wissenschaftlicher Arbeiten in diesem Kontext und ihre Ergebnisse werden in diesem Kapitel kurz vorgestellt. Weil die Energiewende nicht nur die Erzeugung und den Verbrauch von Strom betrifft (vgl. Kapitel 2), sind energiewirtschaftliche Fragestellungen, Vermarktungsoptionen sowie Markt- und Preisstrukturen ebenfalls von anderen Autoren analysiert worden. Weil diese Aspekte auch in der vorliegenden Arbeit von Interesse sind, wurden die folgenden fünf Studien ausgewählt:

- „Landkreis als Vorreiter: Regenerative Modellregion Hartz“ – Fraunhofer IWES, 2012 (öffentlicher Abschlussbericht) und speziell der zugehörige Arbeitspaketbericht AP 2.7.1 „Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt“ – Filzek et al. 2011
- „Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen“ – Reeg et al. 2013 (öffentlicher Abschlussbericht)
- „Handelsstrategien am deutschen Minutenreservemarkt“ – Andreas Wagner, Prilly Oktoviany 2012 (erschieden als Fachartikel in „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ Nr. 12/2012)
- „DEA – Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“ – Steck et al. 2012 (öffentlicher Endbericht)
- „Marktkonzentration und Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenenergiemarkt“ – Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner 2010 (erschieden als Fachartikel in „Zeitung für Energiewirtschaft“ Nr. 3/2010)

Im Folgenden werden die für die vorliegende Arbeit relevanten Untersuchungsergebnisse dieser Arbeiten zu diesen Themen als Kurzfassung vorgestellt.

„Landkreis als Vorreiter: Regenerative Modellregion Hartz“, (Fraunhofer IWES 2012)

Das Projekt Regenerative Modellregion Harz ist ein abgeschlossenes Großprojekt des BMWi und des BMU. Das Ziel war, zu demonstrieren, dass ein koordinierter Netzbetrieb mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energien zuverlässig und wirtschaftlich ist. Im Arbeitspaket „Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt“ wurden IKT-Aspekte und der Ist-Zustand der Geschäftsmodelle und Verfahrensweisen bei der Vermarktung von Strom bzw. Regelleistung untersucht (Filzek et al. 2011). Die Autoren des Arbeitspaketberichts stellten für den Zeitraum 2006 bis 2010 neben zahlreichen weiteren Erkenntnissen folgendes fest:

- Für Kleinanbieter ist MRL wegen der geringen technischen das günstigste Marktsegment mit den niedrigsten Zutrittsbarrieren.
- Die Leistungsvorhaltung für MRL ist geringer als für SRL und wird wesentlich seltener abgerufen.
- Die Preise für positive MRL sind zwischen 08:00 und 20:00 Uhr am höchsten, die für negative MRL in der Zeit zwischen 00:00 und 08:00 Uhr.
- Der ca. 2009 einsetzende Leistungspreisverfall im Segment der MRL zeichnet sich bereits ab und wurde als solcher von den Autoren erkannt.
- In der Summe aller Regelzonen gab es im Jahr 2008 in 3 293 bzw. 1 904 von 35 136 Viertelstunden Abrufe von negativer bzw. positiver Minutenreserve. Dies sind 9,4 % bzw. 5,4% der Viertelstunden.

„Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen“, (Reeg et al. 2013)

Unter der Bezeichnung AMIRIS wurde zwischen 2008 und 2010 ein Simulationsmodell entwickelt, mit dem das Akteurverhalten bei der Marktintegration von erneuerbaren Energien untersucht werden kann. Dieses wurde in (Reeg et al. 2013) methodisch und inhaltlich weiterentwickelt. Zur Simulation der Strommärkte und der dortigen Handlungsoptionen wurde auch der Markt für MRL untersucht und die vorherrschende Preisstruktur im Zeitraum vom 1. Februar 2011 bis 31. Januar 2012 statistisch ausgewertet. Wesentliche Erkenntnisse der Autoren sind u. A.:

- Für EE-Anlagenbetreiber ist der MRL-Markt heute und bis in nahe Zukunft der attraktivste Teilmarkt.
- Marktteilnehmer erzielen Gewinne an der Leistungsvorhaltung und versuchen

gleichzeitig die Abrufwahrscheinlichkeit durch sehr hohe Arbeitspreise gering zu halten.

- Die Bietstrategien scheinen nach Ansicht der Autoren aber im Wandel zu sein, da die Erlöse der Leistungsvorhaltung die Wirtschaftlichkeit des Angebots nicht mehr absichern. Der jährliche Leistungspreiserlös pro Zeitscheibe liegt maximal bei deutlich unter 1 000 €.
- Die Grenzleistungspreise von negativer MRL liegen über denen von positiver MRL. Die GLP von positiver MRL liegen zudem häufig nahe null €.

„Handelsstrategien am deutschen Minutenreservemarkt“, (Wagner, Oktoviany 2012)

Wagner und Oktoviany haben den Markt für Minutenreserve untersucht und potentielle Erlösmöglichkeiten auf Basis von historischen Daten bewertet. Die Autoren beschränken sich auf Betrachtungen der Leistungspreise und entwickeln vier grundsätzliche Strategien zur Wahl des Leistungspreises. Sie finden u. A. folgendes:

- Positive MRL ist am profitabelsten in der Zeit zwischen 08:00 und 12:00 Uhr. Die durchschnittlichen Erlöse in dieser Zeitscheibe liegen im Zeitraum vom 01.07.2010 bis 30.06.2012 zwischen 1,04 €/MW (marg-Strategie) und 1,35 €/MW (mean-Strategie).
- Negative MRL ist deutlich profitabler, insbesondere zwischen 00:00 und 08:00 Uhr. Die durchschnittlichen Erlöse in diesen Zeitscheiben liegen im Zeitraum vom 01.07.2010 bis 30.06.2012 zwischen 11,54 €/MW (marg-Strategie) und 17,27 €/MW (med-Strategie).
- Von 08:00 bis 24:00 Uhr sind die Erlöse in jeder Zeitscheibe für negative MRL höher als für positive MRL in derselben Zeitscheibe. Die Preise haben sich in den letzten Jahren des Beobachtungszeitraums in diese Richtung entwickelt.
- Der Markt für positive MRL verspricht geringe Umsatzmöglichkeiten, weil die Grenzleistungspreise häufig bei nahe null € liegen.

„DEA – Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“, (Steck et al. 2012)

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft untersucht unterschiedliche Konzepte Virtueller Kraftwerke und deren Vermarktungsoptionen in Hinblick auf Stromhandel und Systemdienstleistungen. Dazu werden die Märkte für SRL und MRL betrachtet. Im Zeitraum von 2007 bis 2011 stellten die Autoren u. A. Folgendes fest:

- Die jährlichen Abrufgrade von Minutenreserve zeigen, dass überwiegend negative MRL abgerufen wird. Die Jahresmittelwerte der Abrufgrade sind 5,5 % (negative MRL) und 0,9 % (positive MRL)
- Die Erlösmöglichkeiten für die Reservevorhaltung von positiver MRL sind stark gesunken. Für 1 MW positiver MRL waren 2007 Erlöse in Höhe von 70 000 € erzielt. Dieser Wert ist auf 2 700 € im Jahr 2011 gefallen.
- Eine weiterführende Quelle (Henle 2009) wird zitiert, laut der die Erlöse für negative MRL zwischen 2008 und 2011 von 21 000 €/a auf 37 000 €/a gestiegen sind.
- Arbeitspreise für positive MRL liegen zwischen 2007 und 2011 zwischen 158 und 212 € (2011). Die Leistungspreise liegen seit 2009 bei unter 10 €. Die Preisspannen der erfolgreichen Angebote sind gering. Die GLP liegen oft unter 1 €.
- Der Markt für Regelleistung wird aufgrund der geringen Marktliquidität und der Veränderlichkeit von Rahmenbedingungen insgesamt als volatil und schwer prognostizierbar eingeschätzt.

„Marktkonzentration und Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenenergiemarkt“, erschienen in Zeitschrift für Energiewirtschaft 34. Jg. Heft 3 (Growitsch et al. 2010)

In ihrem Artikel untersuchen die Autoren die Möglichkeiten zur Marktmachtausübung am Markt für Regelenenergie in Deutschland. Sie betrachten speziell das Segment Minutenreserve und untersuchen die Marktstruktur. Sie argumentieren, dass wettbewerbliche Strukturen am ehesten dort zu finden sind, weil eine größere Zahl an Anbietern im MRL-Segment zugelassen ist, als in den übrigen Teilmärkten. Die Studie ist auf die Untersuchung der Marktbeherrschungsvermutung fokussiert. Deren mögliches Vorhandensein ist für die vorliegende Arbeit irrelevant, jedoch analysieren die Autoren dazu die Preise und Erlösmöglichkeiten für MRL zwischen dem 1. Januar 2008 und dem 2. Januar 2009. Sie finden u. A.:

- Vier potentiell marktbeherrschende Anbieter zeigen ein anderes Bietverhalten, als die Kleinanbieter (sogenannte Fringe-Anbieter), mit dem signifikant höhere Erlöse erzielt werden.
- Betrachtet wurden die Leistungspreise und die resultierenden Leistungspreiserlöse pro Zeitscheibe.
- Die Reservevorhaltung durch die ÜNB liegt im Betrachtungszeitraum bei 2 000 MW für negative und 3 300 MW für positive MRL.

- Ca. 93 % der Kosten für Minutenreserve entfallen aufgrund der seltenen Abrufe auf die Kapazitätsvorhaltung. Die Abrufhäufigkeit lag 2008 bei 3 898 (negativ) bzw. 2 116 Abrufen pro Jahr (positiv).¹²
- Die Verteilung von Umsätzen beträgt 23:77, d. h. 23 % der Umsätze entfallen auf negative MRL. Am umsatzstärksten ist positive MRL zwischen 08:00 und 20:00 Uhr mit 59 % der gesamten durch MRL erzielten Erlöse. Am umsatzschwächsten ist negative MRL zwischen 08:00 und 24:00 Uhr, mit einem Beitrag von ca. 2 % zu den Gesamterlösen.

¹² Es ist unklar, wie die Abweichung zu den Ergebnissen von (Filzek et al. 2011) für dasselbe Jahr zustande kommt. Die Abrufgrade liegen bei 0,35 % bzw. 0,89 %.

Kapitel 5

Entwicklung der Methodik zur Erlösberechnung

Dieses Kapitel dokumentiert die Entwicklung eines Berechnungstools, mit dem die Erlösmöglichkeiten durch Bereitstellung von Minutenreserveleistung berechnet werden können. Ein beliebiges MRL-Angebot soll bezüglich Leistungshub, Richtung und Zeitscheibe in eine vorgefertigte Excel-Arbeitsmappe eingegeben werden und Berechnung der Jahreserlöse anschließend nachvollziehbar und korrekt durchgeführt sowie automatisch grafisch veranschaulicht werden können. Alle Komponenten der Gesamterlöse sollen einzeln aufgelöst werden, d. h. die Verteilung der zu erwartenden Erlöse hinsichtlich Jahreszeit, Tageszeit und Angebotsrichtung. Es wird auf Basis der Ex-post Ausschreibungsergebnisse und den viertelstündlich aufgelösten Regelleistungsabrufen des Jahres 2014 gerechnet. Diese Daten stammen ausschließlich aus den veröffentlichten Ausschreibungsergebnissen des NRV aus dem Jahr 2014. Die Aufbereitung der heruntergeladenen Rohdaten zur Weiterverarbeitung im Sinne der Aufgabenstellung wurde eigenständig vorgenommen.

In Abschnitt 5.1 werden interne und externe Einflussgrößen untersucht, die auf die Höhe der Erlöse einwirken. In Abschnitt 5.2 werden die Leistungs- und Arbeitspreise sowie die Abrufcharakteristik von Minutenreserve detailliert beschrieben. Die Methodik, nach der die Erlöse berechnet werden, wird in Abschnitt 5.3 erläutert.

5.1 Untersuchung der erlösbestimmenden Faktoren

Zunächst wird untersucht, welche Einflussgrößen bei der Erlösberechnung relevant sind. Diese werden anschließend nach Tag bzw. Monat, Richtung und Zeitscheibe analysiert. So soll feststellbar sein, aus welcher Zeitscheibe und welcher Richtung die möglichen Erlöse stammen, so dass besonders profitable oder auch weniger attraktive Zeiten ermittelt werden können. Dies ist für die eigene Angebotsstrategie von Bedeutung.

5.1.1 Determinanten von Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös

In Kapitel 3 ist beschrieben, dass bei der Beschaffung und Abrechnung von Regelleistung zwischen Reservevorhaltung und tatsächlichen Leistungsabrufen unterschieden wird. Diese Unterscheidung spiegelt sich auch in der Bestimmung der Erlöse wieder. Die erzielbaren Erlöse können zu unterschiedlichen Anteilen aus der Bereitschaft zur Vorhaltung (der Leistungspreiserlös) wie auch durch tatsächliche Energielieferungen beim Abruf resultieren (der Arbeitspreiserlös). Die jeweiligen Anteile werden bei der Berechnung getrennt behandelt.

Leistungspreiserlöse sind die Erlöse, die nach einem erfolgreichen Gebot allein durch das Vorhalten von Reserveleistung erzielbar sind. Diese Erlöse sind völlig unabhängig davon, ob die vorgehaltene Leistung auch tatsächlich abgerufen wird. Das bedeutet, schon die Bereitschaft eines Anbieters sich zur Reservevorhaltung bereitzuerklären, wird bezahlt, wenn das Angebot angenommen wird. Die Höhe der Leistungspreiserlöse LPE, die ein Anbieter bei einer einzelnen Ausschreibung erzielen kann, hängt vom Leistungshub ΔP und dem geforderten Leistungspreis p_P ab und lässt sich nach Formel 5.1 berechnen:

$$LPE = \begin{cases} \Delta P \cdot p_P & \text{wenn } p_P < GLP \\ 0 & \text{wenn } p_P > GLP \end{cases} \quad (5.1)$$

Wenn der geforderte Leistungspreis p_P über dem Grenzleistungspreis liegt, ist das Angebot nicht erfolgreich und die Erlöse damit gleich null.

Wird ein erfolgreiches Angebot im Laufe des Ausschreibungszeitraums tatsächlich auch aufgerufen, kommt der Arbeitspreiserlös zum Leistungspreiserlös hinzu. Dies ist die Zahlung für die tatsächlich gelieferte Energie bzw. für das Abregeln eines Verbrauchers. Ähnlich wie beim Leistungspreis stellt sich ein Grenzarbeitspreis (GAP) ein, der unterboten werden muss, damit das Angebot abgerufen wird. Der erzielte Arbeitspreiserlös APE hängt vom geforderten Arbeitspreis p_W , von der Angebotshöhe ΔP und von der Anzahl n und der Dauer t von Abrufen ab. Der APE lässt sich für eine einzelne Ausschreibung als Summe der Erlöse aller Einzelabrufe nach Formel 5.2 wie folgt bestimmen:

$$APE = \begin{cases} \sum_{i=1}^n \Delta P \cdot p_W \cdot n \cdot t & \text{wenn } p_W < GAP \\ 0 & \text{wenn } p_W > GAP \end{cases} \quad (5.2)$$

Die Summe aus Leistungspreiserlös und Arbeitspreiserlös ist der Gesamterlös GE (Formel 5.3), der pro Ausschreibung erzielt wird. Selbst bei einem erfolgreichen Gebot kann es vorkommen, dass einer oder beide Anteile des Gesamterlöses gleich null sind. Dies ist z. B. der Fall, wenn entweder der geforderte Leistungspreis gleich null ist, wenn das Gebot gar nicht aufgerufen wird oder beides gleichzeitig eintritt. In diesem ungünstigsten Fall sind keine Erlöse erzielbar, obwohl das Gebot nach obiger Definition erfolgreich war.

$$GE = (\Delta P \cdot p_P) + \left(\sum_{i=1}^n \Delta P \cdot p_W \cdot n \cdot t \right) \quad (5.3)$$

5.1.2 Interne und externe Faktoren

Die Faktoren für die Höhe der Erlöse werden einerseits durch die Gegebenheiten des Anbieters selbst bedingt (interne Faktoren) und resultieren andererseits aus der Marktlage und der Netzsituation (externe Faktoren). Die internen Faktoren betreffen vor allem die in

Frage kommenden Technischen Einheiten und sind in erster Linie technischer und organisatorischer Natur. Interne Faktoren sind:

- Der realisierbare Leistungshub ΔP :
der Leistungshub fließt linear in die Bestimmung von Arbeitspreis- und Leistungspreiserlösen ein. Unter Leistungshub ist sowohl eine Leistungssteigerung als auch eine Leistungsreduktion zu verstehen, je nachdem in welche Richtung die Regelleistung angeboten werden soll.
- Der Leistungspreis p_p und der Arbeitspreis p_w :
die Preise für Leistungsvorhaltung (in €/MW) und Abruf der Arbeit (in €/MWh) werden bei der Angebotsabgabe festgelegt. Die Höhe von Leistungs- bzw. Arbeitspreis eines Angebotes in Relation zu allen anderen Geboten bestimmt, ob das Angebot erfolgreich ist und ggf. abgerufen wird. Beide Preise hängen von der Bietstrategie des Anbieters ab (vgl. Abschnitt 6.2).
- Weitere interne Faktoren:
es gibt einige weitere Faktoren, die nicht direkt auf die Höhe der Erlöse einwirken, die aber im Vorfeld von Bedeutung sind, wenn im Präqualifikationsverfahren die Eignung der Anlage ermittelt wird. Dies sind z. B. der Leistungsgradient, die Details der informationstechnologischen Ansteuerung und die eventuell erforderliche Anwesenheit von Bedienpersonal oder eine Automation regelbarer Verbraucher.

Die externen Faktoren können durch den Anbieter der Regelleistung nicht beeinflusst werden. Sie sind zudem nicht alle explizit in den obigen Formeln enthalten, sondern beeinflussen die Erlösmöglichkeiten auf eine hier nicht formelmäßig erfasste Art. Externe Faktoren sind:

- Die Höhe der Leistungsvorhaltung durch die ÜNB:
je mehr Leistungsreserven vorgehalten werden müssen, desto mehr und eventuell auch teurere Angebote erhalten den Zuschlag. Dies ist z. B. zur Weihnachtszeit zu beobachten, wenn die Reservevorhaltung ca. 20 % höher ist als im übrigen Jahr. Die Grenzleistungspreise sind in dieser Zeit für alle Regelleistungsprodukte höher, folglich auch die möglichen Leistungspreiserlöse von erfolgreichen Geboten.
- Die Abrufcharakteristik:
wird definiert durch die Häufigkeit, Dauer und Grad tatsächlicher Abrufe. Abrufhäufigkeit und -dauer geben an, wie oft bzw. für wie lange Regelleistung innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls mobilisiert wird. Die Abrufcharakteristik spielt bei den Arbeitspreiserlösen eine bedeutende Rolle, weil nur dann Arbeitspreise gezahlt werden, wenn auch tatsächlich Energie geliefert wird (siehe Abschnitt 3.2).

- Der Abrufgrad η beschreibt die Höhe des Abruf P_{Abruf} relativ zur Höhe der vorgehaltenen Reserve P_{Res} :

$$\eta = \frac{P_{\text{Abruf}}}{P_{\text{Res}}} \quad (5.4)$$

- Das Verhalten der Wettbewerber:
das Bietverhalten der Wettbewerber entscheidet mit darüber, ob das eigene Angebot erfolgreich ist und ggf. abgerufen wird. Wenn die Wettbewerber zu deutlich niedrigeren Preisen anbieten, ist das eigene Angebot eventuell nicht erfolgreich oder wird nicht abgerufen. Ist der eigene Preis sehr niedrig angesetzt, steigt zwar die Wahrscheinlichkeit des Ausschreibungserfolgs, es entgehen dem Anbieter jedoch potentiell höhere Erlöse.

Tabelle 5-1 fasst die internen und externen Einflüsse auf die Erlösmöglichkeiten zusammen und zeigt, welcher Faktor welchen Erlösanteil beeinflusst.

Tabelle 5-1: Übersicht interner und externer Einflussfaktoren auf die Erlösanteile.

Faktor hat Einfluss auf:					
Faktoren	Zeichen	Einheit	LPE	APE	Präqualifikation
Interne Faktoren					
Leistungshub	ΔP	MW	✓	✓	
Leistungspreis	p_p	€/MW	✓		
Arbeitspreis	p_w	€/MWh		✓	
Sonstige interne Faktoren	-	-			✓
Externe Faktoren					
Reservevorhaltung	P_{Res}	MW	✓		
Abrufhäufigkeit	n	1/a		✓	
Abrufgrad	η	%		✓	
Wettbewerverhalten	-	-	✓	✓	

Quantitative Faktoren, die einen Einfluss auf einen oder beide Erlösanteile ausüben, weisen stets eine positive Korrelation auf, d. h. je höher dieser Faktor, desto höher kann auch der resultierende Erlös ausfallen. Bevor das Fallbeispiel und die untersuchten Szenarien vorgestellt werden, werden die externen Faktoren Reservevorhaltung, Abrufcharakteristik und die gebotenen Preise der Wettbewerber für MRL detailliert analysiert.

5.2 Einsatz von Minutenregelleistung im Jahr 2014

5.2.1 Vorhaltung und Abrufcharakteristik

Die Reservevorhaltung und Abrufcharakteristik von MRL ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Teil a) der Abbildung zeigt die kontrahierte MRL-Reserve für beide Richtungen und die jeweiligen Abrufgrade pro Zeitabschnitt. Teil b) zeigt die Abrufgrade von positiver und ne-

gativer MRL aller Lieferviertelstunden als Dauerlinie. In Teil c) und d) ist die Verteilung der MRL-Abrufe im Verlauf des Jahres dargestellt.

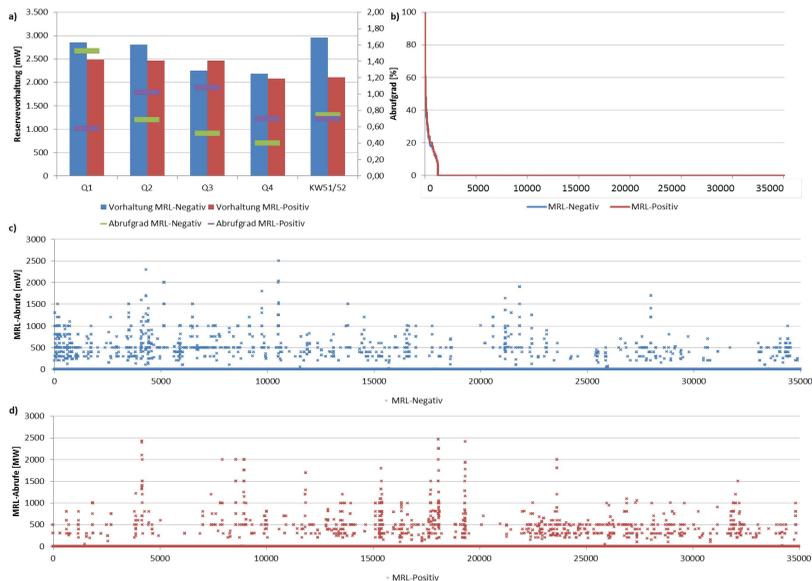


Abbildung 5-1: Übersicht der Reservevorhaltung und Abrufcharakteristik von MRL in 2014. a) Reservevorhaltung und der Abrufgrad pro Quartal beider Richtungen, b) Jahresdauerlinie der Abrufgrade, c) und d) Höhe und Verteilung negativer und positiver MRL-Abrufe (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung, Zahlen vom NRV)

Die durchschnittliche Vorhaltung von MRL lag im Jahr 2014 je nach Richtung und Quartal zwischen 2 083 und 2 848 MW. Die Weihnachtszeit grenzt sich durch eine deutlich höhere Reservevorhaltung in negativer Richtung ab. Im Vergleich zum Jahresdurchschnitt ist die Vorhaltung in den letzten zwei Kalenderwochen um ca. 20 % erhöht. Bei der positiven Vorhaltung ist keine besondere Änderung festzustellen. Die quartalsweisen Abrufgrade liegen meist unter 1 % der vorgehaltenen Reserve. Im Jahresdurchschnitt liegt der Abrufgrad bei 0,79 % für negative und 0,84 % für positive MRL. Anhand der Dauerlinien ist erkennbar, dass MRL nur sehr selten abgerufen wird, nämlich negativ in exakt 1 307 bzw. positiv in 1 264 Lieferviertelstunden. In allen übrigen Lieferviertelstunden gibt es keine MRL-Abrufe. Wenn MRL abgerufen wird liegt, der Modalwert für beide Richtungen bei 500 MW. Ereignisse mit äußerst hohem Abrufgrad ($\eta > 98$ %) treten für negative MRL nie auf, für positive insgesamt vier Mal. Rund 59,6 % der negativen bzw. 58,6 % der positiven Abrufe liegen zwischen 1 und 500 MW.

Die Verteilung ist insgesamt statistisch regellos, auffällig sind jedoch zahlreiche Ereignis-

se, in denen andauernde MRL-Abrufe gleicher Höhe für mehrere volle Stunden vorliegen. Im Frühjahr ist eine relativ hohe Anzahl negativer Abrufe erkennbar. Die jährliche Verteilung der MRL-Abrufe wurde hinsichtlich Richtung, Monat und Zeitscheibe genauer untersucht und ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Teil a) zeigt die Abrufverteilung auf die Monate, Teil b) stellt die jährliche Verteilung auf die Zeitscheiben dar.

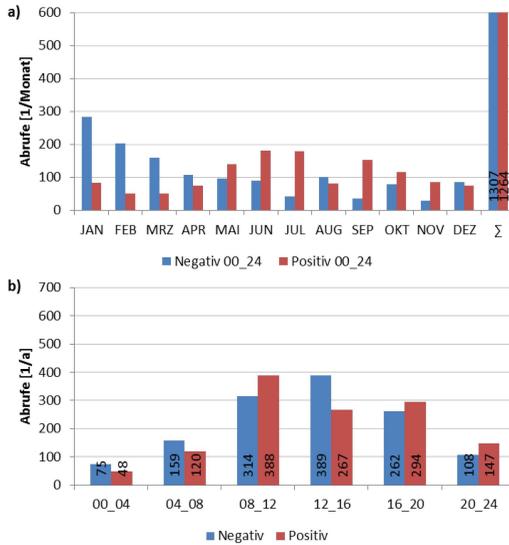


Abbildung 5-2: Verteilung von MRL-Abrufen beider Richtungen auf die Monate in a) und auf die Zeitscheiben in b) (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung, Zahlen vom NRV).

Es wurde festgestellt, dass speziell im ersten Quartal 2014 sehr viele negative, aber nur wenige positive Abrufe vorliegen. Zwischen Mai und Juli gibt es tendenziell mehr positive als negative Abrufe, jedoch ein weniger stark ausgeprägtes Missverhältnis als in den Wintermonaten. Dies ist in Teil a) der Abbildung zu sehen. Bei den in Teil b) dargestellten Zeitscheiben fällt auf, dass die wenigsten Abrufe in der Zeitscheibe 00_04¹³ erfolgen. In jährlicher Summe wird sowohl negative als auch positive MRL verstärkt in den Zeitscheiben 08_20 abgerufen.

5.2.2 Leistungspreise

Um die Leistungspreise für MRL zu bestimmen, wurde auf die Halbmonatslisten zurück-

¹³ Dies ist die übliche Notation für Zeitscheiben. 00_04 bezeichnet die Zeitscheibe von 00:00 bis 04:00 Uhr, 04_08 die Zeitscheibe von 04:00 bis 08:00 Uhr usw. Zeitscheibenübergreifende Zeiträume können so ebenfalls benannt werden, z. B. 08_20 für alle Zeitscheiben von 08:00 bis 20:00 Uhr. Als Richtungsangabe kann das Präfix POS_ oder NEG_ hinzugefügt werden, z. B. NEG_00_04.

gegriffen, die der NRV veröffentlicht. Aus diesen Daten wurden die mittleren Leistungspreise aller erfolgreichen Angebote pro Monat, Richtung und Zeitscheibe bestimmt. Die Leistungspreise für negative MRL sind in Abbildung 5-3, Teil a) dargestellt, Teil b) zeigt die Preise positiver MRL.

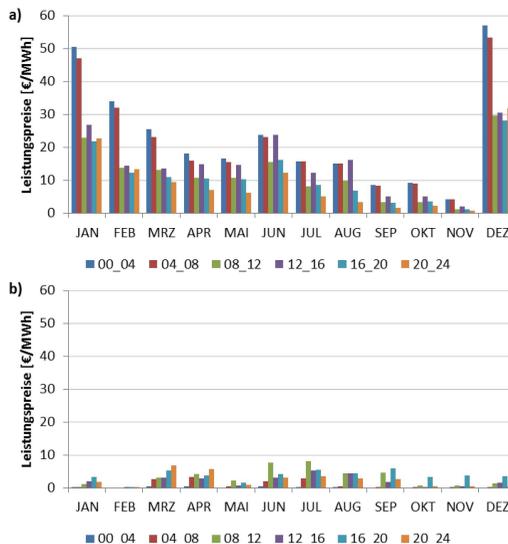


Abbildung 5-3: Durchschnittliche Leistungspreise für negative (a) und positive (b) MRL für alle sechs Zeitscheiben (Quelle: eigene Darstellung, Zahlen vom NRV).

Die mittleren Leistungspreise der erfolgreichen MRL-Angebote sind sehr gering. Speziell für positive MRL liegen die mittleren Leistungspreise in vielen Ausschreibungen häufig bei null €/MW oder geringfügig darüber. Im Durchschnitt überschreiten die Leistungspreise von positiver MRL 10 €/MW nicht. Die Leistungspreise negativer MRL sind grundsätzlich höher als die für positive MRL. Auffällig sind die relativ hohen Preise von negativer MRL in den Zeitscheiben 00_08. Im Jahresdurchschnitt liegen die negativen Leistungspreise bei 15,40 €/MW und die positiven bei 2,11 €/MW. Die Grenzleistungspreise verhalten sich ähnlich wie die mittleren Leistungspreise. Auch die GLP liegen speziell bei positiver MRL oft bei null €/MW, oder geringfügig darüber. Tendenziell sind die GLP für positive MRL in den Zeitscheiben 08_20 am höchsten. Bei negativer MRL treten die höchsten Grenzleistungspreise in den Zeitscheiben 00_08 auf. Die mittleren Leistungspreise liegen im Schnitt über alle Zeitscheiben um 32 % niedriger als die Grenzleistungspreise.

5.2.3 Arbeitspreise

Die durchschnittlichen Arbeitspreise für MRL wurden auf die gleiche Weise ermittelt, wie

die Leistungspreise. Abbildung 5-4 zeigt die nach Monat und Zeitscheibe aufgelösten durchschnittlichen Arbeitspreise aller erfolgreichen Angebote für negative MRL in Teil a) und für positive MRL in Teil b).

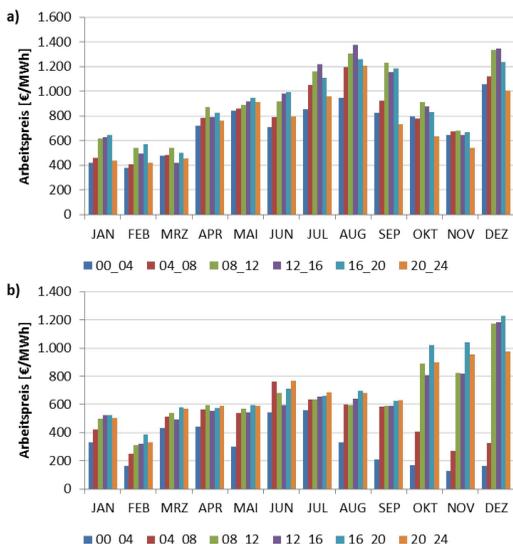


Abbildung 5-4: Durchschnittliche Arbeitspreise für negative (a) und positive MRL (b) für alle sechs Zeitscheiben (Quelle: eigene Darstellung, Zahlen vom NRV).

Die durchschnittlichen Arbeitspreise für negative MRL liegen zwischen 377 und 1 375 €/MWh und sind über alle Zeitscheiben auf ähnlichem Niveau. Die Preise für positive MRL liegen zwischen 128 und 1 230 €/MWh. In der Zeitscheibe 00_04 sind die positiven Preise erheblich niedriger als in den übrigen Zeitscheiben. Sofern monatliche Spitzenpreise erkennbar sind, liegen diese meist in der Zeitscheibe 16_20, besonders im vierten Quartal. Im Jahresdurchschnitt liegen die negativen Arbeitspreise bei 828 €/MWh und die positiven bei 584 €/MWh.

Die wenigen MRL-Abrufe tragen der Tatsache Rechnung, dass die Leistungs-Frequenz-Regelung als mehrstufig gestaffeltes System aufgebaut ist, in dem die qualitativ hochwertigere – weil schneller einsatzbereite – Sekundärregelung deutlich mehr Regelungsaufgaben wahrnimmt als die Minutenreserve. Die MRL löst die SRL bei längeren oder größeren Ungleichgewichten ab und stützt so das Netz. Auch dies wird anhand der Abrufhöhe und -häufigkeit der MRL ersichtlich. MRL wird häufig blockweise über mehrere Stunden in konstanter Höhe angefordert, was ebenfalls die Rolle der MRL als Langfristreserve (vor der Stundenreserve) widerspiegelt.

5.2.4 Veränderung gegenüber dem Jahr 2013

Bezüglich der Abrufcharakteristik ist festzustellen, dass sowohl die Reservevorhaltung wie auch die Anzahl der Abrufe und die durchschnittlichen Abrufgrade im Jahr 2013 höher lagen als in 2014. Einzelereignisse mit extrem hohen Abrufgraden sind in beiden Jahren selten, im Jahr 2013 jedoch etwas häufiger als in 2014. In beiden Jahren liegen die meisten Abrufe zwischen 1 und 500 MW. Im Vorjahr waren in jeder Zeitscheibe deutlich mehr negative als positive Abrufe festzustellen. Inzwischen ist die Abrufhäufigkeit von negativer bzw. positiver MRL speziell in den Zeitscheiben 08_20 annähernd ausgeglichen. Die Verteilung auf die Monate zeigt im ersten Quartal in beiden Jahren das gleiche Bild mit einer deutlich höheren Zahl negativer Abrufe, in den übrigen Monaten kam es jedoch in 2014 meist zu mehr positiven als negativen Abrufen. Dies war 2013 nicht der Fall.

Beiden Jahren ist eine große Diskrepanz zwischen negativen und positiven Leistungspreisen gemein. Positive Leistungspreise sind generell in allen Zeitscheiben und Monaten und in beiden Jahren konstant niedriger als die Leistungspreise der negativen MRL. Im Jahresverlauf der negativen Preise ist jedoch festzustellen, dass die Preise von 2013 zum Jahresende hin langsam steigen, während sie 2014 praktisch das ganze Jahr über sinken und im Dezember sprunghaft um das 20-fache gegenüber dem Vormonat ansteigen. Im Jahresmittel über alle Monate und Zeitscheiben sind die Leistungspreise in beiden Richtungen in 2014 geringer als in 2013.

Die Arbeitspreise sind gegenüber dem Vorjahr insgesamt deutlich gestiegen. Zusätzlich sind größere Spannweiten zwischen den einzelnen Monaten und Zeitscheiben feststellbar. Dies ist in beiden Richtungen der Fall. Im Jahresmittel über alle Monate und Zeitscheiben sind die Arbeitspreise in beiden Richtungen in 2014 höher als in 2013. Ein detaillierter Vergleich der Datensätze befindet sich im Anhang ab Seite 105.

5.3 Beschreibung der Berechnungsmethodik

Die Berechnungsmethodik bildet die Vorgehensweise bei der Beschaffung und beim Abruf von Minutenreserve nach (vgl. Abschnitt 3.2). Als erstes erfolgt die Prüfung, ob das Angebot zu einem bestimmten Leistungspreis erfolgreich gewesen wäre. Der geforderte Leistungspreis wird dazu mit dem jeweiligen Grenzleistungspreis aus den Ex-post-Daten verglichen. Die mittleren Leistungspreise sowie Grenzleistungspreise einer jeden Zeitscheibe werden nach Richtung getrennt in täglicher Auflösung durch den NRV veröffentlicht. Anhand dieser Daten erfolgt in der Berechnung die Prüfung, ob das Angebot zum jeweilig geforderten Leistungspreis erfolgreich gewesen wäre und wie hoch ggf. der Leistungspreiserlös gewesen wäre. Ist dies nicht Fall, werden alle Erlöse für den betreffenden Tag und die betreffende Zeitscheibe gleich null gesetzt. Durch diesen Ansatz werden alle Ab-

rufe herausgefiltert, die nicht bedient werden können, weil die zugehörige Ausschreibung innerhalb der die Abrufe anfallen, nicht erfolgreich war.

Wenn das Angebot erfolgreich war, werden die Arbeitspreiserlöse berechnet. Diese können nur generiert werden, wenn es auch tatsächlich zu einem oder mehreren Abrufen kommt und wenn das Angebot auch tatsächlich abgerufen wird. Dies hängt, wie in Abschnitt 3.2 erläutert, von den Wettbewerberpreisen und dem sich bei jedem Abruf einstellenden Grenzarbeitspreis ab. Diese Daten liegen nicht vor und sind auch mit vertretbarem Aufwand nicht aus dem veröffentlichten Datenmaterial zu extrahieren. Die Arbeitspreise werden daher nicht in täglicher, sondern in monatlicher Auflösung bestimmt. Durch diesen Ansatz kommt es zu Abweichungen zwischen berechneten und realen Erlösen, weil praktisch nicht feststellbar ist, ob ein geforderter Arbeitspreis einerseits unterhalb des Grenzarbeitspreises liegt und andererseits in einem bestimmten Abruffall auch bezahlt worden wäre. Dazu wurde eine Korrekturmechanik entwickelt, die in Abschnitt 5.3.1 erläutert wird.

Abbildung 5-5 fasst den Ablauf einer Ausschreibung in Teil a) als Flussdiagramm zusammen und stellt dem in Teil b) gegenüber, wie die einzelnen Teilschritte in der Erlösberechnung behandelt werden.

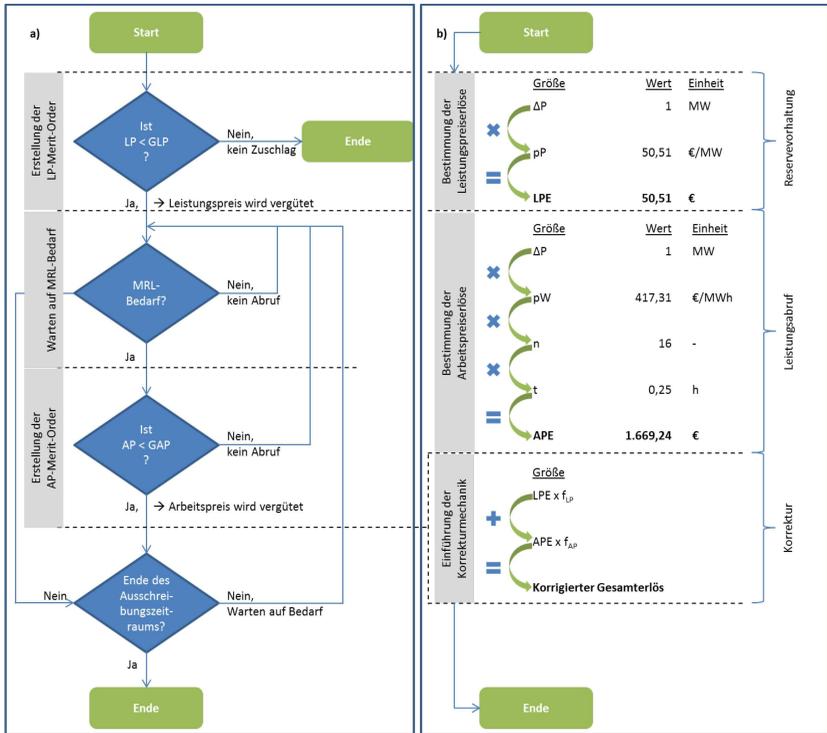


Abbildung 5-5: Umsetzung der Vorgehensweise innerhalb einer Tagesausschreibung in der Erlösberechnung (Quelle: eigene Darstellung).

Die eigentliche Berechnung der MRL-Erlöse in diesem Schema erfolgt auf Basis von Matrizen. Jeder der in Abschnitt 5.1.2 erläuterten Faktoren wird in einer 365×12 -Matrix¹⁴ nach Tag, Zeitscheibe und Richtung aufgelöst dargestellt. Die Zeilen i sind die einzelnen Monate, die Spalten j stellen die Zeitscheiben und die jeweilige Richtung dar. Für die Abrufhäufigkeit n ist dies in Formel 5.5 exemplarisch auf verkürzte Weise gezeigt.

$$n = \begin{pmatrix} & NEG00_04 & NEG04_08 & \dots & POS20_24 \\ 1. JAN & 1 & 5 & \dots & 11 \\ 2. JAN & 2 & 10 & \dots & 7 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 31. DEZ & 15 & 3 & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (5.5)$$

Zur Berechnung der Erlöse werden die einzelnen Matrixelemente miteinander nach den Formeln 5.1 und 5.2 verrechnet und mit den internen Konstanten, Leistungshub ΔP und

¹⁴ Die Dimension ist 365×12 weil es 365 Tage und 2×6 Zeitscheiben gibt.

Abrufdauer t , multipliziert. Für die Berechnung von Arbeitspreiserlösen ist dies in Abbildung 5-6 verkürzt dargestellt.

$$\begin{aligned}
 n &= \begin{pmatrix} 01_JAN & 1 & 5 & \dots & 11 \\ 02_JAN & 2 & 10 & \dots & 7 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 31_DEZ & 15 & 3 & \dots & 1 \end{pmatrix} & \text{Multiplikation } n \cdot p_w \\
 p_w &= \begin{pmatrix} 01_JAN & 417,31 & 457,01 & \dots & 50,35 \\ 02_JAN & 417,31 & 457,01 & \dots & 50,35 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 31_DEZ & 1058,21 & 1119,64 & \dots & 976,24 \end{pmatrix} & \text{Multiplikation mit } \Delta P \text{ und } t \\
 APE &= \begin{pmatrix} 01_JAN & 104,32 & 571,26 & \dots & 138,46 \\ 02_JAN & 208,65 & 1142,52 & \dots & 88,11 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 31_DEZ & 3968,28 & 839,73 & \dots & 244,06 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Abbildung 5-6: Prinzip der Erlösberechnung aus internen und externen Faktoren, die als Matrixelemente miteinander verrechnet werden (Quelle: eigene Darstellung).

Es werden immer die jeweils korrespondierenden Elemente n_{ij} , p_{wij} usw. miteinander verknüpft. Im Beispiel erhält man so den Arbeitspreiserlös als Matrixelement $APE_{i,j}$, der dann ebenfalls nach Tag, Zeitscheibe und Richtung aufgelöst ist. Dieser lässt sich dann in beliebiger Weise aufsummieren, so dass z. B. Monats- oder Jahreserlöse oder jährliche Erlöse pro Zeitscheibe berechnet werden können. Der Leistungspreiserlös wird nach gleichem Schema bestimmt, so dass schließlich die Gesamterlöse als Summe beider Anteile berechnet werden können.

5.3.1 Arbeitspreiskorrektur

Bei vielen MRL-Abrufen wird nur so wenig MRL mobilisiert, dass ein Angebot zum Durchschnittspreis aller erfolgreichen Angebote gar nicht abgerufen wird, weil günstigere Angebote bereits in ausreichender Kapazität vorhanden sind. Beispiel: Dem ÜNB liegen 26 erfolgreiche Angebote A bis Z vor, mit den Arbeitspreisen p_{wA} bis p_{wZ} und den Angebotshöhen P_A bis P_Z wie in Tabelle 5-2 zu sehen.

Tabelle 5-2: Arbeitspreise und Angebotshöhe von fiktiven MRL-Angeboten zur Veranschaulichung der Problematik der Arbeitspreiskorrektur.

Angebot	Arbeitspreis [€/MWh]	Angebotshöhe [MW]
A	1	5
B	2	5
C	3	5
D	4	5
E	5	5
⋮	⋮	⋮
Z	26	5

Der durchschnittliche Arbeitspreis dieser Angebote A bis Z liegt bei 13,5 €/MWh. Liegt ein

MRL-Abruf z. B. in Höhe von 25 MW vor, werden aber nur die ersten fünf Angebote, A bis E, abgerufen, da die Nachfrage damit gedeckt wäre. Der mittlere Arbeitspreis dieser tatsächlich abgerufenen Angebote beträgt dann nicht 13,5 €/MWh, sondern 3 €/MWh. Das berechnete Angebot zum durchschnittlichen Preis aller erfolgreichen Angebote wäre also nicht abgerufen worden. Nur wenn wirklich alle verfügbaren Angebote auch abgerufen werden, stellt sich ein realer Durchschnittspreis von 13,5 €/MWh ein. Wird aber bei jedem Abruf mit dem Durchschnittspreis aller Angebote gerechnet, werden die Arbeitspreise und damit die Arbeitspreiserlöse überschätzt.

Um diese Abweichung in der Berechnung zu reduzieren, wird der Abrufgrad η^* eingeführt. Im Gegensatz zum unter Abschnitt 5.1.1 eingeführten Abrufgrad η , in den alle Viertelstundenwerte einfließen, wird η^* nur aus den Lieferviertelstunden berechnet, in denen auch tatsächlich MRL abgerufen wird. Die zu Grunde liegende Logik ist, dass wenn der Abrufgrad 100 % beträgt, alle verfügbaren Angebote abgerufen werden, folglich wird auch ein Angebot zum durchschnittlichen Arbeitspreis mit Sicherheit genutzt. Ist der Abrufgrad dagegen gering, ist entsprechend auch die Wahrscheinlichkeit niedrig, dass ein Angebot zum Durchschnittspreis abgerufen wird. Der Abrufgrad η^* wird nach dem bereits geschilderten Prinzip nach Tag, Zeitscheibe und Richtung aufgeschlüsselt aus den Daten der ÜNB ermittelt. Er ist in diesem Zusammenhang als eine prozentuale Wahrscheinlichkeit p_{Abruf} zu verstehen, mit der das Angebot abgerufen wird. Diese wird aus dem Abrufgrad η^* nach Formel 5.6 berechnet.

$$p_{\text{Abruf}} = \eta^* \cdot \left(2 - \frac{\eta^*}{100}\right) \quad (5.6)$$

Für die Extremwerte des Abrufgrades, $\eta^* = 0 \%$ und $\eta^* = 100 \%$, ist die Abrufwahrscheinlichkeit p_{Abruf} exakt 0 bzw. 100 %, so wie es der realen Anschauung entsprechen würde. Abbildung 5-7 zeigt den Verlauf der so bestimmten Abrufwahrscheinlichkeit p_{Abruf} über dem Abrufgrad η^* .

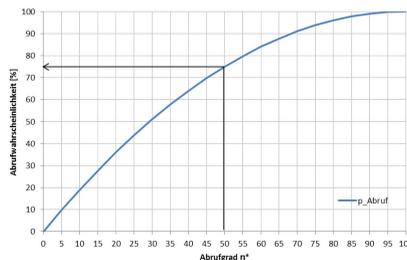


Abbildung 5-7: Verlauf der Abrufwahrscheinlichkeit p_{Abruf} über dem Abrufgrad η^* (Quelle: eigene Darstellung)

lung).

Ablesebeispiel: bei einem Abrufgrad von 50 % wird das Angebot zum durchschnittlichen Arbeitspreis mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % abgerufen (schwarzer Pfeil). Um die 25 % der Fälle zu berücksichtigen, in denen dies nicht der Fall ist, wird der Arbeitspreis in der Berechnung aller Abrufe folglich mit dem Faktor 0,75 multipliziert. Insgesamt ergibt sich auf diese Art eine Reduktion der zu Grunde liegenden Arbeitspreise und damit letztlich eine Reduktion der berechneten Erlösmöglichkeiten, die die realen Begebenheiten genauer wiedergibt.

Für Januar 2013¹⁵ wurden alle positiven MRL-Abrufe manuell überprüft und Grenzarbeitspreise der tatsächlich abgerufenen MRL-Angebote mit den hier verwendeten Durchschnittswerten verglichen. Für die Überprüfung der Abweichung wurde ein fiktives Angebotsszenario angesetzt, bei dem eine Leistung von 1 MW in positiver Richtung in allen sechs Zeitscheiben angeboten wird. Der Arbeitspreiserlös im Januar ohne Korrektur liegt für dieses Szenario bei 2 400,79 €. Bei Betrachtung jeder einzelnen Ausschreibung und jedes einzelnen Abrufs wären tatsächlich 1 078,56 € zu erzielen gewesen, wenn bei jedem Abruf der mittlere Arbeitspreis aller wirklich abgerufenen Angebote zu Grunde gelegt worden wäre, statt des mittleren Arbeitspreises aller verfügbaren Angebote. Der Erlös wurde also um ca. 123 % überschätzt.

Die Berechnung mit Korrektur liefert 883,98 € als Arbeitspreiserlös. Der reale Referenzwert der Arbeitspreiserlöse für positive MRL im Januar von 1 078,56 € wird mit aktivierter Korrektur demnach um ca. 18 % unterschätzt. Wenn man einzelne Abrufe stichprobenartig betrachtet und die Grenzarbeitspreise mit den korrigierten Arbeitspreisen vergleicht, stellt man fest, dass das Angebot zum korrigierten Preis abgerufen worden wäre. Die Korrekturmechanik arbeitet prinzipiell richtig. Beispiel: am 14. Januar 2013 gab es in der Zeitscheibe POS_20_24 einen MRL-Abruf in Höhe von 500 MW. Das teuerste Angebot, das abgerufen wurde, um diesen zu bedienen, hatte einen Arbeitspreis von 145 €/MWh. Der statische Arbeitspreis in der Berechnung ist 284,93 €/MWh, das Angebot wäre mit diesem Arbeitspreis folglich nicht abgerufen worden. Mit dem durchschnittlichen Abrufgrad η^* in Höhe von 21,8 % in dieser Zeitscheibe ergibt sich nach Formel 5.6 eine Abrufwahrscheinlichkeit von 38,8 %. Der Arbeitspreis, mit dem gerechnet wird, ist also 110,55 €/MWh¹⁶ und liegt unter dem Grenzarbeitspreis von 145 €/MWh.

¹⁵ Die Entwicklung der Berechnungsmethodik sowie der Korrektur erfolgte bereits im Jahr 2014 mit dem damals aktuellsten Daten aus dem Jahr 2013. Das Verfahren wird für den aktuelleren Datensatz aus dem Jahr 2014 nicht wiederholt, weil davon auszugehen ist, dass die zu Grunde liegende Problematik im Folgejahr nach wie vor besteht.

¹⁶ $284,93 \text{ €/MWh} \times 0,388 = 110,55 \text{ €/MWh}$.

Diese Untersuchung kann für andere Monate mit vertretbarem Aufwand nicht durchgeführt werden, da die Anzahl der Abrufe in allen anderen Monaten, speziell in negativer Richtung, zu groß für eine manuelle Aufbereitung ist. Es ist aber davon auszugehen, dass Fehlabschätzungen in unbekannter Größenordnung vorliegen, da deren Ursache systematisch im vereinfachten Ansatz der Berechnung liegt. Die Logik des Lösungsansatzes wird als valide angenommen und die Methodik der Korrektur auf Basis des Abrufgrades auch auf die anderen Monate und auch in negativer Richtung nach obigem Muster angewendet. Die Größenordnung der nichtkorrigierten Abweichung zeigt, dass die systematische Abweichung nicht ignoriert werden kann.

In der Berechnung wird der Korrekturfaktor auf Grundlage aller MRL-Abrufe richtungsabhängig, zeitscheibenscharf und für jeden einzelnen Tag aus dem Abrufgrad η^* bestimmt. Dadurch wird jeder Abruferlös an einem bestimmten Tag, in einer bestimmten Zeitscheibe für eine der beiden Richtungen mit dem zugehörigen Korrekturfaktor verrechnet.

5.3.2 Angebotskonfiguration

Die Angebotskonfiguration eines Szenarios und seiner Varianten, d. h. die spezifische Angebotshöhe je nach Richtung und Zeitscheibe, kann in eine vorgefertigte Excel-Arbeitsmappe eingetragen werden. Die in Abschnitt 5.3 beschriebenen 365x12-Matrizen sind in dieser Arbeitsmappe für alle externen Einflussgrößen und Korrekturfaktoren als Tabelle enthalten. Die Arbeitsmappe bietet alle erforderlichen Eingabefelder zur Definition des Angebots und zum Aktivieren der Korrekturmechanismen. Der Aufbau ist wie in Abbildung 5-8 anhand eines Beispiels gezeigt.

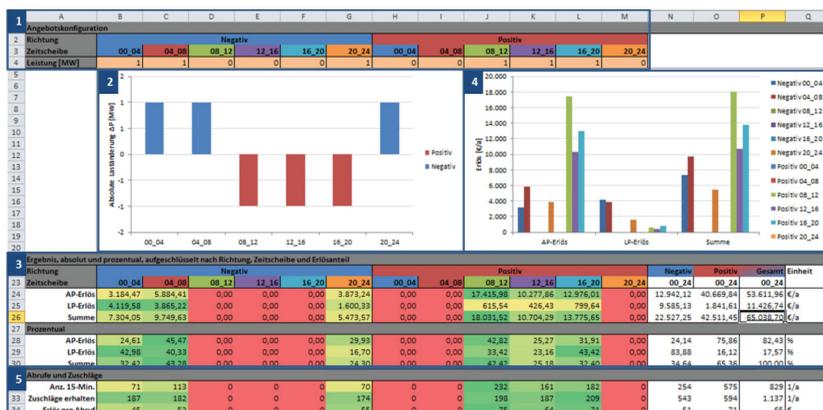


Abbildung 5-8: Benutzeroberfläche der Excel-Arbeitsmappe zur Berechnung der Erlöse (Quelle: eigene Darstellung).

Die blass-orange gefärbten Zellen im Bereich (1) sind die Eingabefelder zur Angebotskon-

figuration. Pro Richtung und Zeitscheibe kann das jeweilige Angebot in MW hier eingegeben werden. Die linke Grafik (2) wird automatisch erzeugt und visualisiert das zuvor eingegebene Angebot, d. h. es wird die jeweilige Laständerung des Verbrauchers pro Zeitscheibe geplottet. *Nota bene*: negative MRL bedeutet bei einem Verbraucher einen Laststeigerung, positive MRL eine Lastreduktion. Die Berechnungsergebnisse sind im Bereich (3) dargestellt. Zelle P26 zeigt das Endergebnis, d. h. den gesamten jährlichen Erlös über alle Zeitscheiben und beide Richtungen als Summe der Leistungspreis- und Arbeitspreiserlöse. Mit jeder weiteren Spalte nach links wird dieses Endergebnis in seine Bestandteile zerlegt, zuerst nur nach Richtung, dann schließlich nach Zeitscheiben und Richtung, schließlich auch nach den Anteilen von LPE und APE. Eine noch genauere Darstellung nach Monaten und Tagen wird ebenfalls angeboten, ist hier aber nicht dargestellt. Letztlich kann nachvollzogen werden, in welcher Zeitscheibe, an welchem Tag und in welcher Richtung die Erlöse genau zustande gekommen sind. Dies wird zusätzlich prozentual berechnet. Die rechte Grafik (4) stellt das Endergebnis als Balkendiagramm dar und wird ebenfalls automatisch erzeugt. In Bereich (5) ist zusammengefasst, wie viele Abrufe pro Zeitscheibe nötig sind, um dieses Ergebnis zu realisieren und in wie vielen Ausschreibungen das Angebot pro Zeitscheibe erfolgreich war. Die Struktur der gesamten Arbeitsmappe ist damit letztlich die tabellarische Variante der unter Abschnitt 5.3 erläuterten Matrixschreibweise. Grafische Darstellungen der berechneten Erlöse werden automatisch in der Arbeitsmappe erstellt.

5.4 Zusammenfassung Kapitel 5

In diesem Kapitel wurde die Ausarbeitung einer Berechnungsmethodik zur Bestimmung der Erlösmöglichkeiten durch Regelleistung unter Berücksichtigung aller relevanten Einflussgrößen detailliert beschrieben. Diese Einflussgrößen hängen zum einen vom Anbieter der Regelleistung ab, zum anderen werden sie durch das Wettbewerberverhalten und die Netzsituation bedingt. Wesentliche Determinanten, auf die ein Anbieter keinen Einfluss ausüben kann, sind die Kapazität der Reservevorhaltung, die Anzahl und Höhe tatsächlich erfolgter MRL-Abrufe und die geforderten Leistungs- und Arbeitspreise aller Anbieter. Diese Faktoren beeinflussen den Erfolg des eigenen Regelleistungsangebots. Auf Basis des Datensatzes von 2014 wurde die externen Faktoren untersucht und auf Veränderungen gegenüber dem Vorjahresdatensatz überprüft. Dabei zeichnete sich ein teilweise stark verändertes Bild der MRL-Nutzung und -vergütung ab. So ist beispielsweise die Anzahl MRL-Abrufe insgesamt deutlich zurückgegangen, die Leistungspreise in positiver Rich-

tung weiter gefallen und die Arbeitspreise teilweise stark gestiegen.

Die entwickelte Berechnungsmethodik stellt den Ablauf einer MRL-Ausschreibung nach und berechnet die Leistungspreiserlöse durch die Vorhaltung sowie die Abruferlöse durch tatsächliche Abrufe von MRL. Alle zur Erlösberechnung relevanten Daten liegen tages- und zeitscheibenscharf in mehreren 365x12-Matrizen vor, so dass die Erlöse prinzipiell für jeden einzelnen Tag ermittelt werden können, indem die korrespondierenden Matrixelemente miteinander verrechnet werden. Eine Korrekturmechanik zur besseren Wiedergabe der realen Arbeitspreiserlöse wurde ebenfalls entwickelt. Diese berücksichtigt die nicht explizit vorliegenden Grenzarbeitspreise pro Abruf.

Kapitel 6

Ergebnisse der Erlösbestimmung in einem Fallbeispiel

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse vorgestellt und diskutiert, die mittels der in Kapitel 5 erläuterten Berechnungsmethodik ermittelt wurden. Die Erlösberechnung wurde für unterschiedliche Angebotsszenarien durchgeführt. Abschnitt 6.1 stellt das Fallbeispiel und die möglichen Angebotsszenarien sowie die Ergebnisse der Erlösberechnung vor. Mögliche Bietstrategien für MRL werden in Abschnitt 6.2 diskutiert. In Abschnitt 6.3 werden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen anderer Autoren mit den hier gefundenen Ergebnissen verglichen. Eine Zusammenfassung dieses Kapitel findet sich in Abschnitt 6.4.

6.1 Unternehmen als Ausgangsbasis für ein idealisiertes Fallbeispiel

Das zur Berechnung verwendete Beispielunternehmen stellt Kamine und Heizöfen her und hat aufgrund der eingesetzten Fertigungsverfahren (z. B. Gießen) einen hohen jährlichen Energieverbrauch (ca. 3,9 GWh im Jahr 2010, ermittelt in Chonin, Steenhuisen 2014 a, S. 88) und eine ebenfalls hohe Leistungsaufnahme. Als Großkunde mit hoher Leistungsaufnahme wird eine registrierende Leistungsmessung (RLM) durch den Energieversorger vorgenommen. Die Messdaten wurden in MATLAB aufbereitet, um tägliche Lastprofile auf Basis von aggregierten 15-Minuten-Mittelwerten bilden zu können. Dafür ist ein MATLAB-basiertes Analysetool verwendet worden, welches im Rahmen von (Chonin, Steenhuisen 2014 b, S. 19ff.) konzipiert wurde. Exemplarisch ist ein Tageslastprofil in Abbildung 6-1 dargestellt. Es handelt sich um Mittwoch, den 15. Mai 2013.

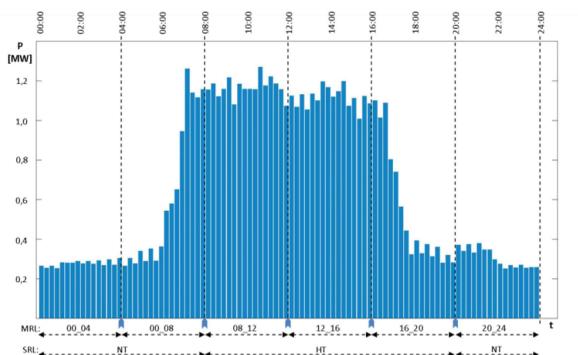


Abbildung 6-1: Tageslastprofil der Leistungsaufnahme des Betriebs vom 15. Mai 2013 (eigene Darstellung und Berechnung, Messwerte aus der RLM des Energieversorgers).

Die Auswertung der RLM hat ergeben, dass charakteristische Verläufe der Leistungsaufnahme vorliegen. Diese weisen tägliche Plateaus zwischen 07:00 und 17:00 Uhr auf, während denen die Leistungsaufnahme relativ konstant bei 1,2 MW liegt. Außerhalb dieser Zeit liegt die aufgenommene Leistung ca. bei 0,2 MW.

6.1.1 Annahmen und Rahmenbedingungen

Um mögliche Angebotsszenarien für Regelleistung zu formulieren, werden einige vereinfachende Annahmen getroffen. Das reale Tageslastprofil wird als Rechteckplateau approximiert, wie in Abbildung 6-2 dargestellt (rote Kurve).

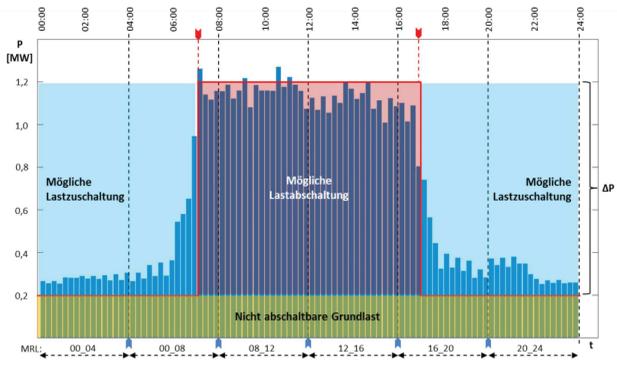


Abbildung 6-2: Idealisiertes Lastprofil und Lastabschaltmöglichkeiten auf Basis der realen registrierenden Leistungsmessung am Firmenstandort (eigene Darstellung und Berechnung, Zahlen aus der RLM des Energieversorgers).

Es ergeben sich demnach die abschaltbare Verbrauchslast (rote Fläche) zwischen 07:00 und 17:00 Uhr und eine ganztägige, nicht abschaltbare Grundlast (grüne Fläche). Außerhalb dieser Zeiten ist eine Lastzuschaltung möglich (blaue Fläche). Der Leistungshub ΔP zwischen Tag- und Nachtzeit beträgt genau 1 MW. Diese Leistungsaufnahme wird zur Vereinfachung durch einen einzigen Verbraucher verursacht, der sich mit beliebigem Lastgradienten ein- und ausschalten lässt. In den Zeitscheiben 00_04 und 20_24 kann dieser Verbraucher viertelstundenweise eingeschaltet werden und so negative MRL bereitstellen. In den Zeitscheiben 08_12 und 12_16 kann der Verbraucher zur Bereitstellung positiver MRL ausgeschaltet werden. Diese möglichen MRL-Angebote sind in Abbildung 6-3, Teil a) dargestellt. Ergänzend wird angenommen, dass eine Lastverschiebung dahingehend erfolgen kann, dass sich die Produktion an den Zeitscheiben orientiert. Dies ist in Teil b) von Abbildung 6-3 dargestellt (grüne Kurve).

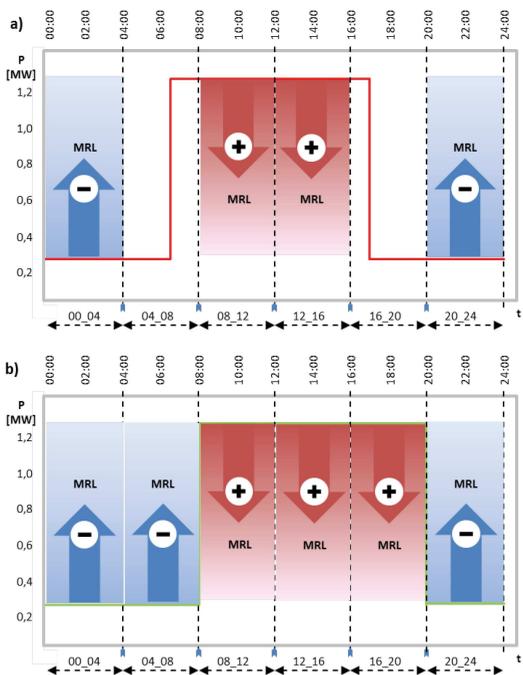


Abbildung 6-3: Vereinfachte Darstellung der Leistungsaufnahme und mögliche resultierende MRL-Angebote. a) ursprüngliche Lastprofil, b) alternatives Lastprofil mit Nutzung einer Lastverschiebung von morgens nach abends (Quelle: eigene Darstellung).

Die Last zwischen 06:00 und 08:00 Uhr wird auf den Nachmittag verschoben, so dass die Produktion insgesamt genau von 08:00 bis 20:00 Uhr dauert. Damit stehen alle sechs Zeitscheiben zur MRL-Bereitstellung zur Verfügung. Die Grundlast von ca. 0,2 MW wird nicht unterschritten. Hinsichtlich der Abrufhäufigkeit wird angenommen, dass das Angebot jedes Mal abgerufen wird, wenn MRL-Bedarf besteht. Somit werden die maximalen Erlöse berechnet.

Hinsichtlich der geforderten Leistungs- und Arbeitspreise wird angenommen, dass an jeder Tagesausschreibung teilgenommen wird und stets zum monatlichen, durchschnittlichen Leistungs- bzw. Arbeitspreis aller erfolgreichen Wettbewerberangebote angeboten wird, d. h. es gibt einen konstanten Leistungs- und Arbeitspreis für Januar, einen für Februar usw. Differenziert werden lediglich die unterschiedlichen Zeitscheiben und die Richtung, d. h. in Zeitscheibe 08_12 kann es andere Leistungs- und Arbeitspreise geben, als in der Zeitscheibe 20_24. Die zeitscheibenscharfen, richtungsabhängigen Durchschnittspreise der Wettbewerberangebote wurden aus den Ausschreibungsergebnissen ermittelt. Zusammengefasst wurden für die Berechnung also folgende Annahmen getroffen:

- Die Leistungsaufnahme wird durch einen einzigen Verbraucher verursacht.
- Der Leistungshub ΔP beträgt 1 MW, der Leistungsgradient ist beliebig groß.
- Die Leistungsaufnahme ist zwischen 07:00 und 17:00 Uhr konstant. Ein Angebot von positiver MRL ist also in den Zeitscheiben 08_16 möglich.
- Eine Lastverschiebung ist möglich, so dass die Leistungsaufnahme zwischen 08:00 und 20:00 Uhr konstant ist. Ein Angebot von positiver MRL ist also in den Zeitscheiben 08_20 möglich.
- Ein Angebot von negativer MRL ist demnach in den Zeitscheiben 20_04 (ohne Lastverschiebung) bzw. 20_08 (mit Lastverschiebung) möglich.
- Angebote von negativer und positiver MRL können kombiniert werden.
- Alle MRL-Abufe werden wahrgenommen. Die entstehenden Arbeitspreiserlöse werden mit der unter 5.3.1 erläuterten Arbeitspreiskorrektur berechnet.
- Die geforderten Leistungs- und Arbeitspreise entsprechen den monatlichen Durchschnittspreisen der erfolgreichen Wettbewerberangebote.

6.1.2 Mögliche Angebotsszenarien und Ergebnisse

Basierend auf den Annahmen und Rahmenbedingungen aus Abschnitt 6.1.1 sind folgende Angebotsszenarien denkbar:

Tabelle 6-1: Die Eckdaten der drei hier untersuchten Szenarien A und B.

Szenario	Produkt	Richtung	Höhe	von	bis
Szenario A: MRL +/- in 4 Zeitscheiben, ohne Lastverschiebung [MW]					
Variante I	MRL	+	1	08:00	16:00 Uhr
Variante II	MRL	-	1	20:00	04:00 Uhr
Variante III (Var. I + Var. II)	MRL	+/-	1/1	08:00/20:00	16:00/04:00
Szenario B: MRL +/- in 6 Zeitscheiben, mit Lastverschiebung					
Variante I	MRL	+	1	08:00	20:00
Variante II	MRL	-	1	20:00	08:00
Variante III (Var. I + Var. II)	MRL	+/-	1/1	08:00/20:00	20:00/08:00

6.1.2.1 Szenario A – MRL± ohne Lastverschiebung

Szenario A besteht aus drei Varianten, nämlich Variante I bei der positive MRL in Höhe von 1 MW zwischen 08:00 und 16:00 Uhr angeboten wird und Variante II bei der negative MRL in gleicher Höhe zwischen 20:00 und 04:00 Uhr angeboten wird. In Variante III wird beides kombiniert.

Variante I

Für Variante I betragen die jährlichen Leistungspreiserlöse 1 042 € und werden im Verhältnis 0:0:59:41:0:0¹⁷ erzielt. Die jährlichen Abruferrlöse liegen bei 27 694 €, die Verteilung auf die Zeitscheiben ist 0:0:63:37:0:0. Für diesen Arbeitspreiserlös sind insgesamt 393 Abrufe erforderlich, dies entspricht folglich einem Erlös von durchschnittlich ca. 70 € pro Abruf. Die Gesamterlöse als Summe aus Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös liegen bei 28 736 €. Die Verteilung ist ebenfalls 0:0:63:37:0:0 auf die Zeitscheiben. Die Arbeitspreiserlöse tragen ca. 96 % zum Gesamterlös bei, die übrigen 4 % werden über die Leistungspreise erzielt. In Tabelle 6-3 und Tabelle 6-3 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante I zusammengefasst.

Tabelle 6-2: Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante I.

Szenario A		Variante I			
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit	
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24		
AP-Erlös	0	27.694	27.694	€/a	
LP-Erlös	0	1.042	1.042	€/a	
Summe	0	28.736	28.736	€/a	
Prozentual					
AP-Erlös	0	100	96	%	
LP-Erlös	0	100	4	%	
Summe	0	100	100	%	
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe	0	393	393	1/a	
Zuschläge erhalten	0	385	385	1/a	
Erlös pro Abruf	0	70	70	€	
Gesamterlös pro Monat					
JAN	0	952	952	€/Monat	
FEB	0	449	449		
MRZ	0	1.719	1.719		
APR	0	2.836	2.836		
MAI	0	3.228	3.228		
JUN	0	2.921	2.921		
JUL	0	7.927	7.927		
AUG	0	817	817		
SEP	0	2.172	2.172		
OKT	0	3.098	3.098		
NOV	0	923	923		
DEZ	0	1.696	1.696		

¹⁷ Die Logik der Verhältnisangaben ist wie folgt: die erste Zahl entspricht dem Anteil der frühesten Zeitscheibe, die zweite Zahl der nächstspäteren usw. 0:0:59:41:0:0 bedeutet demnach: 0 % in der ersten Zeitscheibe (00_04), 0 % in der zweiten (04_08), 59 % in der dritten (8_12), 41 % in der vierten (12_16) etc.

Tabelle 6-3: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante I.

Szenario A	Variante I												Gesamt	Einheit		
	Negativ						Positiv									
Richtung	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	Negativ	Positiv	Gesamt	
Zeitscheibe													00_24	00_24	00_24	€/a
AP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	17.416	10.278	0	0	0	27.694	27.694	€/a
LP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	616	426	0	0	0	1.042	1.042	€/a
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	18.032	10.704	0	0	0	28.736	28.736	€/a
Prozentual																
AP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	63	37	0	0	0	100	96	%
LP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	59	41	0	0	0	100	4	%
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	63	37	0	0	0	100	100	%
Abrufe und Zuschläge																
Genutzte Abrufe	0	0	0	0	0	0	0	0	232	161	0	0	0	393	393	1/a
Zuschläge erhalten	0	0	0	0	0	0	0	0	198	187	0	0	0	385	385	1/a
Erlös pro Abruf	0	0	0	0	0	0	0	0	75	64	0	0	0	70	70	€
JAN	0	0	0	0	0	0	0	0	409	543	0	0	0	952	952	
FEB	0	0	0	0	0	0	0	0	449	0	0	0	0	449	449	
MJRZ	0	0	0	0	0	0	0	0	1.559	159	0	0	0	1.719	1.719	
APR	0	0	0	0	0	0	0	0	2.624	212	0	0	0	2.836	2.836	
MAI	0	0	0	0	0	0	0	0	1.512	1.716	0	0	0	3.228	3.228	
JUN	0	0	0	0	0	0	0	0	2.713	208	0	0	0	2.921	2.921	€/Monat
JUL	0	0	0	0	0	0	0	0	4.418	3.509	0	0	0	7.927	7.927	
AUG	0	0	0	0	0	0	0	0	200	617	0	0	0	817	817	
SEP	0	0	0	0	0	0	0	0	1.402	770	0	0	0	2.172	2.172	
OKT	0	0	0	0	0	0	0	0	1.532	1.566	0	0	0	3.098	3.098	
NOV	0	0	0	0	0	0	0	0	733	190	0	0	0	923	923	
DEZ	0	0	0	0	0	0	0	0	482	1.214	0	0	0	1.696	1.696	

Variante II

Für Variante II betragen die jährlichen Leistungspreiserlöse 5 720 € und werden im Verhältnis 45:0:0:0:55 erzielt. Die jährlichen Abruferlöse liegen bei 7 058 €, die Verteilung auf die Zeitscheiben ist 72:0:0:0:28. Für diesen Arbeitspreiserlös sind insgesamt 141 Abrufe erforderlich, dies entspricht folglich einem Erlös von durchschnittlich ca. 50 € pro Abruf. Die Gesamterlöse als Summe aus Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös liegen bei 12 778 €. Die Verteilung ist 57:0:0:0:43 auf die Zeitscheiben. Die Arbeitspreiserlöse tragen ca. 55 % zum Gesamterlös bei, die übrigen 45 % werden über die Leistungspreise erzielt. In Tabelle 6-4 und Tabelle 6-5 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante II zusammengefasst.

Tabelle 6-4: Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante II.

Szenario A		Variante II			Einheit
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt		
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	7.058	0	7.058		€/a
LP-Erlös	5.720	0	5.720		€/a
Summe	12.778	0	12.778		€/a
Prozentual					
AP-Erlös	100	0	55		%
LP-Erlös	100	0	45		%
Summe	100	0	100		%
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe	141	0	141		1/a
Zuschläge erhalten	361	0	361		1/a
Erlös pro Abruf	50	0	50		€
Gesamterlös pro Monat					
JAN	2.047	0	2.047		€/Monat
FEB	1.801	0	1.801		
MRZ	1.256	0	1.256		
APR	407	0	407		
MAI	320	0	320		
JUN	1.006	0	1.006		
JUL	1.650	0	1.650		
AUG	1.080	0	1.080		
SEP	729	0	729		
OKT	933	0	933		
NOV	143	0	143		
DEZ	1.405	0	1.405		

Tabelle 6-5: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante II.

Szenario A		Variante II												Gesamt		
		Negativ						Positiv								
Richtung	Zeitscheibe	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	Negativ	Positiv	Gesamt
	AP-Erlös	3.184	0	0	0	0	3.873	0	0	0	0	0	0	7.058	0	7.058
	LP-Erlös	4.120	0	0	0	0	1.600	0	0	0	0	0	0	5.720	0	5.720
	Summe	7.304	0	0	0	0	5.474	0	0	0	0	0	0	12.778	0	12.778
Prozentual																
	AP-Erlös	45	0	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	100	0	55
	LP-Erlös	72	0	0	0	0	28	0	0	0	0	0	0	100	0	45
	Summe	57	0	0	0	0	43	0	0	0	0	0	0	100	0	100
Abrufe und Zuschläge																
	Genutzte Abrufe	71	0	0	0	0	70	0	0	0	0	0	0	141	0	141
	Zuschläge erhalten	187	0	0	0	0	174	0	0	0	0	0	0	361	0	361
	Erlös pro Abruf	45	0	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	50	0	50
	JAN	1.300	0	0	0	0	747	0	0	0	0	0	0	2.047	0	2.047
	FEB	1.122	0	0	0	0	679	0	0	0	0	0	0	1.801	0	1.801
	MRZ	858	0	0	0	0	399	0	0	0	0	0	0	1.256	0	1.256
	APR	309	0	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	407	0	407
	MAI	247	0	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	320	0	320
	JUN	594	0	0	0	0	413	0	0	0	0	0	0	1.006	0	1.006
	JUL	845	0	0	0	0	805	0	0	0	0	0	0	1.650	0	1.650
	AUG	383	0	0	0	0	697	0	0	0	0	0	0	1.080	0	1.080
	SEP	328	0	0	0	0	401	0	0	0	0	0	0	729	0	729
	OKT	560	0	0	0	0	372	0	0	0	0	0	0	933	0	933
	NOV	132	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	143	0	143
	DEZ	626	0	0	0	0	779	0	0	0	0	0	0	1.405	0	1.405

Variante III

In Kombination beider Varianten sind demnach die Summe der Einzelvarianten, also Gesamterlöse in Höhe von 41 513 € im Jahr 2014 möglich, die zu ca. 69 % aus Vorhaltung und Abruf von positiver MRL stammen bzw. zu 84 % aus den Arbeitspreiserlösen beider Richtungen. Die Verteilung dieser Gesamterlöse auf die Zeitscheiben ist 18:0:43:25:0:14. In Tabelle 6-6 und Tabelle 6-7 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante III zusammengefasst.

Tabelle 6-6: Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante III.

Szenario A		Variante III			
Richtung		Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit
Zeitscheibe		00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös		7.058	27.694	34.752	€/a
LP-Erlös		5.720	1.042	6.762	€/a
Summe		12.778	28.736	41.513	€/a
Prozentual					
AP-Erlös		20	80	84	%
LP-Erlös		85	15	16	%
Summe		31	69	100	%
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe		141	393	534	1/a
Zuschläge erhalten		361	385	746	1/a
Erlös pro Abruf		50	70	65	€
Gesamterlös pro Monat					
JAN		2.047	952	2.999	€/Monat
FEB		1.801	449	2.250	
MRZ		1.256	1.719	2.975	
APR		407	2.836	3.243	
MAI		320	3.228	3.549	
JUN		1.006	2.921	3.927	
JUL		1.650	7.927	9.577	
AUG		1.080	817	1.897	
SEP		729	2.172	2.901	
OKT		933	3.098	4.030	
NOV		143	923	1.066	
DEZ		1.405	1.696	3.101	

Tabelle 6-7: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario A, Variante III.

Szenario A		Variante III												Gesamt	Einheit	
		Negativ						Positiv								
Richtung	Zeitscheibe	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	Negativ	Positiv	
	AP-Erlös	3.184	0	0	0	0	3.873	0	0	17.416	10.278	0	0	7.058	27.694	
	LP-Erlös	4.120	0	0	0	0	1.600	0	0	616	426	0	0	5.720	1.042	
	Summe	7.304	0	0	0	0	5.474	0	0	18.032	10.704	0	0	12.778	28.736	
	Summe															
	AP-Erlös	45	0	0	0	0	55	0	0	63	37	0	0	20	80	
	LP-Erlös	72	0	0	0	0	28	0	0	59	41	0	0	85	15	
	Summe	57	0	0	0	0	43	0	0	63	37	0	0	31	69	
	Summe															
Abrufe und Zuschläge																
	Genutzte Abrufe	71	0	0	0	0	70	0	0	232	161	0	0	141	393	
	Zuschläge erhalten	187	0	0	0	0	174	0	0	198	187	0	0	361	385	
	Erlös pro Abruf	45	0	0	0	0	55	0	0	75	64	0	0	50	70	
	JAN	1.300	0	0	0	0	747	0	0	409	543	0	0	2.047	952	
	FEB	1.122	0	0	0	0	679	0	0	449	0	0	0	1.801	449	
	MJRZ	858	0	0	0	0	399	0	0	1.559	159	0	0	1.256	1.719	
	APR	309	0	0	0	0	98	0	0	2.624	212	0	0	407	2.836	
	MAI	247	0	0	0	0	73	0	0	1.512	1.716	0	0	320	3.228	
	JUN	594	0	0	0	0	413	0	0	2.713	208	0	0	1.006	2.921	
	JUL	845	0	0	0	0	805	0	0	4.418	3.509	0	0	1.650	7.927	
	AUG	383	0	0	0	0	697	0	0	200	617	0	0	1.080	817	
	SEP	328	0	0	0	0	401	0	0	1.402	770	0	0	729	2.172	
	OKT	560	0	0	0	0	372	0	0	1.532	1.566	0	0	933	3.098	
	NOV	132	0	0	0	0	10	0	0	733	190	0	0	143	923	
	DEZ	626	0	0	0	0	779	0	0	482	1.214	0	0	1.405	1.696	
	Summe															

In Tabelle 6-8 sind die jährlichen Leistungspreis-, Arbeitspreis- und Gesamterlöse der drei Varianten von Szenario A gegenübergestellt.

Tabelle 6-8: Übersicht der Erlösmöglichkeiten bei den Varianten von Szenario A.

Szenario A		Variante I			Variante II			Variante III			Einheit
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt		
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	0	27.694	27.694	7.058	0	7.058	7.058	27.694	34.752	€/a	
LP-Erlös	0	1.042	1.042	5.720	0	5.720	5.720	1.042	6.762	€/a	
Summe	0	28.736	28.736	12.778	0	12.778	12.778	28.736	41.513	€/a	
Prozentual											
AP-Erlös	0	100	96	100	0	55	20	80	84	%	
LP-Erlös	0	100	4	100	0	45	85	15	16	%	
Summe	0	100	100	100	0	100	31	69	100	%	
Abrufe und Zuschläge											
Abrufe	0	393	393	141	0	141	141	393	534	1/a	
Zuschläge	0	385	385	361	0	361	361	385	746	1/a	
Erlös pro Abruf	0	70	70	50	0	50	50	70	65	€	

Pareto-Analyse der Varianten I-III von Szenario A

Zur Durchführung einer Pareto-Analyse wurden die einzelnen Monatserlöse einheitlich auf einen Zeitraum von 30 Tagen normiert. Die Analyse für Variante I zeigt keine typische Verteilung nach dem Pareto-Prinzip. Bei absteigender Sortierung der monatlich erzielten Erlösanteile und anschließender Aufsummierung wurde festgestellt, dass eher eine 50/25 Verteilung vorliegt, d. h. 50 % der jährlichen Gesamterlöse werden in 25 % der Zeit, also in den erlösstärksten drei Monaten erzielt. Diese Monate sind (in absteigender Reihenfolge) Juli, Mai und Oktober. Dies ist plausibel, da in diesen Monaten auch die viele Abrufe, überdurchschnittlich hohe Abrufgrade und besonders im Juli überdurchschnittlich hohe Arbeitspreise für positive MRL festgestellt wurden. Die Monate mit den geringsten Erlösen sind November, August und Februar mit einem Anteil von insgesamt ca. 7,56 % der Jahreserlöse.

Für Variante II liegt eine 75/50 Verteilung vor. Die drei erlösstärksten Monate sind Januar, Februar und Juli, es folgen Dezember, März und August. Die drei erlösschwächsten Monate sind April, Mai und Juni, in denen nur 6,81 % bzw. 870 € der Jahreserlöse (insgesamt 12 778 €) erzielt werden.

Wenn beide Varianten kombiniert werden, liegt eine 50/33 Verteilung vor. Die bei Variante III erlösstärksten Monate sind Juli, Oktober und Juni mit einem Beitrag von 42,45 % zu den Jahreserlösen. Die drei Monate mit den insgesamt geringsten Erlösen sind Februar, August und November. Ihr Beitrag zum gesamten Jahreserlös liegt in Summe bei ca. 12,46 %.

Abbildung 6-4 zeigt das Ergebnis der Pareto-Analyse für die drei Varianten von Szenario A als Verlauf der monatlichen Beiträge zu den gesamten Jahreserlösen in der jeweiligen Variante. Die Monate sind auf der Abszisse von links nach rechts in absteigender Reihenfolge ihres Beitrags zu den Gesamterlösen geordnet. Somit entspricht ‚1‘ dem erlösstärksten Monat, ‚12‘ bezeichnet den erlösschwächsten Monat. Da die Reihenfolge der Monate sich zwischen den Varianten ändert, kann in dieser Veranschaulichung nicht festgestellt werden, um welchen Monat es sich hinter der jeweiligen Zahl konkret handelt. Dazu müssen die Varianten separat betrachtet werden.

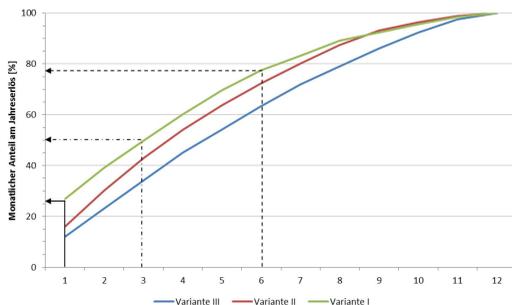


Abbildung 6-4: Kurvenverläufe der Pareto-Analysen der Varianten I bis III von Szenario A (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung).

Ablesebeispiel: für Variante I (grüne Kurve) ist zu erkennen, dass der erlösstärkste Monat bereits ca. 27 % beiträgt, die erlösstärksten drei Monate 50 % und allein in den erlösstärksten sechs Monaten fast 80 % der Jahreserlöse generiert werden. Danach flacht die Kurve deutlich ab, weil die erlösschwächsten Monate nur noch einen geringen Beitrag aufweisen. Dieses Verhalten kann in grundsätzlich ähnlicher Form bei allen Varianten vorgefunden werden.

6.1.2.2 Szenario B – MRL± mit Lastverschiebung

Szenario B besteht ebenfalls aus zwei Varianten, nämlich Variante I bei der positive MRL in Höhe von 1 MW zwischen 08:00 und 20:00 Uhr angeboten wird, und Variante II bei der negative MRL in gleicher Höhe zwischen 20:00 und 08:00 Uhr angeboten wird. Dies wird durch eine Lastverschiebung beim betrieblichen Ablauf der Produktionsprozesse ermöglicht. Eine solche wird als durchführbar angenommen. Die Untersuchung beschränkt sich ebenfalls auf die Ergebnisse der MRL-Ausschreibungen von 2014. Da diese bereits im Rahmen der Untersuchungen von Szenario A betrachtet wurden, wird die Untersuchung hier um die Zeitscheiben NEG_04_08 und POS_16_20 ergänzt.

Variante I

Für Variante I betragen die jährlichen Leistungspreiserlöse 1 842 € und werden im Verhältnis 0:0:34:23:43:0 erzielt. Die jährlichen Abruferlöse liegen bei 40 670 €, die Verteilung auf die Zeitscheiben ist 0:0:43:25:32:0. Für diesen Arbeitspreiserlös sind insgesamt 575 Abrufe erforderlich, dies entspricht folglich einem Erlös von durchschnittlich ca. 71 € pro Abruf. Die Gesamterlöse als Summe aus Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös und liegen bei 42 511 €. Die Verteilung ist ebenfalls 0:0:43:25:32:0 auf die Zeitscheiben. Die Arbeitspreiserlöse tragen ca. 96 % zum Gesamterlös bei, die übrigen 4 % werden über die Leistungspreise erzielt. In Tabelle 6-9 und Tabelle 6-10 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante I zusammengefasst.

Tabelle 6-9: Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante I.

Szenario B		Variante I			
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit	
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24		
AP-Erlös	0	40.670	40.670	€/a	
LP-Erlös	0	1.842	1.842	€/a	
Summe	0	42.511	42.511	€/a	
Prozentual					
AP-Erlös	0	100	96	%	
LP-Erlös	0	100	4	%	
Summe	0	100	100	%	
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe	0	575	575	1/a	
Zuschläge erhalten	0	594	594	1/a	
Erlös pro Abruf	0	71	71	€	
Gesamterlös pro Monat					
JAN	0	1.232	1.232		€/Monat
FEB	0	662	662		
MRZ	0	2.553	2.553		
APR	0	3.182	3.182		
MAI	0	3.963	3.963		
JUN	0	5.079	5.079		
JUL	0	9.985	9.985		
AUG	0	1.307	1.307		
SEP	0	3.213	3.213		
OKT	0	6.220	6.220		
NOV	0	1.930	1.930		
DEZ	0	3.185	3.185		

Tabelle 6-10: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante I.

Szenario B	Variante I														Gesamt	Einheit		
	Negativ							Positiv										
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	Negativ	Positiv				
Richtung																		
Zeitscheibe																		
AP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	17.416	10.278	12.976	0	0	40.670	40.670	€/a		
LP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	616	426	800	0	0	1.842	1.842	€/a		
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	18.032	10.704	13.776	0	0	42.511	42.511	€/a		
Prozentual																		
AP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	43	25	32	0	0	100	96	%		
LP-Erlös	0	0	0	0	0	0	0	0	33	23	43	0	0	100	4	%		
Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	42	25	32	0	0	100	100	%		
Abrufe und Zuschläge																		
Genutzte Abrufe	0	0	0	0	0	0	0	0	232	161	182	0	0	575	575	1/a		
Zuschläge erhalten	0	0	0	0	0	0	0	0	198	187	209	0	0	594	594	1/a		
Erlös pro Abruf	0	0	0	0	0	0	0	0	75	64	71	0	0	71	71	€		
JAN	0	0	0	0	0	0	0	0	409	543	280	0	0	1.232	1.232			
FEB	0	0	0	0	0	0	0	0	449	0	214	0	0	662	662			
MRZ	0	0	0	0	0	0	0	0	1.559	159	834	0	0	2.553	2.553			
APR	0	0	0	0	0	0	0	0	2.624	212	346	0	0	3.182	3.182			
MAI	0	0	0	0	0	0	0	0	1.512	1.716	735	0	0	3.963	3.963			
JUN	0	0	0	0	0	0	0	0	2.713	208	2.158	0	0	5.079	5.079	€/Monat		
JUL	0	0	0	0	0	0	0	0	4.418	3.509	2.058	0	0	9.985	9.985			
AUG	0	0	0	0	0	0	0	0	200	617	490	0	0	1.307	1.307			
SEP	0	0	0	0	0	0	0	0	1.402	770	1.041	0	0	3.213	3.213			
OKT	0	0	0	0	0	0	0	0	1.532	1.566	3.123	0	0	6.220	6.220			
NOV	0	0	0	0	0	0	0	0	733	190	1.007	0	0	1.930	1.930			
DEZ	0	0	0	0	0	0	0	0	482	1.214	1.490	0	0	3.185	3.185			

Variante II

Für Variante II betragen die jährlichen Leistungspreiserlöse 9 585 € und werden im Verhältnis 43:40:0:0:0:17 erzielt. Die jährlichen Abruferlöse liegen bei 12 942 €, die Verteilung auf die Zeitscheiben ist 25:45:0:0:0:30. Für diesen Arbeitspreiserlös sind insgesamt 254 Abrufe erforderlich, dies entspricht folglich einem Erlös von durchschnittlich ca. 51 € pro Abruf. Die Gesamterlöse als Summe aus Leistungspreis- und Arbeitspreiserlös und liegen bei 22 527 €. Die Verteilung ist 32:43:0:0:0:25 auf die Zeitscheiben. Die Arbeitspreiserlöse tragen ca. 57 % zum Gesamterlös bei, die übrigen 43 % werden über die Leistungspreise erzielt. In Tabelle 6-11 und Tabelle 6-12 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante II zusammengefasst.

Tabelle 6-11: Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante II.

Szenario B		Variante II			Einheit
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt		
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24		
AP-Erlös	12.942	0	12.942		€/a
LP-Erlös	9.585	0	9.585		€/a
Summe	22.527	0	22.527		€/a
Prozentual					
AP-Erlös	100	0	57		%
LP-Erlös	100	0	43		%
Summe	100	0	100		%
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe	254	0	254		1/a
Zuschläge erhalten	543	0	543		1/a
Erlös pro Abruf	51	0	51		€
Gesamterlös pro Monat					
JAN	4.320	0	4.320		€/Monat
FEB	2.587	0	2.587		
MRZ	1.921	0	1.921		
APR	1.196	0	1.196		
MAI	836	0	836		
JUN	1.929	0	1.929		
JUL	2.507	0	2.507		
AUG	1.820	0	1.820		
SEP	901	0	901		
OKT	1.294	0	1.294		
NOV	416	0	416		
DEZ	2.802	0	2.802		

Tabelle 6-12: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante II.

Szenario B		Variante II												Gesamt	Einheit	
		Negativ						Positiv								
Richtung	Zeitscheibe	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24	
	AP-Erlös	3.184	5.884	0	0	0	3.873	0	0	0	0	0	0	0	12.942 €/a	
	LP-Erlös	4.120	3.865	0	0	0	1.600	0	0	0	0	0	0	0	9.585 €/a	
	Summe	7.304	9.750	0	0	0	5.474	0	0	0	0	0	0	0	22.527 €/a	
Prozentual																
	AP-Erlös	25	45	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	100	57 %
	LP-Erlös	43	40	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	100	43 %
	Summe	32	43	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0	0	100	100 %
Abrufe und Zuschläge																
	Genutzte Abrufe	71	113	0	0	0	70	0	0	0	0	0	0	0	254	1/a
	Zuschläge erhalten	187	182	0	0	0	174	0	0	0	0	0	0	0	543	1/a
	Erlös pro Abruf	45	52	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	0	51	€
	JAN	1.300	2.272	0	0	0	747	0	0	0	0	0	0	0	4.320	4.320
	FEB	1.122	786	0	0	0	679	0	0	0	0	0	0	0	2.587	2.587
	MRZ	858	664	0	0	0	399	0	0	0	0	0	0	0	1.921	1.921
	APR	309	789	0	0	0	98	0	0	0	0	0	0	0	1.196	1.196
	MAI	247	515	0	0	0	73	0	0	0	0	0	0	0	836	836
	JUN	594	922	0	0	0	413	0	0	0	0	0	0	0	1.929	1.929
	JUL	845	857	0	0	0	805	0	0	0	0	0	0	0	2.507	2.507
	AUG	383	740	0	0	0	697	0	0	0	0	0	0	0	1.820	1.820
	SEP	328	172	0	0	0	401	0	0	0	0	0	0	0	901	901
	OKT	560	361	0	0	0	372	0	0	0	0	0	0	0	1.294	1.294
	NOV	132	273	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	416	416
	DEZ	626	1.397	0	0	0	779	0	0	0	0	0	0	0	2.802	2.802

Variante III

In Kombination beider Varianten sind demnach die Summe der Einzelvarianten, also Gesamterlöse in Höhe von 65 039 € im Jahr 2014 möglich, die zu ca. 65 % aus Vorhaltung und Abruf von positiver MRL stammen bzw. zu 82 % aus den Arbeitspreiserlösen beider Richtungen. Die Verteilung dieser Gesamterlöse auf die Zeitscheiben ist 11:15:28:16:21:8. In Tabelle 6-13 und Tabelle 6-14 sind Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante III zusammengefasst.

Tabelle 6-13: Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante III.

Szenario B		Variante III			
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit	
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24		
AP-Erlös	12.942	40.670	53.612	€/a	
LP-Erlös	9.585	1.842	11.427	€/a	
Summe	22.527	42.511	65.039	€/a	
Prozentual					
AP-Erlös	24	76	82	%	
LP-Erlös	84	16	18	%	
Summe	35	65	100	%	
Abrufe und Zuschläge					
Genutzte Abrufe	254	575	829	1/a	
Zuschläge erhalten	543	594	1.137	1/a	
Erlös pro Abruf	51	71	65	€	
Gesamterlös pro Monat					
JAN	4.320	1.232	5.552		€/Monat
FEB	2.587	662	3.249		
MRZ	1.921	2.553	4.474		
APR	1.196	3.182	4.378		
MAI	836	3.963	4.799		
JUN	1.929	5.079	7.008		
JUL	2.507	9.985	12.492		
AUG	1.820	1.307	3.127		
SEP	901	3.213	4.114		
OKT	1.294	6.220	7.514		
NOV	416	1.930	2.346		
DEZ	2.802	3.185	5.987		

Tabelle 6-14: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario B, Variante III.

Szenario B		Richtung												Gesamt		Einheit
Zeitscheibe	00_04	04_08	Negativ				Positiv				00_24	00_24	00_24	00_24	€	
			00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	08_12	12_16						16_20
AP-Erlös	3.184	5.884	0	0	0	0	17.416	10.278	12.976	0	12.942	40.670	53.612	€/a		
LP-Erlös	4.120	3.865	0	0	1.600	0	616	426	800	0	9.585	1.842	11.427	€/a		
Summe	7.304	9.750	0	0	5.474	0	18.032	10.704	13.776	0	22.527	42.511	65.039	€/a		
Prozentual																
AP-Erlös	25	45	0	0	0	0	43	25	32	0	24	76	82	%		
LP-Erlös	43	40	0	0	17	0	33	23	43	0	84	16	18	%		
Summe	32	43	0	0	24	0	42	25	32	0	35	65	100	%		
Abrufe und Zuschläge																
Genutzte Abrufe	71	113	0	0	70	0	232	161	182	0	254	575	829	1/a		
Zuschläge erhalten	187	182	0	0	174	0	198	187	209	0	543	594	1.137	1/a		
Erlös pro Abruf	45	52	0	0	55	0	75	64	71	0	51	71	65	€		
JAN	1.300	2.272	0	0	747	0	409	543	280	0	4.320	1.232	5.552			
FEB	1.122	786	0	0	679	0	449	0	214	0	2.587	662	3.249			
MRZ	858	664	0	0	399	0	1.559	159	834	0	1.921	2.553	4.474			
APR	309	789	0	0	98	0	2.624	212	346	0	1.196	3.182	4.378			
MAI	247	515	0	0	73	0	1.512	1.716	735	0	836	3.963	4.799			
JUN	594	922	0	0	413	0	2.713	208	2.158	0	1.929	5.079	7.008			
JUL	845	857	0	0	805	0	4.418	3.509	2.058	0	2.507	9.985	12.492			
AUG	383	740	0	0	697	0	200	617	490	0	1.820	1.307	3.127			
SEP	328	172	0	0	401	0	1.402	770	1.041	0	901	3.213	4.114			
OKT	560	361	0	0	372	0	1.532	1.566	3.123	0	1.294	6.220	7.514			
NOV	132	273	0	0	10	0	733	190	1.007	0	416	1.930	2.346			
DEZ	626	1.397	0	0	779	0	482	1.214	1.490	0	2.802	3.185	5.987			

In Tabelle 6-15 sind die jährlichen Leistungspreis-, Arbeitspreis- und Gesamterlöse der drei Varianten von Szenario B gegenübergestellt.

Tabelle 6-15: Übersicht der Erlösmöglichkeiten bei den Varianten von Szenario B.

Szenario B		Variante I			Variante II			Variante III			Einheit
Richtung		Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	
Zeitscheibe		00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	0	40.670	40.670	12.942	0	12.942	12.942	40.670	53.612	€/a	
LP-Erlös	0	1.842	1.842	9.585	0	9.585	9.585	1.842	11.427	€/a	
Summe	0	42.511	42.511	22.527	0	22.527	22.527	42.511	65.039	€/a	
Prozentual											
AP-Erlös	0	100	96	100	0	57	24	76	82	%	
LP-Erlös	0	100	4	100	0	43	84	16	18	%	
Summe	0	100	100	100	0	100	35	65	100	%	
Abrufe und Zuschläge											
Abrufe	0	575	575	254	0	254	254	575	829	1/a	
Zuschläge	0	594	594	543	0	543	543	594	1.137	1/a	
Erlös pro Abruf	0	71	71	51	0	51	51	71	65	€	

ABC-Analyse der Varianten I-III von Szenario B

Für die Varianten von Szenario B wurde eine ABC-Analyse durchgeführt und grundsätzlich sehr ähnliche Ergebnisse vorgefunden, wie für die Varianten von Szenario A. Die in Abschnitt 6.1.2.1 erwähnten Verteilungen liegen auch für Szenario B in der dargestellten Form vor, die Verläufe der kumulativen Prozentanteile sind ebenfalls qualitativ vergleichbar. Die Platzierung der Monate weicht zwischen Szenario A und B geringfügig voneinander ab. Die drei erlösstärksten bzw. erlöschwächsten Monate sind fast immer dieselben Monate. Abbildung 6-5 zeigt die Verläufe der monatlichen Beiträge der Varianten von Szenario B analog zur Darstellung von Szenario A (vgl. Abbildung 6-4).

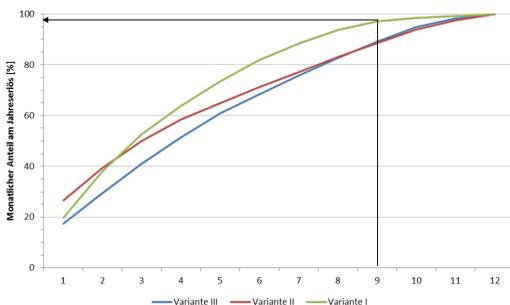


Abbildung 6-5: Kurvenverläufe der Pareto-Analysen der Varianten I bis III von Szenario B (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung).

Auffällig ist in Szenario B das besonders starke Abflachen der Kurve in Variante I (grüne Kurve). Die erlöschwächsten Monate tragen in Summe 6,2 % zum Jahreserlös bei.

6.1.2.3 Weitere mögliche Szenarien

Szenario C – SRL± mit Lastverschiebung

Die Erlöse durch die Bereitstellung von Sekundärregelleistung wurden in der zu Grunde liegenden Masterarbeit in prinzipiell ähnlicher Vorgehensweise für den Datensatz von 2013 und auf Basis der Gegebenheiten dieses Fallbeispiels untersucht. Die produktspezifischen Anforderungen und Eigenarten von SRL wurden dabei berücksichtigt. Aufgrund der technisch anspruchsvollen Bedingungen, die an eine Bereitstellung von SRL geknüpft sind, wurde – wie auch in vielen Literaturquellen – geschlossen, dass SRL für Kleinanbieter zurzeit nicht relevant ist. Eine Änderung der Ausschreibungsbedingungen und eine Lockerung der Marktzugangsbarrrieren, die Kleinanbietern eine Marktteilnahme ermöglichen könnten, sind momentan nicht in Sicht. Deshalb wird die Ermittlung der Erlösmöglichkeiten für SRL für den 2014er Datensatz nicht wiederholt. Falls sich die Situation in Zukunft ändern sollte, können aktuelle Ausschreibungsergebnisse und Abrufe von SRL in die bereits vorhandenen Excel-Arbeitsblätter eingefügt und so die Erlöse bestimmt werden.

Szenario D – Demonstrationsszenario

Die Szenarien A und B basieren auf den realen Lastprofilen der Beispielfirma. Rückschlüsse bezüglich der Erlösmöglichkeiten sind in diesen Szenarien nur für die Zeitscheiben und Richtungen möglich, in denen Regelleistung angeboten werden kann. Um auch über alle weiteren möglichen Zeitscheiben Aussagen treffen zu können, wird ergänzend ein fiktives Demonstrationsszenario definiert, bei dem Regelleistung in Höhe von 1 MW in beide Richtungen und in allen Zeitscheiben angeboten wird. Dies ermöglicht sowohl die Vergleichbarkeit aller Zeitscheiben untereinander, wie auch die Vergleichbarkeit mit bestehender Literatur (siehe Kapitel 4). Alle übrigen unter 6.1.1 genannten Rahmenbedingungen bleiben weiterhin in Kraft.

In Szenario D sind jährliche Gesamterlöse in Höhe von 133 310 € möglich und sind im Verhältnis 6:11:28:27:19:9 auf die sechs Zeitscheiben verteilt. Davon stammen 18 029 € aus den Leistungspreiserlösen, 115 281 € werden über die Arbeitspreiserlöse erzielt. Weniger als 2 % der Gesamterlöse werden über die Leistungspreise von positiver MRL erzielt. Die Leistungspreise von negativer MRL tragen ca. 12 % zu den Gesamterlösen bei. Die Arbeitspreiserlöse stammen zu 55 % aus negativer bzw. zu 45 % aus positiver Richtung. Insgesamt tragen sie 86 % zum Gesamtergebnis bei. In beiden Richtungen sind die Zeitscheiben 08_20 die finanziell attraktivsten Zeiträume. In Summe der drei Zeitscheiben werden negativ 72 % und positiv 78 % der Gesamterlöse in diesen Blöcken erzielt. Auch die spezifischen Erlöse, sprich der Erlös pro Abruf, ist in diesen Zeitscheiben am größten.

Werden nur die Leistungspreiserlöse betrachtet, sind die Zeitscheiben NEG_00_08 am erlösstärksten.

Die erlösstärksten Monate sind Juli, August und Juni mit insgesamt 34 % der Gesamterlöse. Februar, September und November tragen mit insgesamt 13 % am wenigsten zu den Gesamterlösen bei. In Tabelle 6-16 und Tabelle 6-17 sind die jährlichen Leistungspreis-, Arbeitspreis- und Gesamterlöse sowie die Anzahl erfolgreicher Ausschreibungen und genutzter Abrufe zusammengefasst.

Tabelle 6-16: Erlösmöglichkeiten von Szenario D.

Szenario D				
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	63.578	51.703	115.281	€/a
LP-Erlös	15.455	2.574	18.029	€/a
Summe	79.033	54.277	133.310	€/a
Prozentual				
AP-Erlös	55	45	86	%
LP-Erlös	86	14	14	%
Summe	59	41	100	%
Abrufe und Zuschläge				
Genutzte Abrufe	876	787	1.663	1/a
Zuschläge erhalten	1.002	1.237	2.239	1/a
Erlös pro Abruf	73	66	69	€
Gesamterlös pro Monat				
JAN	13.314	1.406	14.721	€/Monat
FEB	8.020	663	8.683	
MRZ	5.850	3.472	9.322	
APR	8.533	4.052	12.585	
MAI	4.843	4.657	9.500	
JUN	6.542	8.029	14.571	
JUL	3.162	11.638	14.800	
AUG	12.912	2.364	15.276	
SEP	1.911	4.778	6.690	
OKT	5.055	7.016	12.072	
NOV	1.115	2.321	3.436	
DEZ	7.774	3.881	11.654	

Kapitel 6: Ergebnisse der Erlösbestimmung in einem Fallbeispiel

Tabelle 6-17: Ausführliche Übersicht der Erlösmöglichkeiten von Szenario D.

Szenario D Richtung Zeitscheibe	Positiv												Gesamt 00_24	Einheit		
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24				
AP-Erlös	3.184	5.884	16.845	23.521	10.270	3.873	1.012	4.260	17.416	10.278	12.976	5.762	63.578	51.703	115.281	€/a
LP-Erlös	4.120	3.865	1.793	2.332	1.745	1.600	29	230	616	426	800	473	15.455	2.574	18.029	€/a
Summe	7.304	9.750	18.638	25.852	12.015	5.474	1.041	4.490	18.032	10.704	13.776	6.235	79.033	54.277	133.310	€/a
Prozentual																
AP-Erlös	5	9	26	37	16	6	2	8	34	20	25	11	55	45	86	%
LP-Erlös	27	25	12	15	11	10	1	9	24	17	31	18	86	14	14	%
Summe	9	12	24	33	15	7	2	8	33	20	25	11	59	41	100	%
Abrufe und Zuschläge																
Genutzte Abrufe	71	113	196	271	155	70	39	91	232	161	182	82	876	787	1.663	1/a
Zuschläge erhalten	187	182	149	154	156	174	262	184	198	187	209	197	1.002	1.237	2.239	1/a
Erlös pro Abruf	45	52	86	87	66	55	26	47	75	64	71	70	73	66	69	€
JAN	1.300	2.272	2.867	3.888	2.240	747	145	5	409	543	280	25	13.314	1.406	14.721	
FEB	1.122	786	1.094	3.221	1.118	679	0	0	449	0	214	0	8.020	663	8.683	
MAR	858	664	668	1.616	1.645	399	6	205	1.559	159	834	708	5.850	3.472	9.322	
APR	309	789	2.926	2.935	1.475	98	7	527	2.624	212	346	336	8.533	4.052	12.585	
MAI	247	515	602	2.741	665	73	0	573	1.512	1.716	735	121	4.843	4.657	9.500	
JUN	594	922	2.212	995	1.408	413	106	800	2.713	208	2.158	2.044	6.542	8.029	14.571	€/Monat
JUL	845	857	157	395	103	805	441	695	4.418	3.509	2.058	517	3.162	11.638	14.800	
AUG	383	740	6.048	4.071	973	697	0	322	200	617	490	734	12.912	2.364	15.276	
SEP	328	172	220	682	108	401	43	1.147	1.402	770	1.041	374	1.911	4.778	6.690	
OKT	560	361	228	3.152	382	372	0	93	1.532	1.566	3.123	702	5.055	7.016	12.072	
NOV	132	273	663	23	13	10	11	15	733	190	1.007	365	1.115	2.321	3.436	
DEZ	626	1.397	953	2.133	1.886	779	281	107	482	1.214	1.490	308	7.774	3.881	11.654	

Szenario E – Best-Case Szenario

Die bisher dargestellten Erlöse sind unter der Annahme berechnet worden, dass in jeder Tagesausschreibung zu einem monatlichen, durchschnittlichen Leistungspreis angeboten wird. Wenn ein Anbieter stattdessen jeden Tag zum täglichen Grenzleistungspreise anbietet, steigen die Leistungspreiserlöse. Weil per definitionem in diesem Fall alle Ausschreibungen erfolgreich sind¹⁸, können auch alle 2 571 vorkommenden Abrufe wahrgenommen werden. Die Arbeitspreiserlöse steigen dann ebenfalls. Die Steigerung der Gesamterlöse kommt also durch einen optimalen Leistungspreis und eine höhere Anzahl möglicher Abrufe zustande. Für die drei Varianten von Szenario A sind die Erlösmöglichkeiten auf Grundlage der zwei unterschiedlichen Leistungspreisgebote in Tabelle 6-18 dargestellt.

Tabelle 6-18: Vergleich der Erlöse in Szenario A bei unterschiedlichen Annahmen zum geforderten Leistungspreis in der Berechnung.

Szenario A		Variante I			Variante II			Variante III			
Standard-Verfahren (monatlicher Durchschnitts-Leistungspreis)											
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit	
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	0	27.694	27.694	7.058	0	7.058	7.058	27.694	34.752	€/a	
LP-Erlös	0	1.042	1.042	5.720	0	5.720	5.720	1.042	6.762	€/a	
Summe	0	28.736	28.736	12.778	0	12.778	12.778	28.736	41.513	€/a	
Alternativ-Verfahren (täglich Grenzleistungspreis)											
AP-Erlös	0	43.920	43.920	9.177	0	9.177	9.177	43.920	53.097	€/a	
LP-Erlös	0	3.110	3.110	16.468	0	16.468	16.468	3.110	19.579	€/a	
Summe	0	47.030	47.030	25.645	0	25.645	25.645	47.030	72.676	€/a	
Veränderung um...											
AP-Erlös	0	+ 59	+ 59	+ 30	0	+ 30	+ 30	+ 59	+ 53	%	
LP-Erlös	0	+ 198	+ 198	+ 188	0	+ 188	+ 188	+ 198	+ 190	%	
Summe	0	+ 64	+ 64	+ 101	0	+ 101	+ 101	+ 64	+ 75	%	

Die Leistungspreiserlöse steigen aufgrund des deutlich höheren geforderten Leistungspreises beim alternativen Verfahren ca. um das Dreifache. Weil mehr Abrufe möglich sind, steigen die Arbeitspreise, unter ansonsten gleichen Bedingungen wie zuvor, je nach Variante um 30 bis 59 %. Insgesamt sind Erlössteigerungen zwischen 64 und 101 % möglich. Tabelle 6-19 zeigt die Erlössteigerungen für die Varianten von Szenario B. Für die Varianten von Szenario B stellt sich die Situation ähnlich dar. Die Leistungspreiserlöse sind nahezu verdreifacht, die Arbeitspreis- und Gesamterlöse sind ebenfalls deutlich erhöht.

¹⁸ Für den Ausschreibungserfolg ist der niedrigere Leistungspreis ausschlaggebend. Bei gleichen geforderten Leistungspreisen entscheidet das früher platzierte Angebot. Es wird hier unterstellt, dass ein Angebot zum Grenzleistungspreis rechtzeitig platziert wird und somit garantiert erfolgreich ist.

Tabelle 6-19: Vergleich der Erlöse in Szenario B bei unterschiedlichen Annahmen zum geforderten Leistungspreis in der Berechnung.

Szenario B		Variante I			Variante II			Variante III			
Standard-Verfahren (monatlicher Durchschnitts-Leistungspreis)											
Richtung	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Negativ	Positiv	Gesamt	Einheit	
Zeitscheibe	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	00_24	
AP-Erlös	0	40.670	40.670	12.942	0	12.942	12.942	40.670	53.612	€/a	
LP-Erlös	0	1.842	1.842	9.585	0	9.585	9.585	1.842	11.427	€/a	
Summe	0	42.511	42.511	22.527	0	22.527	22.527	42.511	65.039	€/a	
Alternativ-Verfahren (täglich Grenzleistungspreis)											
AP-Erlös	0	66.298	66.298	17.629	0	17.629	17.629	66.298	83.927	€/a	
LP-Erlös	0	5.274	5.274	27.317	0	27.317	27.317	5.274	32.590	€/a	
Summe	0	71.572	71.572	44.946	0	44.946	44.946	71.572	116.518	€/a	
Veränderung um...											
AP-Erlös	0	+ 63	+ 63	+ 36	0	+ 36	+ 36	+ 63	+ 57	%	
LP-Erlös	0	+ 186	+ 186	+ 185	0	+ 185	+ 185	+ 186	+ 185	%	
Summe	0	+ 68	+ 68	+ 100	0	+ 100	+ 100	+ 68	+ 79	%	

Szenario F – Nutzerdefinierte Leistungs- und Arbeitspreise

Die Excel-Arbeitsmappe zur Berechnung der MRL-Erlöse wurde um eine Funktion erweitert, mit der nutzerdefinierte und zeitscheibenscharfe Preise für Leistungspreis und Arbeitspreis eingegeben werden können. Aus diesen Preisen wird durch Vergleich mit den Wettbewerberpreisen der Erlös berechnet. Die Berechnung erfolgt prinzipiell so wie in Abschnitt 5.3 dargelegt, jedoch mit folgender Änderung: Bei der Berechnung der Arbeitspreiserlöse wird angenommen, dass kein Abruf erfolgt, wenn der geforderte Arbeitspreis erheblich größer ist als der Durchschnittspreis der Wettbewerber an diesem Tag in der betreffenden Zeitscheibe. Der Grund für diese Änderung ist: Grundlage der Berechnungsmethodik ist, dass jeder Abruf wahrgenommen wird und der Abrufgrad zur Korrektur der Arbeitspreiserlöse hinzugezogen wird (vgl. Abschnitt 5.3). Für realistische Arbeitspreise wurde in Abschnitt 5.3.1 stichprobenartig nachgewiesen, dass dieses Vorgehen plausibel ist und realitätsnahe Ergebnisse liefert. Bei beliebig hohen geforderten Arbeitspreisen (z. B. 1 000 000 €) kommt es dadurch zu unrealistisch hohen Arbeitspreiserlösen. So kam es z. B. am 1. Januar 2014 in der Zeitscheibe POS_00_04 zu sieben Abrufen mit einem durchschnittlichen Abrufgrad η^* von 13,5 %. Diese wären bei einem Arbeitspreis von 1 000 000 € mit insgesamt 429 883 € vergütet worden. Tatsache ist jedoch, dass ein Angebot zu diesem Preis angesichts des niedrigen Abrufgrades überhaupt nicht abgerufen worden wäre und die Erlöse demnach null € betragen müssen. Durch die Einführung einer Arbeitspreis-Obergrenze in der Berechnung werden solche Fehlkalkulationen unterbunden. Die Obergrenze kann frei definiert werden.

6.1.3 Vergleich der Szenarien und Schlussfolgerungen

Die Erlösmöglichkeiten, die in den Varianten der Szenarien bestimmt wurden, hängen von den angebotenen Produkten und den zur Verfügung stehenden Zeiträumen ab. Insofern ist es plausibel, dass für die Varianten von Szenario B höhere Erlösmöglichkeiten ermittelt werden konnten, als für Szenario A. Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Szenarien ist eine als möglich angenommene Lastverschiebung bei den betrieblichen Produktionsabläufen, so dass die Zeitscheiben NEG_04_08 und POS_16_20 zur Bereitstellung von MRL in Frage kommen. Durch die Hinzunahme dieser Zeitscheiben werden weitere Erlösmöglichkeiten erschlossen. In negative Richtung hat sich herausgestellt, dass die zusätzliche Zeitscheibe insgesamt die erlösstärkste ist. Die dadurch entstehende Differenz der Jahreserlöse beider Szenarien kann also direkt als finanzieller Mehrnutzen dieser Lastmanagementmaßnahmen betrachtet werden und Entscheidungsträgern eine Hilfestellung bei der Kosten-Nutzen-Bewertung solcher Maßnahmen bieten. In Tabelle 6-20 sind die Erlösanteile der drei Varianten in den Szenarien A und B gegenübergestellt.

Tabelle 6-20: Vergleich der Erlösmöglichkeiten bei Nutzung einer Lastverschiebung in den Varianten I-III der Szenarien A und B.

Richtung Zeitscheibe	Variante I			Variante II			Variante III			Einheit
	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	
Erlöse in Szenario A										
AP-Erlös	0	27.694	27.694	7.058	0	7.058	7.058	27.694	34.752	€/a
LP-Erlös	0	1.042	1.042	5.720	0	5.720	5.720	1.042	6.762	€/a
Summe	0	28.736	28.736	12.778	0	12.778	12.778	28.736	41.513	€/a
Erlöse in Szenario B										
AP-Erlös	0	40.670	40.670	12.942	0	12.942	12.942	40.670	53.612	€/a
LP-Erlös	0	1.842	1.842	9.585	0	9.585	9.585	1.842	11.427	€/a
Summe	0	42.511	42.511	22.527	0	22.527	22.527	42.511	65.039	€/a
Mehrerlös beim Leistungspreiserlös von B gegenüber A										
Absolut	0	+12.976	+12.976	+ 5.884	0	+ 5.884	+ 5.884	+12.976	+18.860	€/a
Prozentual	0	+ 47	+ 47	+ 83	0	+ 83	+ 83	+ 47	+ 54	%
Mehrerlös beim Arbeitspreiserlös von B gegenüber A										
Absolut	0	+ 800	+ 800	+ 3.865	0	+ 3.865	+ 3.865	+ 800	+ 4.665	€/a
Prozentual	0	+ 77	+ 77	+ 68	0	+ 68	+ 68	+ 77	+ 69	%
Gesamter Mehrerlös von B gegenüber A										
Absolut	0	+13.776	+13.776	+ 9.750	0	+ 9.750	+ 9.750	+13.776	+ 23.525	€/a
Prozentual	0	+ 48	+ 48	+ 76	0	+ 76	+ 76	+ 48	+ 57	%
Zusätzliche Anzahl Abrufe von B gegenüber A										
Absolut	0	+ 182	+ 182	+ 113	0	+ 113	+ 113	+ 182	+ 295	1/a
Prozentual	0	+ 46	+ 46	+ 80	0	+ 80	+ 80	+ 46	+ 55	%
Zusätzliche Anzahl Ausschreibungserfolge von B gegenüber A										
Absolut	0	+ 209	+ 209	+ 182	0	+ 182	+ 182	+ 209	+ 391	1/a
Prozentual	0	+ 54	+ 54	+ 50	0	+ 50	+ 50	+ 54	+ 52	%

In Szenario A wird MRL ohne Lastverschiebung je nach Variante in den Zeitscheiben

POS_08_16 und/oder NEG_20_04 angeboten. In Szenario B wird in beide Richtungen eine weitere Zeitscheibe genutzt, das Angebot gilt dann in den Zeitscheiben POS_08_20 und NEG_20_08. Die Gesamterlöse sind bei Nutzung einer Lastverschiebung je nach Variante jährlich zwischen 9 750 € (Variante II) und 23 525 € (Variante III) größer, was einer Steigerung von 76 % bzw. 57 % entspricht.

6.1.4 Veränderungen gegenüber dem Jahr 2013

Die möglichen Leistungspreiserlöse sind in allen Szenarien und Varianten gegenüber dem Vorjahr im Durchschnitt um 39 % gesunken. Dies trägt dem beobachteten Preisverfall der Leistungspreise Rechnung. Die Arbeitspreiserlöse sind in den Varianten rückläufig, in denen ausschließlich negative MRL angeboten wird (A-II und B-II). Dies dürfte an der deutlich niedrigeren Abrufhäufigkeit von negativer MRL liegen. Diese ist 2014 um mehr als 50 % gesunken. Die erheblich gestiegenen Arbeitspreise haben diese Entwicklung nicht umkehren können. Die Arbeitspreiserlöse durch positive MRL sind dagegen angestiegen. Zwar ist auch hier die Anzahl Abrufe niedriger als im Vorjahr, der Rückgang der Abrufe ist insgesamt aber moderater und konnte durch gestiegene Arbeitspreise kompensiert werden. Die Gesamterlöse sind im Jahr 2014 für alle Szenarien und Varianten gestiegen, in denen positive MRL angeboten wird. In den Varianten, in denen sowohl positive wie auch negative MRL vermarktet wird, sind die Gesamterlöse ebenfalls leicht gestiegen. Der niedrigere Beitrag der negativen Regelleistung wirkt sich hier in Summe erlösdämpfend aus. Eine tabellarische Übersicht der Erlösmöglichkeiten in beiden Jahren befindet sich im Anhang ab Seite 105.

6.2 Bietstrategien für Minutenreserveleistung

Die Höhe der Erlöse hängt in großem Maße von den geforderten Leistungs- und Arbeitspreisen ab, weil diese die Höhe der Vergütung in jeder Ausschreibung und für jeden Abruf festlegen. Im direkten Vergleich mit den Wettbewerberangeboten wird anhand dieser Größen zudem festgestellt, ob das Angebot überhaupt erfolgreich ist und ggf. abgerufen wird. Es stellt sich hier vor allem die Frage, wie die Preise angesetzt werden. Bei einem hohen Preis besteht das Risiko, dass das Angebot nicht abgerufen oder gar nicht erst erfolgreich ist. Bei einem moderater gewählten Preis kann das Gebot zwar mit größerer Wahrscheinlichkeit erfolgreich sein und auch abgerufen werden, jedoch entgehen dem Anbieter mögliche Mehrerlöse. Durch den Abruf von Regelleistung eines Verbrauchers entstehen dem Anbieter laufende Kosten, z. B. weil die betreffende Technische Einheit stillsteht und nicht produziert. Bei der Wahl der Arbeitspreise ist daher zu bedenken, dass es einen bestimmten Minimalpreis gibt, den ein Anbieter mindestens fordern muss, um diese Kosten zu kompensieren. Ein Anbieter muss diesen Mindestpreis unter Berücksich-

tigung aller laufenden Kosten ermitteln und sein Angebot entsprechend gestalten. Andernfalls besteht die Gefahr, durch das Regelleistungsangebot Verluste einzufahren.

Die Bietstrategie bestimmt, wie ein Anbieter mit dieser Problematik umgeht. Letztlich hängt die Gestaltung der Strategie auch davon ab, welches konkrete Ziel der Anbieter verfolgt. Je mehr Regelleistungsabrufe der Anbieter durch Abschalten seiner Verbraucher wahrnimmt, desto stärker verdrängt die Bereitstellung von Regelleistung den ursprünglichen Verwendungszweck dieser Verbraucher. Die Frage ist also, ob maximale Regelleistungserlöse erzielt werden sollen oder ob das Angebot eher den Charakter einer ergänzenden Nebentätigkeit hat, die verträglich ins Kerngeschäft des Unternehmens eingebettet werden kann. Die Entscheidung hängt hier wiederum von den Möglichkeiten der Technischen Einheit ab. In Anwendungen wie z. B. Kühlhäusern lassen sich diese beiden Aspekte harmonisch vereinen.

Die Bedeutung dynamischer Preise

Angesichts der seit 2007 rapide gefallenen Leistungspreise scheinen Strategien, die auf die Mitnahme der Leistungsentgelte ohne tatsächlichen Leistungsabruf abzielen, ökonomisch nicht mehr attraktiv zu sein. Die Leistungspreise für MRL sind teilweise gleich null €/MW oder nur geringfügig höher, so dass Erlöse fast nur noch erzielbar sind, indem die vorgehaltene Leistung eines erfolgreichen Gebots auch tatsächlich abgerufen wird. Dies ist vor allem für positive MRL der Fall, wie Abbildung 6-6 zeigt. In der Abbildung sind die mittleren Leistungspreise für negative MRL in a) und positive MRL in b) zu sehen.

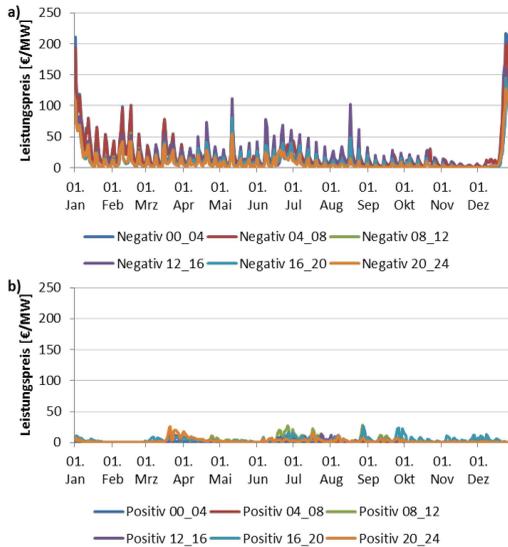


Abbildung 6-6: Vergleich des Jahresverlaufs der mittleren Leistungspreise negativer (a) und positiver MRL (b) in allen Zeitscheiben (Quelle: eigene Darstellung, Zahlen vom NRV).

Geht man von einem korrigierten, aber statischen Leistungspreis aus, liegen die jährlichen Leistungspreiserlöse von Szenario A, Variante I bei 1 042 €. Hätte ein Anbieter statt des statischen Preises an jedem einzelnen Tag zum dynamischen Tagesdurchschnittspreis (und nicht zum statischen Monatsdurchschnittspreis) dieselbe Leistung in denselben Zeitscheiben angeboten, hätten die Jahreserlöse 1 955 € betragen. Noch deutlicher wird dies in einer Angebotsvariante, in der negative MRL angeboten wird. In Szenario B, Variante II betragen die Leistungspreiserlöse bei statischen Leistungspreisen 9 585 € pro Jahr, bei dynamischen Preisen wären dagegen jährlich 19 941 € möglich gewesen, also eine Steigerung um ca. 108 %.

Diese Jahreserlöse zeigen die Bedeutung einer Bietstrategie mit dynamischen Preisen auf, da diese deutlich höhere Erlöse generieren kann, als es mit statischen Leistungspreisen möglich ist. Gleichfalls kann der Leistungspreis auch die Arbeitspreise beeinflussen, da durch häufigeren Ausschreibungserfolg auch die Anzahl möglicher Abrufe steigt, an denen in der Folge Arbeitspreiserlöse erzielt werden können. Die Auswertung hat gezeigt, dass speziell in positiver Richtung nur sehr geringe Leistungspreiserlöse erzielbar sind. Weil die Leistungspreiserlöse nahezu vernachlässigbar sind, sind viele Anbieter dazu übergegangen, zu einem Leistungspreis von 0 €/MW anzubieten und so sicherstellen, dass das Angebot erfolgreich ist und Arbeitspreiserlöse generiert werden können.

Ein Anbieter, der das Risiko eines Misserfolgs nicht scheut kann versuchen, die möglichen Leistungspreiserlöse zu erhöhen, indem er versucht, den Grenzleistungspreis des Folgetages zu prognostizieren. Insbesondere für die Leistungspreise negativer MRL deutet Abbildung 6-6 das Vorhandensein periodischer Muster an, die eine Prognose zulassen. Mehrere Prognosetechniken aus (Chapman 2006) wurden in der zu Grunde liegenden Masterarbeit getestet und untersucht wie sich die Jahreserlöse ändern, wenn diese Techniken bei der Wahl der Leistungspreise genutzt werden. Für die ausführlichen Ergebnisse dieser Untersuchung wird auf die Masterarbeit (Abschnitt 5.4.1, Seite 68 ff.) verwiesen. Tabelle 6-21 enthält ohne weitere Erläuterung eine Zusammenfassung der Ergebnisse.

Tabelle 6-21: Übersicht über die Erlöse und Ausschreibungserfolge bei unterschiedlichen Strategien der Leistungspreisbestimmung.

Methode	LPE [€/a]	APE [€/a]	GE [€/a]	Erfolge [1/a]	Abrufe [1/a]
Statisch, Demonstrationsszenario					
Absolut	18 029	115 280	133 309	2 239	1 663
Änderung	-	-	-	-	-
Adaptiv, $f = 0,2$					
Absolut	10 479	168 336	178 815	4 178	2 496
Änderung	-42 %	+46 %	+34 %	1 939	833
Exponentiell, $\beta = 0,5$					
Absolut	16 201	91 279	107 481	1 489	2 496
Änderung	-10 %	-20 %	-19 %	-750	-435
Mittelwert, $\alpha_1 = 0,6; \alpha_2 = 0,3; \alpha_3 = 0,1$					
Absolut	16 124	93 056	109 180	1 902	1 302
Änderung	-10 %	-19 %	-18 %	-337	-361

Einfluss von Richtung und Zeitscheibe

Zudem wird deutlich, dass mit negativer MRL höhere Leistungspreise erzielbar sind als mit positiver MRL. Im Demonstrationsszenario liegt der korrigierte Jahresleistungserlös bei 18 029 €. Aus negativer Richtung stammen 86 % dieser Erlöse, mehr als 51 % davon kommen aus den zwei Zeitscheiben NEG_00_08. Diese sind für negative MRL die profitabelsten Zeitscheiben, für positive MRL sind es mit ca. 10 % Beitrag zum Jahreserlös die unattraktivsten. Dies ist in Abbildung 6-7, Teil a) zu sehen. Die Primärachse zeigt die absoluten Jahresleistungserlöse pro Zeitscheibe, die Sekundärachse stellt dar, wieviel jede Zeitscheibe zum negativen bzw. positiven Leistungserlös beiträgt. Teil b) der Abbildung zeigt dieselben Informationen für die Arbeitspreiserlöse auf. Beim Arbeitspreiserlös sind in beiden Richtungen die Zeitscheiben 08_20 am attraktivsten. Rund 80 % der Arbeitspreiserlöse werden in diesen Zeitscheiben erreicht. Die Erlösmöglichkeiten in

den übrigen Zeitscheiben liegen teilweise nur leicht, teilweise aber auch sehr deutlich unterhalb des Niveaus, das tagsüber vorgefunden wird.

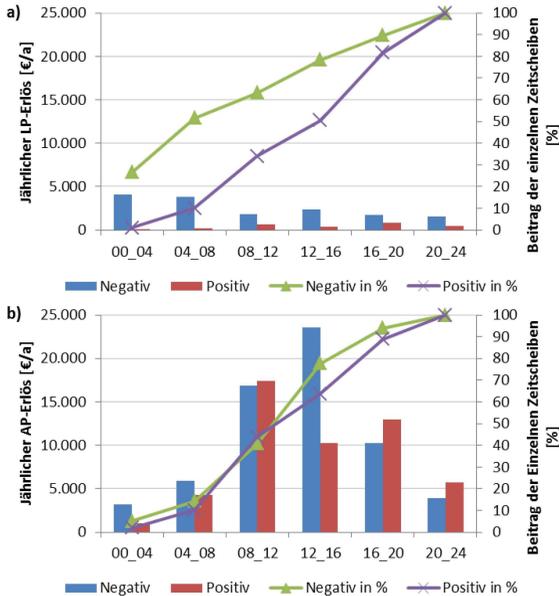


Abbildung 6-7: Verteilung der jährlichen, korrigierten Leistungspreiserlöse (a) und Arbeitspreiserlöse (b) auf Richtung und Zeitscheiben. Es liegt das Demonstrationsszenario zu Grunde (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung).

Die durchschnittlichen Arbeitspreise aller erfolgreichen Angebote sind in der zweiten Jahreshälfte insgesamt etwas höher als in den ersten zwei Quartalen. Die negativen Arbeitspreise sind fast immer höher als die positiven. Die positiven Arbeitspreise sind vor allem in der Zeitscheibe 00_04 oft unterdurchschnittlich (der Jahresmittelwert der Zeitscheibe 00_04 liegt bei 315 €/MWh. Zum Vergleich: der Jahresmittelwert in der Zeitscheibe 16_20 ist 720 €/MWh). Dieser Umstand schlägt sich in den geringen Erlösmöglichkeiten dieser Zeitscheibe nieder (vgl. Abbildung 6-7).

6.3 Vergleich mit der recherchierten Literatur

Generelle Einschätzung

Viele der Beobachtungen und Schlussfolgerungen aus den in Kapitel 4 vorgestellten Untersuchungen konnten auch in dieser Arbeit in qualitativ und quantitativ ähnlicher Weise vorgefunden bzw. gezogen werden. Generell scheint die Vergleichbarkeit von Arbeiten zum Thema Regelleistungsbereitstellung dennoch zumindest schwierig zu sein, da die zu Grunde liegenden Marktmechanismen laufenden Veränderungsprozessen unterworfen

sind und sich wesentliche Rahmenbedingungen ändern können. Dies ist in der Vergangenheit mehrfach geschehen, beispielsweise durch die Bildung des Netzregelverbundes, die Neuregelungen bei der Regelleistungsbeschaffung (Mindestgebot, Ausschreibungsdauer usw.) und gesetzliche Vorgaben. Annahmen und Schlussfolgerungen früherer Arbeiten können daher u. U. nicht mehr herangezogen werden, um die gegenwärtige Situation zu bewerten. Dies ist im Einzelfall bei jeder recherchierten Quelle zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist eine aussagekräftige Vergleichbarkeit nur gegeben, wenn eindeutig klar ist, auf welche Richtungen, Zeitscheiben oder Tarife, Marktsegmente, Angebotshöhe und Zeiträume sich Preisangaben und Erlösberechnungen beziehen. Eine gängige Bezugsgröße in der Literatur ist ein Angebot von 1 MW in allen zwölf Zeitscheiben für das ganze Jahr. Dieses Angebot ist in der vorliegenden Arbeit durch das Demonstrationsszenario (Szenario D) abgebildet.

Entwicklungstendenzen

Alle in Kapitel 4 dargestellten Quellen kommen zu dem Schluss, dass Minutenreserve zwar selten abgerufen wird und die Abrufgrade niedrig sind, dieses Marktsegment aber aus technischen Gründen am ehesten für Kleinanbieter in Frage kommt. Der Verfall der Leistungspreise und die sinkende Rentabilität durch die Vorhaltung von positiver MRL werden in mehreren Untersuchungen erkannt. Die Zeitscheiben NEG_00_08 bzw. POS_08_20 wurden als die attraktivsten Zeitscheiben identifiziert. Dies konnte soweit auch in dieser Arbeit festgestellt werden.

Auch wenn qualitativ ähnliche Umstände gefunden wurden, weichen die Zahlenwerte teilweise erheblich ab. In der am längsten zurückliegenden Datenbasis aus (Growitsch et al. 2010) liegen die Leistungspreise negativer MRL im Schnitt bei 10,69 €/MW, die von positiver bei 21,39 €/MW. Unterstellt man ein Angebot von 1 MW in allen Zeitscheiben zu diesen Preisen an 365 Tagen im Jahr, hätten die Erlöse 70 266 €/a betragen und wären 33:67 auf die negative bzw. positive Richtung verteilt gewesen. Die entsprechenden Werte, die in der vorliegenden Arbeit ermittelt wurden, sind 15,40 €/MW für negative MRL und 2,11 €/MW für positive MRL. Dies führt ceteris paribus zu Erlösen von 38 346 €/a¹⁹, die 88:12 verteilt sind²⁰. Dies bestätigt den in (Steck et al. 2012, S. 70) erwähnten Verfall der positiven Leistungspreise seit 2007. Die negativen Leistungspreise bzw. -erlöse sind heute auf einem ähnlichen Niveau wie zwischen 2007 und 2011. Hier setzte ab 2008 ein

¹⁹ Tatsächlich betragen die Erlöse 18 029 €/a. Der genannte Wert von 38 346 €/a kommt nur zustande, wenn man unterstellt, dass jede Ausschreibung zu den genannten Preisen erfolgreich wäre. Dies ist aber nicht der Fall, wie ein Vergleich mit den realen Grenzleistungspreisen zeigt.

²⁰ Die in (Growitsch et al. 2010) dokumentierte 33:67 Verteilung bei den Leistungspreiserlösen hat sich laut den eigenen Berechnungen also mehr als ins Gegenteil verkehrt.

Wandel dahingehend ein, dass die Leistungspreise und Erlöse negativer MRL höher sind. Dieser hält offenbar bis heute an. Zudem sind die negativen Erlöse deutlich gleichmäßiger auf die sechs Zeitscheiben verteilt. Im Jahr 2008 trugen nur die Zeitscheiben 00_08 ca. 90 % zum negativen Erlös bei. Heute liegt ihr Beitrag bei vergleichsweise niedrigen 52 %.

Die Abrufhäufigkeit und Regelleistungsvorhaltung sind insgesamt rückläufig. Im ältesten Datensatz aus (Growitsch et al. 2010) sind 3 898 negative und 2 116 positive MRL-Abrufe pro Jahr sowie eine durchschnittliche positive Reservevorhaltung von 3 300 MW aufgeführt. Gegenüber den ermittelten Werten von 2013 ist dies ein Rückgang um 66 % bzw. 40 % bei der Abrufhäufigkeit und 28 % bei der positiven Vorhaltung. Die negative Vorhaltung ist demgegenüber um 27 % gestiegen. Dies ist insgesamt plausibel, da der Zweck der Bildung des Netzregelverbundes und die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns ja unter anderem eine Effizienzsteigerung in der Energieversorgung war. Diese scheint damit trotz der schwieriger werdenden Rahmenbedingungen (Prognosefehler der gesteigerten Wind- und Solarleistungseinspeisung) erkennbar zu sein.

Fokussierung auf Leistungspreiserlöse

Alle in Kapitel 4 vorgestellten Arbeiten befassen sich intensiv mit den Leistungspreisen und den möglichen Erlösen aus der Leistungsvorhaltung. Arbeitspreise und beobachtbare Trends werden in einigen Untersuchungen nur kurz angerissen. Es konnte keine Arbeit recherchiert werden, in der die möglichen Arbeitspreiserlöse konkret ermittelt werden. In (Merten et al. 2014, S. 171) wird z. B. argumentiert, dass diese aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit vernachlässigbar seien und nicht untersucht werden. In (Steck et al. 2012, S. 71, 73) werden durchschnittliche Arbeitspreise im Betrachtungszeitraum 2007 bis 2011 genannt, jedoch nicht nach Zeitscheibe differenziert. Insgesamt sind die Arbeitspreise beider Richtungen deutlich gestiegen. Im Jahr 2007 lagen die negativen Arbeitspreise durchschnittlich bei 2,44 €/MWh, die positiven bei 158,62 €/MWh. Dagegen liegen die Preise 2014 bei 828,10 €/MWh bzw. 577,91 €/MWh. Die Tatsache, dass mögliche Arbeitspreiserlöse bisher kaum untersucht wurden ist bemerkenswert, angesichts dessen, dass die Leistungspreiserlöse vor allem bei positiver MRL inzwischen ebenfalls sehr gering sind.

6.4 Zusammenfassung Kapitel 6

In diesem Kapitel wurden die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Regelleistung untersucht und konkret auf Grundlage der Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2014 berechnet. Die möglichen Erlöse wurden für ein konkretes Fallbeispiel untersucht. Dazu wurden mehrere Angebotsszenarien entwickelt, die für das betreffende Unternehmen unter technischen und organisatorischen Aspekten realisierbar sein können.

Vereinfachende Annahmen bezüglich der Präqualifikation und der Flexibilität der Produktionsprozesse in diesem Unternehmen sind getroffen worden. Es wurden zwei Szenarien mit je drei Varianten für ein Angebot von Minutenreserve definiert. Die Szenarien und Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Richtung und Zeitscheiben bzw. Tarife, zu denen die Regelleistung angeboten werden kann. Für MRL liegen die Gesamterlöse je nach Szenario und Variante zwischen 12 778 € (Szenario A-II) und 65 039 € (Szenario B-III). Unter anderem wurde festgestellt, dass mit negativer MRL höhere Erlöse realisierbar sind als mit positiver MRL und dass insbesondere die Möglichkeiten, bereits an der Leistungsvorhaltung zu verdienen, für negative MRL attraktiver sind. Bei positiver MRL sind nur sehr geringe Leistungspreiserlöse erzielbar. Zudem konnte ermittelt werden, dass bei einer Lastverschiebung in den Produktionsprozessen zur Erschließung von zwei weiteren Zeitscheiben bis zu 23 525 € pro Jahr an Mehrerlösen realisierbar sind. Die Ergebnisse der Angebotsszenarien für MRL (die Szenarien A, B und D) sind in Tabelle 6-22 zusammengefasst.

Als wesentlich für den finanziellen Erfolg wurde die Bietstrategie des Anbieters identifiziert, da über diese die geforderten Leistungs- und Arbeitspreise gestaltet werden können. Werden diese als statisch angenommen, was in der Berechnung der Fall ist, entgehen einem Anbieter potentiell höhere Erlöse. Mehrere Varianten zur Preisbestimmung wurden untersucht und dabei festgestellt, dass eine adaptive Strategie, in der die Preise auf dem Vortages-GLP basieren, erhebliche MRL-Erlössteigerungen von bis zu 36 % gegenüber der statischen Vorgehensweise ermöglicht. Die Bedeutung des Bietverhaltens ist auch den Marktteilnehmern bewusst geworden, was daran erkennbar ist, dass die Gestaltung von Bietstrategien zu den Betriebsgeheimnissen der Anbieter zählt (Reeg et al. 2013, S. 162).

Kapitel 6: Ergebnisse der Erlösbestimmung in einem Fallbeispiel

Tabelle 6-22: Ergebnisse aller Szenarien und Varianten und Vergleich der Erlöse bei einer adaptiven Bietstrategie.

Szenario A										
Richtung Zeitscheibe	Variante I			Variante II			Variante III			Einheit
	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	
AP-Erlös	0	27.694	27.694	7.058	0	7.058	7.058	27.694	34.752	€/a
LP-Erlös	0	1.042	1.042	5.720	0	5.720	5.720	1.042	6.762	€/a
Summe	0	28.736	28.736	12.778	0	12.778	12.778	28.736	41.513	€/a
Prozentual										
AP-Erlös	0	100	96	100	0	55	20	80	84	%
LP-Erlös	0	100	4	100	0	45	85	15	16	%
Summe	0	100	100	100	0	100	31	69	100	%
Abrufe und Zuschläge										
Genutzte Abrufe	0	393	393	141	0	141	141	393	534	1/a
Zuschläge	0	385	385	361	0	361	361	385	746	1/a
Erlös pro Abruf	0	70	70	50	0	50	50	70	65	€
Szenario B										
Richtung Zeitscheibe	Variante I			Variante II			Variante III			Einheit
	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	
AP-Erlös	0	40.670	40.670	12.942	0	12.942	12.942	40.670	53.612	€/a
LP-Erlös	0	1.842	1.842	9.585	0	9.585	9.585	1.842	11.427	€/a
Summe	0	42.511	42.511	22.527	0	22.527	22.527	42.511	65.039	€/a
Prozentual										
AP-Erlös	0	100	96	100	0	57	24	76	82	%
LP-Erlös	0	100	4	100	0	43	84	16	18	%
Summe	0	100	100	100	0	100	35	65	100	%
Abrufe und Zuschläge										
Genutzte Abrufe	0	575	575	254	0	254	254	575	829	1/a
Zuschläge	0	594	594	543	0	543	543	594	1.137	1/a
Erlös pro Abruf	0	71	71	51	0	51	51	71	65	€
Szenario D										
Richtung Zeitscheibe							Variante I			Einheit
							Negativ 00_24	Positiv 00_24	Gesamt 00_24	
AP-Erlös							63.578	51.703	115.281	€/a
LP-Erlös							15.455	2.574	18.029	€/a
Summe							79.033	54.277	133.310	€/a
Prozentual										
AP-Erlös							55	45	86	%
LP-Erlös							86	14	14	%
Summe							59	41	100	%
Abrufe und Zuschläge										
Genutzte Abrufe							876	787	1.663	1/a
Zuschläge							1.002	1.237	2.239	1/a
Erlös pro Abruf							73	66	69	€

Kapitel 7

Erlösbegrenzende Faktoren in der Praxis

In Kapitel 6 wurden die Erlösmöglichkeiten für denkbare Einsatzszenarien in einem realen Fallbeispiel berechnet. Die zuvor getroffenen Annahmen der Rahmenbedingungen stellen jedoch eine Vereinfachung dar, die einige der Aspekte und Anforderungen der Regelleistungsbereitstellung entweder als erfüllt ansieht oder diese ignoriert. Die Möglichkeiten, das ermittelte Erlöspotential vollständig auszuschöpfen, werden durch die realen Begebenheiten der verfügbaren Technischen Einheiten und durch die Arbeitsorganisation in einem anbietenden Unternehmen begrenzt. Ein weiterer Aspekt betrifft die durch das Regelleistungsangebot verursachten Kosten für den Anbieter. Diese technischen, organisatorischen und finanziellen Aspekte werden in diesem Kapitel betrachtet. Die Ausführungen beziehen sich weiterhin auf das Fallbeispiel und die dortigen Begebenheiten.

7.1 Präqualifikationsverfahren

Für die unterschiedlichen Regelleistungsprodukte sind in Abschnitt 2.2.3 mehrere technische Anforderungen genannt worden. Ein Anlagenbetreiber, der eine potentiell geeignete Anlage zur Erbringung von Regelleistung zur Verfügung stellen möchte, muss zuvor nachweisen, dass diese Anlage den besagten Kriterien in vollem Umfang entspricht. Die Eignung wird im sogenannten Präqualifikationsverfahren festgestellt. Dieses muss erfolgreich durchlaufen werden, bevor ein rechtsgültiger Vertrag zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB zustande kommen kann. Das Präqualifikationsverfahren überprüft neben der technischen Leistungsfähigkeit der liefernden Technischen Einheit(en) auch die organisatorischen, d. h. leittechnischen Kompetenzen des Betreibers sowie dessen Kommunikationskonzepte. Die Ausführungen der folgenden Abschnitte beziehen sich auf die Präqualifikation für Minutenreserveleistung, die in Anhang D 3 des TransmissionCode beschrieben ist (VDN 2007). Die Erbringung von Sekundärregelleistung ist technisch deutlich anspruchsvoller, was sich im Umfang der Präqualifikationsanforderungen widerspiegelt. Auf eine Schilderung der SRL-Präqualifikation wird daher verzichtet.

7.1.1 Allgemeine Informationen

Ein Anlagenbetreiber kann grundsätzlich Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung anbieten, muss sich aber für jedes Marktsegment gesondert qualifizieren. Der Nachweis einer erfolgreichen Präqualifikation ist dem ÜNB zu erbringen, in dessen Regelzone die Anlage angeschlossen ist. Anschließend kann der Anbieter mit dem Anschluss-ÜNB einen

Rahmenvertrag abschließen. Die erforderlichen Unterlagen stellen die ÜNB auf ihren jeweiligen Internet-Präsenzen zur Verfügung. Die Durchführung des Präqualifikationsverfahrens nimmt laut Angaben der ÜNB mindestens zwei Monate in Anspruch²¹. Die anfallenden Kosten trägt der Anbieter. Eine erfolgreiche Präqualifikation ist unbegrenzt gültig, es sei denn, dass sich wesentliche Rahmenbedingungen zur Bereitstellung der Leistung seitens des Anbieters ändern. In diesem Fall ist die Qualifikation u. U. erneut nachzuweisen. Der ÜNB kann den Rahmenvertrag mit dem Anbieter aufkündigen, wenn dieser seinen Lieferpflichten nicht nachkommt.

7.1.2 Technische Aspekte

Der technische Standard, gegen den die Eignung einer Anlage überprüft wird, ist in den ‚Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber‘ (kurz Gridcode oder TransmissionCode 2007) hinterlegt. Dieser ging aus dem UCTE Operations Handbook (UCTE-OH) hervor und beschreibt alle technischen und organisatorischen Kriterien, die zu erfüllen sind. Insbesondere ist die ordnungsgemäße Erbringung der MRL in vollem Umfang entsprechend des Angebots innerhalb der zulässigen Anfahrzeit nachzuweisen. Dazu werden zwei betriebliche Lastzyklen in kurzer Abfolge durchlaufen. Abbildung 7-1 zeigt ein beispielhaftes Lastprofil solcher Zyklen.

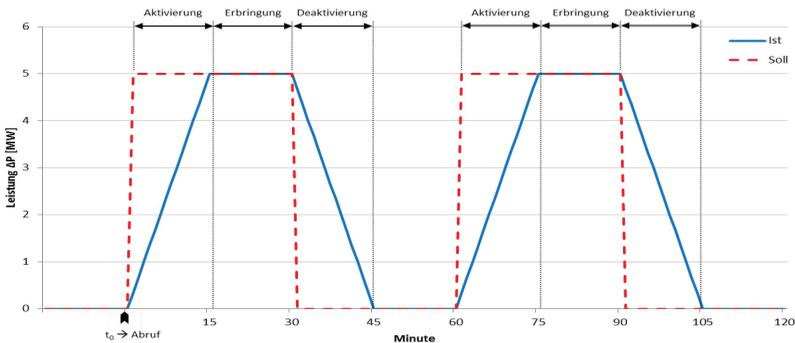


Abbildung 7-1: Betriebliche Lastzyklen einer Technischen Einheit zur MRL-Bereitstellung (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an NRV 2015).

Wenn die MRL telefonisch angefordert wird (bei t_0 in Abbildung 7-1), beginnt die Aktivierung. Innerhalb von 15 Minuten (vgl. Abschnitt 2.3.2) muss die abgerufene Leistung vollständig mobilisiert sein. Die Leistung wird für weitere 15 Minuten auf konstantem Angebotsniveau gehalten, bis der Abruf beendet ist. Das Zurückfahren der Leistung auf $P(t_0)$

²¹ Eine SRL-Präqualifikation kann je nach Komplexität der Einbindung der Technischen Einheit in die Leistungs-Frequenz-Regelung mehr Zeit in Anspruch nehmen.

muss ebenfalls innerhalb von 15 Minuten erfolgen. Der Anbieter muss nicht nur nachweisen, dass er Minutenreserve zu den genannten Bedingungen erbringen kann, sondern ggf. auch, dass er dies wirklich getan hat, falls es zu einem Abruf kommt. Den Nachweis kann der Anschluss-ÜNB nachträglich innerhalb von zehn Arbeitstagen anfordern. Zusätzlich erwartet der Anschluss-ÜNB 100 % Arbeits- und Zeitverfügbarkeit der Technischen Einheit.

7.1.3 Informations- und kommunikationstechnologische Aspekte

Ein Anbieter von Regelleistung muss sowohl mit seinen eigenen Technischen Einheiten wie auch mit dem Anschluss-ÜNB stets kommunizieren können. Dafür sind geeignete IKT-Konzepte zu erarbeiten und dem ÜNB nachzuweisen. Viele Aspekte gibt der ÜNB direkt vor, z. B. das zwingende Vorhandensein einer Online-Verbindung zwischen Anlage und ÜNB, die den Anlagenzustand und die Ist-Leistung überträgt oder die Einrichtung einer einzigen zentralen Kontaktstelle mit 24-stündiger Erreichbarkeit für jegliche eventuelle Rücksprache zwischen ÜNB und Anbieter. Die Kommunikation selbst erfolgt telefonisch und ergänzend schriftlich per E-Mail. Speziell die Informationskanäle für Fahrplankmeldungen sind zwecks Ausfallsicherheit redundant anzulegen. Ferner ist die Technische Einheit einem Bilanzkreis zuzuordnen und der zuständige BKV in Kenntnis zu setzen. Die Abwicklungssprache der MRL-Bereitstellung und aller begleitenden Prozesse ist deutsch.

7.1.4 Pooling von Anlagen

Für die Erbringung von Primärregelleistung gilt eine Mindestangebotsmenge von 1 MW, bei Sekundär- und Minutenreserveleistung liegt das Mindestangebot bei 5 MW (siehe Abschnitt 2.2.3). Für Kleinverbraucher stellt dies eine erhebliche Markteintrittshürde dar, weil nur wenige Einzelanlagen eine derart hohe installierte Leistung aufweisen. Der Schlüssel ist das Prinzip des Virtuellen Kraftwerks, durch das sich Kleinanlagen zusammenschalten lassen, bis eine ausreichende Leistung aggregiert ist. Der Verbund von Kleinanlagen kann dann wie ein Großverbraucher betrieben werden. Dies wird als Pooling bezeichnet.

Beim Pooling von Anlagen kommt es zu Änderungen der technischen und organisatorischen Vorgaben, die das Verhältnis zwischen Anbieter und Anschluss-ÜNB des Anlagenpools regeln. So muss z. B. keine dauerhafte Online-Verbindung zwischen jeder Einzelanlage und dem ÜNB existieren, sofern die Nennleistung der Anlage kleiner ist als 30 MW. Die Erbringung und fahrplantechnische Abwicklung von MRL muss trotzdem erfolgen, wie in Abschnitt 7.1.2 beschrieben. Die Leitwarte des MRL-Pools muss dazu in der Lage sein, alle einzelnen Technischen Einheiten zu koordinieren und zu steuern. Dazu sind geeignete Kommunikationskonzepte zu entwickeln, einzurichten und dem ÜNB gegenüber nachzuweisen.

7.2 Optimierung der Arbeitsorganisation

Bereits die Einsatzszenarien B und C und ihre Varianten haben verdeutlicht, dass Eingriffe in die Betriebsprozesse nützlich oder sogar zwingend nötig sein können, um Regelleistung überhaupt anzubieten bzw. größere Erlösmöglichkeiten zu erschließen. In dem Fall, dass die angebotene, positive Leistung abgerufen wird, kann es zu mehr oder weniger schwerwiegenden Rückwirkungen auf die Produktionsprozesse der liefernden Anlage sowie auf nachgeschaltete Prozesse kommen. Das hängt vor allem davon ab, ob der Prozess komplett abgeschaltet wird oder vorübergehend bei verringerter Leistung fortgeführt werden kann. MRL wird häufig blockweise über mehrere Lieferviertelstunden hinweg angefordert, so dass sich dadurch lange Maschinenstillstandzeiten ergeben, in denen nicht produziert, aber trotzdem Personal bezahlt wird.

Da der Anbieter nicht mit ausreichend langem Planungshorizont wissen kann, ob und ggf. wann ein Abruf erfolgt, ist es auch nicht praktikabel z. B. einen Bereitschaftsdienst für diese Aufgabe abzustellen. Erschwerend kommt hinzu, dass ein Verbraucher, der im Rahmen der Bereitstellung von negativer Regelleistung eingeschaltet wird, mit dem gelieferten Strom eine sinnvolle Tätigkeit verrichten²² muss. Denkbar wären z. B. ein ferngesteuertes nächtliches Aufheizen des energieintensiven Gießereiequipments und ein Aufrechterhalten dieses Prozesses bis zum Beginn der Arbeitsschicht. In welchem Maße die Erlöspotentiale gehoben werden können, hängt folglich stark von der vorhandenen organisatorischen Flexibilität und den Automatisierungsmöglichkeiten in einem Unternehmen ab und davon, wie die MRL-Bereitstellung in die Betriebsprozesse integriert werden kann.

7.3 Kostenfaktoren durch die Bereitstellung von Regelleistung

Die anfallenden Kosten, um ein potentielles Regelleistungsangebot nutzbar zu machen, lassen sich in Investitionskosten, Aktivierungskosten und sonstige variable Kosten aufteilen. Anfängliche Investitionskosten treten typischerweise einmalig auf, während die Aktivierungskosten bei jedem Regelleistungsabruf anfallen. Zu sonstigen laufenden Kosten kommt es unabhängig davon, ob Regelleistung abgerufen wird, sondern durch den administrativen Aufwand aufgrund der laufenden Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

²² Laut § 1, Abs. 1 EnWG soll die Elektrizitätsversorgung unter anderem effizient und umweltverträglich sein. Beides wäre nicht gegeben, wenn überschüssige Energie nicht zweckdienlich genutzt wird.

7.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten kommen vor allem durch die erforderliche Hard- und Software zum Regeln der Technischen Einheiten zustande. Dies beinhaltet die Beschaffung von Steuerungs- und Messelektronik sowie intelligenten Stromzählern und einem zentralen Leitstand. Zudem müssen alle Komponenten installiert und z. B. über eine DSL-Verbindung vernetzt werden. Wenn die Regelleistung durch Pooling mehrere Einzelanlagen bereitgestellt werden soll, muss auch für jede einzelne Anlage eine Steuereinheit beschafft werden. Die Kosten steigen folglich mit jeder Technischen Einheit, auch wenn davon ausgegangen wird (z. B. in Klobasa et al. 2011), dass es bei Mehrfachinstallationen zu Skaleneffekten kommt und die Gesamtkosten nicht linear mit jeder Technischen Einheit steigen. Bei Anlagen, die durch eine Steuerungssoftware betrieben werden, kann eine Anpassung dieser Software nötig sein. Die Hardwarekosten für verschiedene Industriebranchen wurden abgeschätzt oder an realisierten Fallbeispielen konkret ermittelt. Tabelle 7-1 fasst diese zusammen.

Tabelle 7-1: Geschätzte Investitionskosten der ersten Anbindung einer Anlage in unterschiedlichen Branchen (Quelle: Klobasa et al. 2011, S. 116 ff.).

Anwendung	Investitionskosten in €	
	Erste Anbindung	Kosten bei 1-10 Anlagen
Wasserwerke	DSL: 7 018,5	5 621,0
	UMTS: 7 887,0	6 487,0
Gartenbau	6 771,0	5 356,0
	7 272,0	5 872,0
Kühlhäuser	8 366,0	6 951,0
	9 017,0	7 617,0
Recycling	12 057,0	9 042,0
	12 708,0	9 708,0

In diesen Kosten sind alle Komponenten enthalten, die im jeweiligen Fallbeispiel zu einer Branche erforderlich sind, inklusive Installation, Inbetriebnahme und Software-Entwicklung. Ein weiterer Punkt bei den Investitionskosten sind die Kosten für das Präqualifikationsverfahren. Es konnten keine konkreten Zahlen recherchiert werden, aber die Dauer zur Durchführung von mindestens zwei Monaten deutet bereits an, dass diese nicht vernachlässigbar sind.

7.3.2 Aktivierungskosten

Kosten, die mit jedem einzelnen Abruf der Regelleistung entstehen, werden Aktivierungskosten genannt. Der offensichtlichste Kostenfaktor durch Abrufe von positiver Regelleistung ist, dass der betreffende Verbraucher für die Abrufdauer abgeschaltet wird und daher nicht produziert oder zumindest nur noch in einem Teillastbetrieb läuft. Mögliche Folgen sind Minderung der Produktionsmenge, geringere Verkaufserlöse, Rückkopplungen auf

Folgeprozesse, höhere Durchlaufzeiten und sinkende Liefertreue. Vereinfacht betrachtet steht der Anbieter vor der Entscheidung, entweder Regelleistung anzubieten oder sein Gut zu produzieren. Mit beidem kann er einen bestimmten Erlös erzielen. Entscheidet er sich für das eine, entgehen ihm die Erlöse der Alternative. Dies sind Opportunitätskosten. Die Frage ist, welche Alternative höhere Erlöse generiert bzw. niedrigere Opportunitätskosten verursacht. Hier wird offensichtlich, dass der für Regelenergie geforderte Arbeitspreis mindestens so hoch sein muss wie der Beitrag zur Wertschöpfung der bereitstellenden Anlage in derselben Zeit. Dies kann ein Anbieter als erste, grobe Abschätzung der Realisierungsmöglichkeiten nutzen. Aus Maschinendurchsatz und spezifischem Verkaufspreis des Gutes lassen sich der stündliche Produktionserlös und damit die absolute Untergrenze des zu fordernden Arbeitspreises überschlägig bestimmen. Im Vergleich mit den durchschnittlichen Arbeitspreisen kann dann schnell abgeschätzt werden, ob dieser Preis wettbewerbsfähig ist oder nicht. Der Umfang zusätzlich anfallender Personalkosten hängt von den genauen Einsatzszenarien der MRL-Bereitstellung ab, insbesondere wenn zur Realisierung des Angebots in negativer Richtung Personal zur Nachtschicht nötig ist.

7.3.3 Weitere variable Kosten

Der administrative Aufwand durch die Teilnahme am Markt für Regelleistung besteht darin, dass der Anbieter zuerst entweder einen eigenen Bilanzkreis aufbauen und bewirtschaften muss oder sich alternativ in einen bereits existierenden Bilanzkreis einkauft, spricht, einen Dienstleister damit beauftragt, Energie- und Geldflüsse zu verwalten, Fahrpläne zu erstellen und mit dem ÜNB zu kommunizieren. Die tatsächliche Marktteilnahme, in Form von Angebotsabgabe und Verfolgen der Ausschreibungsergebnisse, muss ebenfalls laufend abgewickelt werden. Speziell wenn eine adaptive Bietstrategie mit häufig wechselnden Preisen zum Einsatz kommt, muss laufend das aktualisierte Angebot fristgerecht platziert werden. Wenn ein externer Dienstleister mit diesen Aufgaben betraut wird, sind die typischen Geschäftsmodelle meist so aufgebaut, dass die Erlöse, die der Anbieter mit seinen Technischen Einheiten erzielt, zwischen ihm und dem Dienstleister in einem zu verhandelnden Verhältnis aufgeteilt werden. Zudem kann der Dienstleister einen Teil der Investitionskosten übernehmen, indem er z. B. seine eigene, standardisierte Leittechnik zur Verfügung stellt. Dies wird dann ggf. mit zukünftig erwirtschafteten Erlösen verrechnet (Mertens et al. 2014, S. 49). Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten an der Mess- und Steuerelektronik anfallen. Eine DSL- oder UMTS-Verbindung zur Kommunikation mit der oder den Technischen Einheiten verursacht ebenfalls monatliche Folgekosten.

7.4 Zusammenfassung Kapitel 7

Die Möglichkeiten, theoretische Erlöspotentiale durch die Bereitstellung von SRL oder MRL zu heben, werden durch reale, nicht-finanzielle Rahmenbedingungen des Anbieters mitbestimmt. Es existieren mehrere Markteintrittshürden, die je nach Anwendungsfall unterschiedlich schwer zu überwinden sind. Dazu zählen vor allem die zu erbringende Mindestleistung und die Einhaltung der An- und Abfahrzeit. Ersteres lässt sich prinzipiell durch Anlagenpooling nach dem Vorbild virtueller Kraftwerke lösen. Durch die geforderten Leistungsgradienten von SRL und MRL sind nur entsprechend flexible Verbraucher zur Leistungsbereitstellung geeignet. Die Erfüllung dieser und weiterer technischer, organisatorischer und informationstechnologischer Anforderungen wird im Präqualifikationsverfahren überprüft.

Die denkbaren Einsatzszenarien eines SRL/MRL-Angebots müssen in der Praxis tatsächlich umsetzbar sein. Dies ist eine Frage der Arbeitsorganisation des anbietenden Unternehmens und den Möglichkeiten, diese so zu gestalten, dass technisch machbare Regelleistungsangebote auch organisatorisch funktionieren. Dies betrifft z. B. das Vorhandensein von Personal in den Angebotszeiten negativer Regelenenergie oder die Einrichtung einer Automatisierung von Prozessen.

Um Regelleistung anbieten zu können, muss ein Unternehmen eine Reihe von Anfangsinvestitionen tätigen. Dazu gehören neben dem angesprochenen Präqualifikationsverfahren vor allem die gesamte erforderliche Hard- und Software, der Aufbau robuster Datenverbindungen und die Einrichtung einer zentralen Leitwarte, die auch als Kontaktstelle für den Übertragungsnetzbetreiber dient und rund um die Uhr besetzt sein muss. Zusätzlich entstehen laufende Kosten durch die Administration, Wartung und Personal (z. B. für den 24-Stunden Betrieb der erwähnten Leitwarte). Diese Kosten fallen bereits an, bevor die erste Megawattstunde Regelenenergie geliefert und vergütet wurde und völlig unabhängig davon, ob dies überhaupt geschieht. Wenn die (positive) Leistung tatsächlich abgerufen wird, entstehen vor allem Opportunitätskosten, weil Verbraucher vorübergehend stillstehen. Diese müssen durch die erzielten Arbeitspreise mindestens kompensiert werden.

Kapitel 8

Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

Zusammenfassung

Der Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland wird in den kommenden Jahrzehnten gravierende Änderungen in der Produktion, in der Verteilung und beim Verbrauch von elektrischem Strom bewirken. Der Paradigmenwechsel von Kohle- und Kernkraftwerken hin zu erneuerbaren Energieerzeugern wird insbesondere auch die Betreiber der Stromnetze vor größere Herausforderungen stellen. Steigende Penetrationsraten dargebotsabhängiger Erzeuger wie Wind- und Solarenergieanlagen werden den Bedarf an Flexibilität zur Stabilisierung der Netzfrequenz deutlich ansteigen lassen. Die Erzeugungskapazitäten der traditionellen Erbringer der Systemdienstleistung Frequenzhaltung (z. B. hochflexible Gaskraftwerke) sinken aufgrund niedriger Rentabilität. Deshalb sind alternative Lösungen zur Angleichung von Stromeinspeisung und -entnahme erforderlich. Neben einer Verbesserung der Prognosegüte der Erzeugung fluktuierender Energieerzeuger wird eine generelle Flexibilisierung der Akteure und Komponenten im Stromnetz angestrebt. Dies betrifft auch die Nutzung von flexiblen Stromverbrauchern, die je nach Versorgungslage ihre Leistung regulieren und so zum Lastausgleich beitragen. Diese Form der nachfrageseitigen Bereitstellung von Regelleistung steht in Konkurrenz zu alternativen Optionen, z. B. zu den unterschiedlichen Speichertechnologien oder zu Flexibilisierungsmaßnahmen an konventionellen Kraftwerken. In welchem Maße eine bestimmte Flexibilitätsoption konkret erforderlich sein wird, ist zurzeit unklar. Dies hängt von vielen Einflussgrößen ab, z. B. der Zusammensetzung des regenerativen bzw. konventionellen Kraftwerkparks, der Größe des Netzregelverbundes und dem Vorhandensein der Konkurrenzprodukte (DIW 2015, S. 199).

In dieser Arbeit wurden die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Regelleistung durch industrielle Verbraucher in Klein- und mittelständischen Unternehmen auf Basis von Ex-post Ausschreibungsergebnissen des Jahres 2014 untersucht. Es wurden die Marktsegmente Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung betrachtet. Die Abrufcharakteristik dieser Produkte wurde detailliert analysiert, ebenso die durchschnittlichen Preise, die für Reservevorhaltung und Abrufe an die Anbieter von Regelleistung bezahlt wurden. Bei der Analyse wurde zwischen positiver und negativer Leistung und zwischen den einzelnen Zeitscheiben bzw. Tarifen differenziert. Auf Grundlage eines realen Unternehmens und den dortigen Begebenheiten wurden mehrere realistisch denkbare Szenarien defi-

niert, wie dieses Unternehmen SRL bzw. MRL vermarkten kann. Dazu wurden mehrere vereinfachende Annahmen getroffen und technische Restriktionen als erfüllt angesehen. Die betrifft vor allem den Leistungshub und den Lastgradienten der liefernden Technischen Einheit des Unternehmens. Außerdem wurde angenommen, dass eine zeitliche Verschiebung der Produktionsprozesse in dem Unternehmen möglich ist, so dass ein größerer Zeitraum für Regelleistungsangebote zur Verfügung steht.

Die jährlichen Erlöse wurden in den Szenarien und ihren Untervarianten berechnet und dabei die Leistungspreis- bzw. Arbeitspreiserlöse durch die Regelleistungsbereitstellung voneinander getrennt. Die Berechnung erfolgt in einer Excel-Arbeitsmappe, in der beliebige Angebote konfiguriert werden können. In der Arbeitsmappe sind alle Einflussgrößen, die auf die Ergebnisse einwirken, nach Tag und Zeitscheibe aufgelöst enthalten. Die Berechnung und Darstellung der Ergebnisse erfolgt automatisch. Es wird für jeden einzelnen Tag überprüft, ob der Ausschreibungszuschlag erteilt worden wäre und wie viele Abrufe ggf. möglich gewesen wären. Im Vergleich zu einer Vorgehensweise mit durchschnittlichen Monatswerten werden durch die tagesscharfe Berechnung realistischere Ergebnisse erzielt. Für MRL liegen die Leistungspreiserlöse je nach gewähltem Szenario und Variante zwischen 1 042 €/a (Szenario A-I, 1 MW positive MRL von 08:00 bis 16:00 Uhr) und 11 427 €/a (Szenario B-III, 1 MW positive MRL von 08:00 bis 20:00 Uhr sowie 1 MW negative MRL von 20:00 bis 08:00 Uhr). Die Arbeitspreiserlöse liegen zwischen 7 058 €/a (Szenario A-II) und 53 612 €/a (Szenario B-III) pro Jahr für MRL.

Der Ausschreibungserfolg eines Anbieters hängt u. A. vom Verhalten anderer Anbieter und vom ausgeschriebenen Reservebedarf ab. Mit der eigenen Bietstrategie kann ein Anbieter auf diese Einflüsse reagieren und seine geforderten Leistungs- und Arbeitspreise prinzipiell beliebig variieren. Mehrere Vorhersagemethoden zur Gestaltung der Leistungspreise wurden getestet und die resultierenden Erlöse mit der statischen Vorgehensweise verglichen. Durch eine adaptive Bietstrategie, bei der der geforderte Leistungspreis auf dem Grenzleistungspreis der Vortagesausschreibung basiert, können die Gesamterlöse deutlich gesteigert werden. Durch hohe Arbeitspreise kann ein Anbieter auch versuchen, die Wahrscheinlichkeit von Regelleistungsabrufen zu verringern und nur die Erlöse der Leistungsvorhaltung abzuschöpfen.

Bei der Vermarktung von Regelleistung existieren zahlreiche nicht-finanzielle Rahmenbedingungen, durch die die berechneten Erlöspotentiale reduziert werden können. Diese sind vor allem technischer und organisatorischer. Die Anforderungen sind durch die Übertragungsnetzbetreiber produktspezifisch vorgegeben und werden im Präqualifikationsverfahren geprüft, bevor ein Rahmenvertrag zwischen ÜNB und Anbieter zustande kommen kann. Neben diesen Aspekten sind es vor allem auch die Kosten, die ein Anbieter tragen

muss, wenn er Regelleistung vermarkten möchte. Dies betrifft Anfangsinvestitionen in Hard- und Software für die Anlagensteuerung sowie laufende Kosten z. B. für Administration und Personal. Vor allem muss ein Unternehmer einen Weg finden, die Bereitstellung von Regelleistung in seine Produktionsprozesse zu integrieren, um die Kosten von Produktionsausfällen zu minimieren. Wie ein Unternehmen dies macht, hängt von der Ausrichtung der Regelleistungsvermarktung ab und kann über die Bietstrategie gesteuert werden.

Schlussfolgerungen für MRL-Angebote

Die Leistungspreise von MRL sind seit dem Jahr 2007 deutlich gesunken und seit ca. 2011 auf niedrigem Niveau. An der Leistungsvorhaltung zu verdienen, kommt damit speziell für positive MRL nicht mehr in Frage. Nennenswerte Erlöse scheinen nur erzielbar zu sein, wenn das Angebot tatsächlich abgerufen wird. Die Arbeitspreise sind für positive MRL höher als für negative MRL und besonders in der zweiten Jahreshälfte relativ hoch. MRL wird vergleichsweise selten abgerufen, was sich auf die möglichen Arbeitspreiserlöse auswirkt. Gleichzeitig wird es dadurch einfacher, ein MRL-Angebot in die Betriebsprozesse zu integrieren. Dazu können unter Umständen Änderungen bei betrieblichen Abläufen, Schichtplanänderungen und die Nutzung von Lastverschiebepotentialen erforderlich sein. Im untersuchten Fallbeispiel wurde festgestellt, dass eine vergleichsweise simple zu realisierende Lastverschiebung je nach Variante bis zu 23 525 € an jährlichen Mehrerlösen generieren kann. Ferner scheint es sehr profitabel zu sein, eine Bietstrategie mit adaptiven Leistungspreisen zu verfolgen. Die Grenzleistungspreise von MRL zeigen ein charakteristisches und damit vorhersagbares Verhalten. Durch dynamische Leistungspreise lässt sich die Zuschlagswahrscheinlichkeit und die dabei erzielten Erlöse erhöhen. Dadurch stehen mehr Abrufmöglichkeiten zur Verfügung und es können entsprechend höhere Arbeitspreiserlöse erzielt werden.

Für Klein- und mittelständische Unternehmen scheint ein MRL-Angebot aus technischer Sicht am ehesten in Frage zu kommen. Eine Veränderung der Ausschreibungsregeln könnte die Bereitstellung von MRL für Kleinanbieter und Unternehmen in Zukunft leichter realisierbar machen. Vor allem die Mindestangebotsgröße und die Ausschreibungsdauer wirken zurzeit noch hemmend auf die Realisierung derartiger Vorhaben. Wegen der Mindestangebotsgröße ist eine Bildung von Regelpools für die meisten Anbieter unumgänglich. Eine kürzere Ausschreibungsdauer und/oder eine Tarifstrukturierung mit kürzeren Zeitscheiben werden als Möglichkeit betrachtet, vorhandene Potentiale zu heben. Als Entgegenkommen gegenüber potentiellen Kleinanbietern wurde beides in der Vergangenheit bereits reduziert. Weitere Modifikationen der Ausschreibungsmodi, die den Marktbeitritt neuer Anbieter erleichtern können, werden von den Übertragungsnetzbetreibern mit

Verweis auf den administrativen Aufwand abgelehnt (siehe Beschluss der Bundesnetzagentur vom 18.10.2011, Aktenzeichen BK6-10-099, Bundesnetzagentur 2011, S. 8-9). Die Markttransparenz ist ebenfalls mehrfach dahingehend kritisiert worden, dass sich der Zugang zu essentiellen Marktdaten als schwierig gestaltet, z. B. in (IWES 2012, S. 208) und (Filzek 2011, S. 72, 109, 182). Das Vorhandensein dieser Daten ist wichtig für angehende Marktteilnehmer zur Einschätzung der Gesamtlage des Marktes. Dass der Datendownload und die folgende Datenaufbereitung keineswegs triviale Aufgaben sind, wird daran deutlich, dass es bereits kommerzielle Anbieter für speziell diese Dienstleistung gibt²³. Dies ist in Zukunft zu verbessern.

Ausblick

Im Zuge der Energiewende wird ein steigender Bedarf an Regelleistungsreserven in allen Produktqualitäten erwartet. Ob auch die Regelleistungspreise im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage wieder steigen werden und ob die Vermarktung von MRL für Kleinanbieter finanziell attraktiver wird, ist unklar. Die ÜNB warnen davor, eine Steigerung der Leistungspreise und/oder eine Reduktion der Arbeitspreise zu provozieren. Dies würde ihrer Ansicht nach die Kosten der Reservevorhaltung erhöhen und die Einflussnahme durch die Ausgleichsenergiepreise schwächen. In weiteren Arbeiten ist zu untersuchen, ob mit den in dieser Arbeit ermittelten Erlösmöglichkeiten Gewinne erzielbar sind und wie lang die Amortisationszeit eventueller Anfangsinvestitionen ist. Die Höhe der Gewinne hängt von den anbieterseitigen Kosten der Nutzbarmachung und Aktivierung von Regelleistungsangeboten ab. Diese Kosten müssen detailliert für ein Fallbeispiel untersucht werden, um bewerten zu können, ob sie durch die Erlöse kompensiert werden können. Sollte dies nicht der Fall sein und gleichzeitig das Erlösniveau auf dem heutigen Niveau verbleiben, müsste eine Kostenreduktion erreicht werden, damit ein MRL-Angebot überhaupt profitabel sein kann.

²³ Z. B. die Enwida GmbH.

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Amprion GmbH (2014): Verbundnetz, Regelzonen. Online verfügbar unter <http://amprion.de/ucte-verbund-verbundnetz-regelzonen>, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- BDEW (2010): BDEW-Fakten. Berlin. Online verfügbar unter [https://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100322_PM_Deutsches_Stromnetz_ist_178_Millionen_Kilometer_lang/\\$file/Fakten_BDEW_Stromnetze.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100322_PM_Deutsches_Stromnetz_ist_178_Millionen_Kilometer_lang/$file/Fakten_BDEW_Stromnetze.pdf), zuletzt aktualisiert am 24.02.2012, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Beck et al. (2013): Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. EFZN. Goslar. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- BMU (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Unter Mitarbeit von J. Nitsch, T. Pregger, Y. Scholz, T. Naegler, M. Sterner, N. Gerhardt et al. Online verfügbar unter http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu_leitstudie2010.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erneuerbare Energien auf einen Blick. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2012): Die Energiewende in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Bundesnetzagentur (2011): Beschluss der Beschlusskammer 6. Aktenzeichen: BK6-10-099.
- Bundesnetzagentur (2014): Monitoringbericht 2013, zuletzt geprüft am 21.07.2015.
- Bundesnetzagentur (2014): Monitoringbericht 2014, zuletzt geprüft am 21.07.2015.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/Archiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 01.06.2015.
- Bundeszentrale für politische Bildung (2013): Ausbau des Stromnetzes | bpb. Online verfügbar unter <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes>, zuletzt aktualisiert am 20.02.2015, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Chapman, Stephen N. (2006): The fundamentals of production planning and control. Upper Saddle River, NJ: Pearson/Prentice Hall.
- Chonin, Max; Steenhusen, Nanke (2014 a): Analyse von Potentialen zur Lastverschiebung in Klein- und mittelständischen Unternehmen, zuletzt geprüft am 27.02.2015.
- Chonin, Max; Steenhusen, Nanke (2014 b): Anlagenspezifische Lastprofilanalyse der Produktionsmaschinen eines KMU-Unternehmens in unterschiedlichen Betriebszuständen, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Consentec (2010): Optimale Integration erneuerbare Energien in das Stromversorgungssystem. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-integration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Consentec (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Unter Mitarbeit von IAEW. Aachen. Online verfügbar unter http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf, zuletzt aktualisiert am 24.02.2012, zuletzt geprüft am 21.02.2015.

- Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Online verfügbar unter http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Consentec; Haubrich, J. (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Online verfügbar unter <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten-zur-H%C3%B6he-des-Regelenergiebedarfes.pdf>, zuletzt aktualisiert am 24.02.2012, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- DENA (2005): Netzstudie 2005. Energiewirtschaftliche Planungen für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- DENA (2012): Thesenpapier dena-Dialogforum: "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke". Berlin. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Dialogforum_Retrofit/Thesenpapier_Retrofit.pdf.
- DENA (2014): Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- DENA (2015 a): Spitzenlastreduktion - Effiziente Energiesysteme. Online verfügbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement/spitzenlastreduktion.html>, zuletzt aktualisiert am 09.12.2013, zuletzt geprüft am 27.02.2015.
- DENA (2015 b): Lastmanagement in der Industrie: Erlöse Erwirtschaften - zur Energiewende beitragen. Hg. v. DENA. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/Flyer_Lastmanagement_ES.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2015.
- DIW (2015): Wochenbericht 10/2015 - Speicher und Elektrofahrzeuge im Stromsystem (10), S. 199–216, zuletzt geprüft am 04.03.2015.
- E-Bridge Consulting GmbH (2014): Potential cross-border balancing cooperation between the Belgian, Dutch and German electricity Transmission System Operators. Hg. v. E-Bridge Consulting GmbH, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Engel, P. (2014): Berechnung der optimalen Auslegung von Offshore-Windkraftanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. TU Darmstadt. Online verfügbar unter <http://tuprints.ub.tu-darmstadt.de/id/eprint/3785>, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
- Filzek, Dirk; Ritter, Peter; Oldenburg, Katrin; Werum, Josef (2011): Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Fleiter, Tobias (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").
- Fraunhofer IWES (2012): Regenerative Modellregion Harz. Hg. v. Fraunhofer IWES. Kassel. Online verfügbar unter http://www.regmodharz.de/uploads/tx_sbdownloader/RegModHarz_Abschlussbroschuere2012_www.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Growitsch, Christian; Höffler, Felix; Wissner, Matthias (2010): Marktkonzentration und Marktmachanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt. In: Z Energiewirtsch 34 (3), S. 209–222. DOI: 10.1007/s12398-010-0022-0.
- Heuke, Reemt; Seidl, Hannes (2014): Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen. Hg. v. DENA, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Kamper, Andreas (2010): Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. In: Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz.
- Klobasa, Marian (2009): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").
- Klobasa, Marian; Focken, Ulrich; Bümmerstedte, Jens (2011): Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Kollmann, A.; Amann, C.; Elbe, C.; Heinisch, V.; Kraussler, A.; Moser, S. et al. (o.D.): Lastmanagement in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Potenzialanalyse für Smart Grids - LOADSHIFT, zuletzt geprüft am 04.05.2015.

- Kurscheid, Eva Marie (2009): Zur Bereitstellung positiver Minutenreserve durch dezentrale Klein-KWK-Anlagen. Online verfügbar unter <http://d-nb.info/1001518683/34>, zuletzt aktualisiert am 22.02.2015, zuletzt geprüft am 22.02.2015.
- Kurscheid, Eva Marie; Uhling-Düvelmeyer, Dana (2009): Modellierung der Inanspruchnahme positiver Minutenreserve als zusammengesetzter Poisson-Prozess mit regelzonenabhängiger Parametrierung. Online verfügbar unter https://www.tu-chemnitz.de/mathematik/preprint/2009/PREPRINT_03.pdf.
- Magin, Wendelin (2012): Technische Realisierbarkeit der Anforderungen an konventionelle Kraftwerke. ABB DENA, 10.10.2012. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Dialogforum_Retrofit/4_ABB_Magin_Technische_Realisierbarkeit_rev1.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Mark-E AG: Minutenreserve. Online verfügbar unter <http://www.mark-e.de/Home/Geschaefitskunden/Dienstleistungen/Regelenergie-Markt/Minutenreserve.aspx>, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Merten, Frank; Krüger, Christine; Nebel, Arjuna; Schüwer, Dietmar; Lechtenböhrer, Stefan (2014): Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme (dezKWK). In: Climate Change (08). Online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_08_2013_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 24.02.2015.
- Mezger, Tomás (2007): Technische Bewertung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Mikro-KWK-Anlagen. München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/langberichte/DA_Mezger07.pdf, zuletzt aktualisiert am 18.02.2009, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Netzregelverbund (2015): Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver Minutenreserveleistung am Beispiel einer 30 MW - Präqualifikation. Hg. v. NRV. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>, zuletzt geprüft am 15.07.2015.
- Pauly, Martin (2013): Modellbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit von Virtuellen Kraftwerken am Beispiel der Stadtwerke Karlsruhe GmbH. Online verfügbar unter http://energyexemplar.com/wp-content/uploads/publications/Masterarbeit_Pauly.pdf.
- Pellinger, Christoph (2013): Die Merit Order funktionaler Energiespeicher im Jahr 2030. München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/fachtagung2013/download/FFE-Fachtagung_2013_Vortrag_Pellinger.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Pilgram, Thomas (2013): Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelenergiemarkt. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/Fachkonferenz_Entwicklung_der_M%C3%A4rkte/06_Pilgram_CLENS_v3.pdf, zuletzt aktualisiert am 30.05.2013, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Reeg, Matthias; Nienhaus, Kristina; Roloff, Nils; Pfenning, Uwe; Deissenroth, Marc; Wassermann, Sandra et al. (2013): AMIRIS Weiterentwicklung - Abschlussbericht. Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Online verfügbar unter http://www.dlr.de/tt/Portaldata/4/1/Resources/dokumente/institut/system/publications/AMIRIS_Weiterentwicklung_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 23.02.2015.
- Scherer, Mark; Geissler, Bernd (2012): Das Konzept Netzregelverbund. In: electrosuisse Bulletin. Online verfügbar unter https://www.electrosuisse.ch/uploads/media/1205_Seite_027-029.pdf, zuletzt geprüft am 21.02.2015.
- Sensfuss, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003): Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Offshore Anteils in Deutschland bis 2020. Fraunhofer ISI. Wien, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
- Steck, Michael (Hg.) (2012): DEA - Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens "EnEff-Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP"; Endbericht. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München.
- VDE (2014): Regionale Flexibilitäetsmärkte. Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitäts Optionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, zuletzt geprüft am 23.02.2015.

- VDN (2007): TransmissionCode - Anhang D 3. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung, zuletzt geprüft am 25.02.2015.
- von Roon, Serafin; Gobmaier, Thomas (2011): Demand Response. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344>, zuletzt geprüft am 15.07.2015.
- Wagner, Andreas; Oktoviany, Prilly (2012): Handelsstrategien am deutschen Minutenreservemarkt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (12), S. 54–57. Online verfügbar unter http://www.itwm.fraunhofer.de/fileadmin/ITWM-Media/Abteilungen/FM/MitarbeiterArtikel/Wagner__Oktoviany_-_Handelsstrategien.pdf, zuletzt geprüft am 24.02.2015.

Anhänge

Anhang A – Vergleich der Datensätze 2013 und 2014

Tabelle 10-1: Vergleich der Abrufcharakteristik sowie Leistungs- und Arbeitspreise der Jahre 2013 und 2014.

Größe	Einheit	2013		2014	
		MRL-Negativ	MRL-Positiv	MRL-Negativ	MRL-Positiv
Abrufcharakteristik					
Anzahl Abrufe	1/a	2 703	1 572	1 307	1 264
davon in Quartal 1	-	1 190	318	643	183
Quartal 2	-	413	672	293	393
Quartal 3	-	410	285	178	412
Quartal 4	-	690	297	193	276
Abrufgrad η , \emptyset	%	2,03	1,13	0,79	0,84
Abrufgrad η^* , \emptyset	%	25,54	23,26	21,07	23,36
Modalwert bei Abruf	MW	500	500	500	500
Reservevorhaltung, \emptyset	MW	2 657	2 542	2 606	2 320
Abrufmenge, \emptyset	MW	677,85	621,51	565,34	557,61
Abgerufene Energie	GWh/a	458,05	244,25	184,72	176,20
Leistungspreise					
Jahresdurchschnitt		22,58	3,78	15,40	2,11
In Zeitscheibe 00_04		33,46	0,71	23,14	0,16
04_08		31,29	1,93	21,84	1,03
08_12	€/MW	16,06	5,25	11,81	3,19
12_16		24,11	4,08	14,90	2,13
16_20		17,88	6,20	11,09	3,71
20_24		12,67	4,51	9,61	2,40
Arbeitspreise					
Jahresdurchschnitt		312,82	468,31	828,10	577,91
In Zeitscheibe 00_04		291,38	341,75	722,05	315,15
04_08		309,76	456,16	792,65	488,47
08_12	€/MWh	330,07	500,25	916,09	657,57
12_16		326,58	484,40	903,42	642,98
16_20		329,49	528,14	896,25	720,33
20_24		289,63	499,14	738,15	680,73

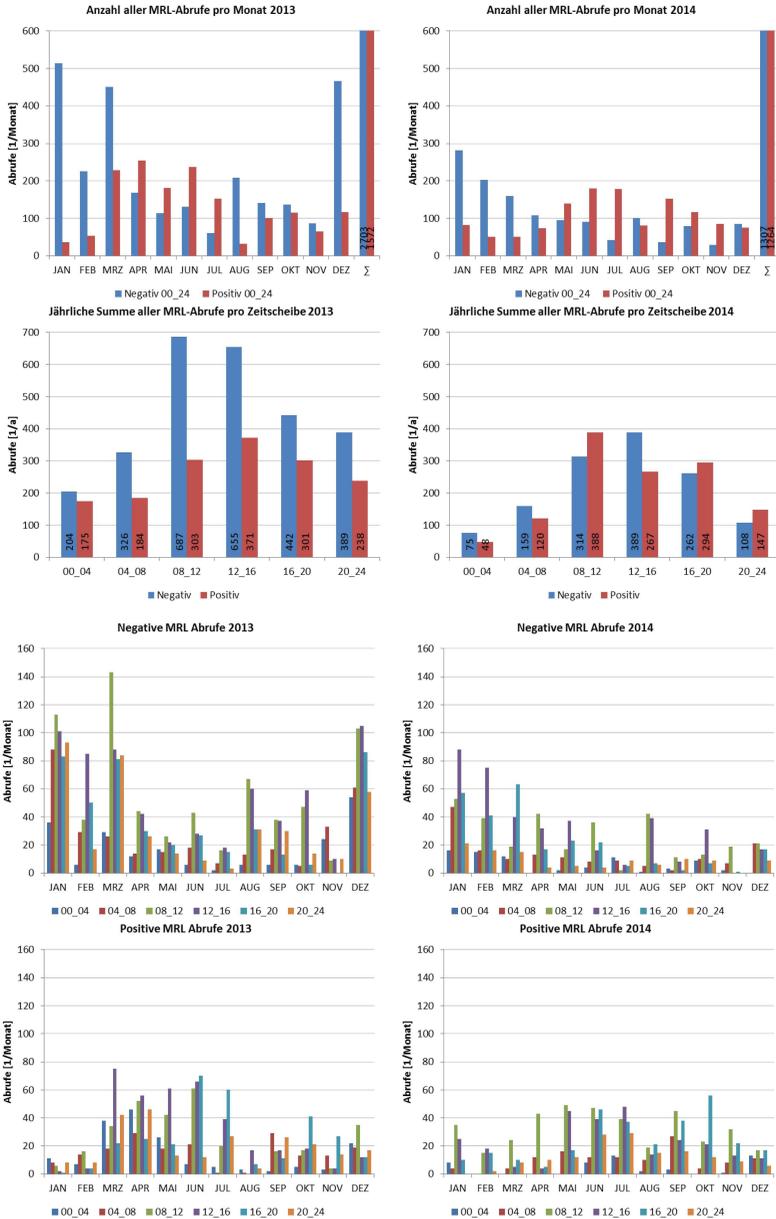


Abbildung 10-1: Vergleich der Abrufhäufigkeit und -verteilung von negativer und positiver MRL in den Jahren 2013 (links) und 2014 (rechts) (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung, Zahlen vom NRV).

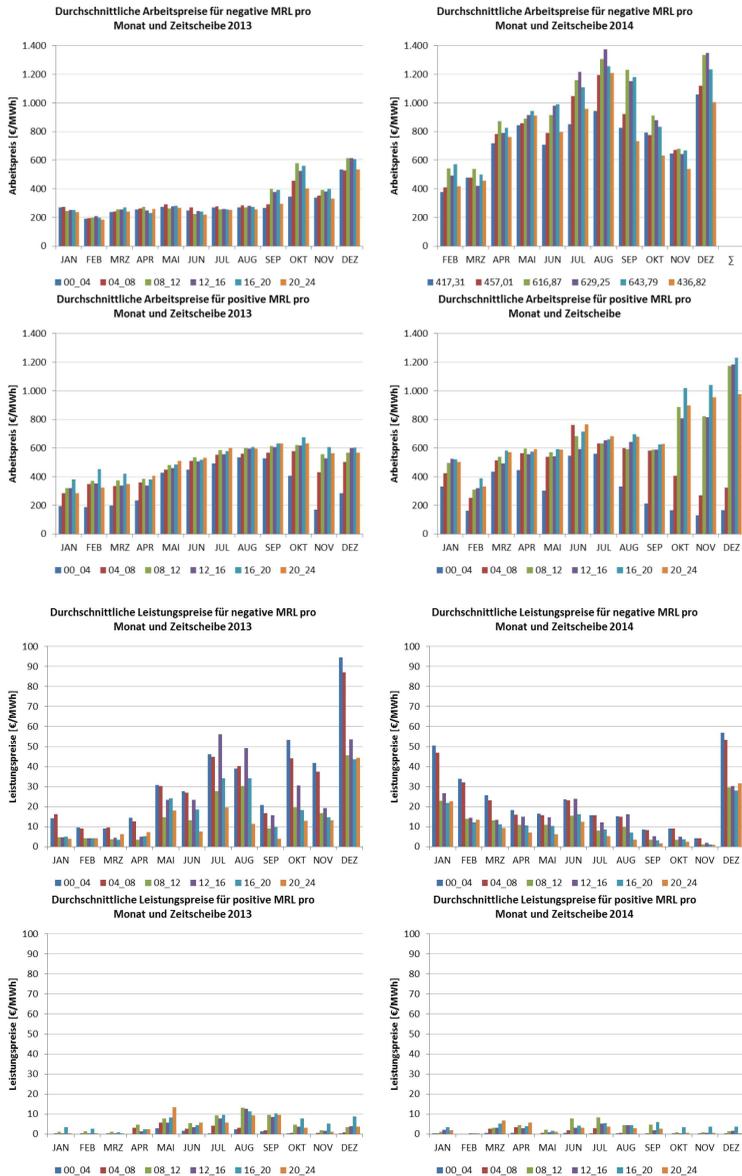


Abbildung 10-2: Vergleich der Arbeits- und Leistungspreise von negativer und Positiver MRL in den Jahren 2013 (links) und 2014 (rechts) (Quelle: eigene Darstellung und Berechnung, Zahlen vom NRV).

Tabelle 10-2: Vergleich der Erlöse in den einzelnen Szenarien und Varianten in den Jahren 2013 und

2014.

Szenario	Variante	2013				2014			
		Abrufe/ Erfolge	APE	LPE	GE	Abrufe/ Erfolge	APE	LPE	GE
		1/a	[Tsd. €]			1/a	[Tsd. €]		
A – 1 MW MRL, POS_08_16 (I) oder NEG_20_04 (II) oder beides (III)									
	I	329/ 365	15,61	1,89	17,51	393/ 385	27,69 +77 %	1,04 -44 %	28,73 +64 %
	II	360/ 378	10,73	9,15	19,88	141/ 361	7,05 -34 %	5,71 -37 %	12,77 -35 %
	III	689/ 743	26,34	11,04	37,39	534/ 746	34,75 +31 %	6,76 -38 %	41,51 +11 %
B – 1 MW MRL, POS_08_20 (I) oder NEG_20_08 (II) oder beides (III)									
	I	484/ 556	25,19	3,17	28,36	575/ 594	40,66 +61 %	1,84 -41 %	42,51 +49 %
	II	567/ 577	18,52	15,42	33,95	254/ 543	12,94 -30 %	9,58 -37 %	22,52 -33 %
	III	1 051/ 1 133	43,71	18,60	62,31	829/ 1 137	53,61 +22 %	11,42 -38 %	65,03 +4 %

Anhang B – Zahlen zu MRL-Abrufen

Tabelle 10-3: Häufigkeit von MRL-Abrufen sowie durchschnittliche Arbeits- und Leistungspreise im Jahr 2014.

Anzahl Abrufe von MRL, nach Monat, Richtung und Zeitscheibe														1/Monat		
	Negativ						Positiv						NEG	POS	Σ/Ø	
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24	00_24	
JAN	16	47	53	88	57	21	8	4	35	25	10	0	282	82	364	
FEB	15	16	39	75	41	16	0	0	15	18	15	2	202	50	252	
MRZ	12	10	19	40	63	15	0	4	24	5	10	8	159	51	210	
APR	0	13	42	32	17	4	0	12	43	4	5	10	108	74	182	
MAI	2	11	17	37	23	5	0	16	49	45	17	12	95	139	234	
JUN	4	8	36	16	22	4	8	12	47	39	46	28	90	180	270	
JUL	11	9	2	6	5	9	13	12	39	48	37	29	42	178	220	
AUG	1	5	42	39	7	6	2	10	19	14	21	15	100	81	181	
SEP	3	2	11	8	2	10	3	27	45	24	38	16	36	153	189	
OKT	9	10	13	31	7	9	0	4	23	21	56	12	79	116	195	
NOV	2	7	19	0	1	0	1	8	32	13	22	9	29	85	114	
DEZ	0	21	21	17	17	9	13	11	17	11	17	6	85	75	160	
Ø	6,3	13,3	26,2	32,4	21,8	9,0	4,0	10,0	32,3	22,3	24,5	12,3	108,9	105,3	214,3	
Ø-Arbeitspreise aller erfolgreichen MRL-Angebote, nach Monat, Richtung und Zeitscheibe (NETZ_ AN_ ANBIETER)														€/Monat		
JAN	417	457	617	629	644	437	332	422	497	523	522	50	534	391	462	
FEB	377	409	541	492	571	418	164	252	311	319	388	331	468	294	381	
MRZ	479	479	539	419	499	455	434	514	538	492	580	570	478	522	500	
APR	717	784	871	789	824	760	444	564	595	556	575	591	791	554	672	
MAI	844	857	889	916	945	913	301	538	570	542	593	587	894	522	708	
JUN	708	790	915	980	991	797	545	759	682	592	713	766	864	676	770	
JUL	852	1048	1159	1218	1108	960	561	633	634	654	660	684	1057	638	848	
AUG	946	1196	1306	1376	1257	1209	330	599	592	642	696	680	1215	590	902	
SEP	825	922	1230	1153	1182	732	211	582	590	588	625	629	1007	538	772	
OKT	795	776	911	878	833	632	167	405	888	808	1021	898	804	698	751	
NOV	646	673	679	644	668	540	128	270	823	816	1041	953	642	672	657	
DEZ	1058	1120	1337	1348	1234	1004	165	323	1172	1183	1230	976	1183	842	1013	
Ø	722,0	792,7	916,1	903,4	896,3	738,2	315,1	488,5	657,6	643,0	720,3	643,0	828,1	577,9	703,0	
Ø-Leistungspreise aller erfolgreichen MRL-Angebote, nach Monat, Richtung und Zeitscheibe (NETZ_ AN_ ANBIETER)														€/Monat		
JAN	50,5	46,9	22,9	26,8	21,9	22,6	0,2	0,4	1,2	2,0	3,3	1,8	31,9	1,5	16,7	
FEB	33,9	32,0	13,8	14,5	12,2	13,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	19,9	0,0	10,0	
MRZ	25,6	23,0	13,1	13,4	10,9	9,3	0,5	2,7	3,0	3,1	5,2	6,8	15,9	3,5	9,7	
APR	18,2	15,9	10,8	14,9	10,5	7,0	0,4	3,3	4,3	2,9	3,8	5,6	12,9	3,4	8,1	
MAI	16,5	15,6	10,8	14,6	10,3	6,1	0,0	0,5	2,2	0,7	1,5	1,0	12,3	1,0	6,6	
JUN	23,7	23,2	15,4	23,8	16,2	12,2	0,5	1,9	7,6	3,1	4,2	3,1	19,1	3,4	11,2	
JUL	15,7	15,8	8,1	12,2	8,6	5,1	0,4	2,8	8,1	5,3	5,5	3,5	10,9	4,3	7,6	
AUG	15,1	15,0	9,8	16,2	6,9	3,4	0,0	0,5	4,5	4,4	4,5	2,9	11,1	2,8	6,9	
SEP	8,4	8,3	3,3	5,1	3,0	1,6	0,0	0,3	4,6	1,9	6,0	2,7	5,0	2,6	3,8	
OKT	9,1	8,9	3,3	5,0	3,6	2,3	0,0	0,0	0,8	0,1	3,3	0,5	5,4	0,8	3,1	
NOV	4,2	4,1	1,1	1,9	1,1	0,8	0,0	0,0	0,7	0,5	3,7	0,5	2,2	0,9	1,6	
DEZ	56,9	53,3	29,5	30,4	28,0	31,7	0,0	0,0	1,3	1,6	3,5	0,4	38,3	1,1	19,7	
Ø	23,1	21,8	11,8	14,9	11,1	9,6	0,2	1,0	3,2	2,1	3,7	2,4	15,4	2,1	8,8	

Gesamterlös aus Leistungspreiserlös und Arbeitspreiserlös													€/Monat			
JAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	409,0	542,9	0,0	0,0	0,0	0,0	951,9
FEB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	448,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	448,7
MARZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.559,4	159,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1.718,6
APR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.623,6	212,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2.835,8
MAI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.511,8	1.716,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3.228,1
JUN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.712,7	208,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2.921,1
JUL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.417,7	3.509,1	0,0	0,0	0,0	0,0	7.926,8
AUG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,0	616,9	0,0	0,0	0,0	0,0	816,9
SEP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.401,7	770,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2.171,8
OKT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.532,0	1.565,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3.097,6
NOV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	733,0	189,8	0,0	0,0	0,0	0,0	922,8
DEZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	481,9	1.213,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1.695,5
Σ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18.031,5	10.704,3	0,0	0,0	0,0	0,0	28.735,8
Ø	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.502,6	892,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.394,7

Tabelle 10-5: Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario A, Variante II im Jahr 2014.

Richtung Zeit	Arbeitspreisverlöse für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe												€/M	
	Negativ			Positiv			NEG			POS			00_24	00_24
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24
JAN	593,32	0,00	0,00	0,00	0,00	453,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.046,67	0,00
FEB	613,38	0,00	0,00	0,00	0,00	480,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.093,71	0,00
MRZ	449,05	0,00	0,00	0,00	0,00	258,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	707,84	0,00
APR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MAI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUN	143,51	0,00	0,00	0,00	0,00	192,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	335,68	0,00
JUL	593,59	0,00	0,00	0,00	0,00	739,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.332,68	0,00
AUG	95,61	0,00	0,00	0,00	0,00	639,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	735,19	0,00
SEP	193,20	0,00	0,00	0,00	0,00	374,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	568,12	0,00
OKT	433,04	0,00	0,00	0,00	0,00	335,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	768,81	0,00
NOV	69,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69,75	0,00
DEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	399,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	399,24	0,00
Σ	3.184,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3.873,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7.057,71	0,00
Ø	489,92	0,00	0,00	0,00	0,00	322,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	588,14	0,00
Leistungspreisverlöse für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe														
JAN	707,11	0,00	0,00	0,00	0,00	293,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.000,66	0,00
FEB	508,58	0,00	0,00	0,00	0,00	198,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	707,14	0,00
MRZ	408,90	0,00	0,00	0,00	0,00	139,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	548,64	0,00
APR	308,67	0,00	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	407,12	0,00
MAI	247,17	0,00	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	320,46	0,00
JUN	450,26	0,00	0,00	0,00	0,00	220,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	670,61	0,00
JUL	251,29	0,00	0,00	0,00	0,00	65,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	317,11	0,00
AUG	287,15	0,00	0,00	0,00	0,00	57,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	344,93	0,00
SEP	134,73	0,00	0,00	0,00	0,00	25,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	160,59	0,00
OKT	127,33	0,00	0,00	0,00	0,00	36,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	163,91	0,00
NOV	62,68	0,00	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72,98	0,00
DEZ	625,70	0,00	0,00	0,00	0,00	380,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.005,78	0,00
Σ	4.119,58	0,00	0,00	0,00	0,00	1.600,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.719,91	0,00
Ø	343,30	0,00	0,00	0,00	0,00	133,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	476,66	0,00

Gesamterlös aus Leistungspreiserlös und Arbeitspreiserlös												€/Monat		
N	1.300,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	746,90	0,00	0,00	0,00	0,00	2.047,33	0,00	2.047,33
B	1.121,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	678,89	0,00	0,00	0,00	0,00	1.800,85	0,00	1.800,85
RZ	857,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	398,54	0,00	0,00	0,00	0,00	1.256,48	0,00	1.256,48
R	308,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	0,00	0,00	407,12	0,00	407,12
AI	247,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	0,00	0,00	320,46	0,00	320,46
N	593,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	412,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1.006,29	0,00	1.006,29
L	844,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	804,90	0,00	0,00	0,00	0,00	1.649,79	0,00	1.649,79
JG	382,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	697,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1.080,12	0,00	1.080,12
P	327,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	400,78	0,00	0,00	0,00	0,00	728,71	0,00	728,71
GT	560,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	372,35	0,00	0,00	0,00	0,00	932,72	0,00	932,72
ZV	132,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	0,00	0,00	142,73	0,00	142,73
Z	625,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	779,31	0,00	0,00	0,00	0,00	1.405,02	0,00	1.405,02
	7.304,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5.473,57	0,00	0,00	0,00	0,00	12.777,61	0,00	<u>12.777,61</u>
	608,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	456,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1.064,80	0,00	1.064,80

Tabelle 10-6: Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario A, Variante III im Jahr 2014.

Richtung Zeit	Arbeitspreisverlö für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe												€/M	
	Negativ			Positiv			NEG			POS			00_24	20_24
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	20_24
JAN	593,32	0,00	0,00	0,00	0,00	453,35	0,00	0,00	390,31	513,26	0,00	0,00	1.046,67	903,57
FEB	613,38	0,00	0,00	0,00	0,00	480,33	0,00	0,00	448,71	0,00	0,00	0,00	1.093,71	448,71
MÄR	449,05	0,00	0,00	0,00	0,00	258,79	0,00	0,00	1.513,86	122,44	0,00	0,00	707,84	1.636,30
APR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.542,38	160,85	0,00	0,00	0,00	2.703,22
MÄI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.467,93	1.702,26	0,00	0,00	0,00	3.170,19
JUN	143,51	0,00	0,00	0,00	0,00	192,17	0,00	0,00	2.605,95	164,85	0,00	0,00	335,68	2.770,80
JUL	593,59	0,00	0,00	0,00	0,00	739,09	0,00	0,00	4.263,05	3.393,48	0,00	0,00	1.332,68	7.656,53
AUG	95,61	0,00	0,00	0,00	0,00	639,58	0,00	0,00	150,59	555,92	0,00	0,00	735,19	706,51
SEP	193,20	0,00	0,00	0,00	0,00	374,92	0,00	0,00	1.323,16	734,26	0,00	0,00	568,12	2.057,42
OKT	433,04	0,00	0,00	0,00	0,00	335,77	0,00	0,00	1.520,48	1.563,59	0,00	0,00	768,81	3.084,07
NOV	69,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	725,65	181,25	0,00	0,00	69,75	906,90
DEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	399,24	0,00	0,00	463,91	1.185,70	0,00	0,00	399,24	1.649,61
Σ	3.184,47	0,00	0,00	0,00	0,00	3.873,24	0,00	0,00	17.415,98	10.277,86	0,00	0,00	7.057,71	27.693,84
Ø	489,92	0,00	0,00	0,00	0,00	322,77	0,00	0,00	1.451,33	856,49	0,00	0,00	588,14	2.307,82
Leistungspreisverlö für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe														
JAN	707,11	0,00	0,00	0,00	0,00	293,55	0,00	0,00	18,72	29,64	0,00	0,00	1.000,66	48,36
FEB	508,58	0,00	0,00	0,00	0,00	198,56	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	707,14	0,03
MÄR	408,90	0,00	0,00	0,00	0,00	139,74	0,00	0,00	45,56	36,69	0,00	0,00	548,64	82,25
APR	308,67	0,00	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	81,26	51,34	0,00	0,00	407,12	132,59
MÄI	247,17	0,00	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	43,86	14,08	0,00	0,00	320,46	57,94
JUN	450,26	0,00	0,00	0,00	0,00	220,34	0,00	0,00	106,76	43,57	0,00	0,00	670,61	150,33
JUL	251,29	0,00	0,00	0,00	0,00	65,81	0,00	0,00	154,66	115,64	0,00	0,00	317,11	270,30
AUG	287,15	0,00	0,00	0,00	0,00	57,78	0,00	0,00	49,41	60,99	0,00	0,00	344,93	110,40
SEP	134,73	0,00	0,00	0,00	0,00	25,86	0,00	0,00	78,50	35,92	0,00	0,00	160,59	114,42
OKT	127,33	0,00	0,00	0,00	0,00	36,58	0,00	0,00	11,48	2,05	0,00	0,00	163,91	13,52
NOV	62,68	0,00	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	7,37	8,52	0,00	0,00	72,98	15,89
DEZ	625,70	0,00	0,00	0,00	0,00	380,07	0,00	0,00	17,96	27,97	0,00	0,00	1.005,78	45,93
Σ	4.119,58	0,00	0,00	0,00	0,00	1.600,33	0,00	0,00	615,54	426,43	0,00	0,00	5.719,91	1.041,96
Ø	343,30	0,00	0,00	0,00	0,00	133,36	0,00	0,00	51,29	35,54	0,00	0,00	476,66	86,83

Gesamterlös aus Leistungspreiserlös und Arbeitspreiserlös											€/M				
JAN	1.300,44	0,00	0,00	0,00	0,00	746,90	0,00	0,00	409,03	542,90	0,00	0,00	2.047,33	951,94	2,9€
FEB	1.121,96	0,00	0,00	0,00	0,00	678,89	0,00	0,00	448,71	0,03	0,00	0,00	1.800,85	448,74	2,2€
MRZ	857,95	0,00	0,00	0,00	0,00	398,54	0,00	0,00	1.559,42	159,13	0,00	0,00	1.256,48	1.718,55	2,9€
APR	308,67	0,00	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	2.623,63	212,18	0,00	0,00	407,12	2.835,82	3,2€
MAI	247,17	0,00	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	1.511,79	1.716,34	0,00	0,00	320,46	3.228,13	3,5€
JUN	593,78	0,00	0,00	0,00	0,00	412,51	0,00	0,00	2.712,71	208,42	0,00	0,00	1.006,29	2.921,13	3,9€
JUL	844,88	0,00	0,00	0,00	0,00	804,90	0,00	0,00	4.417,71	3.509,12	0,00	0,00	1.649,79	7.926,83	9,5€
AUG	382,76	0,00	0,00	0,00	0,00	697,35	0,00	0,00	200,00	616,91	0,00	0,00	1.080,12	816,91	1,8€
SEP	327,93	0,00	0,00	0,00	0,00	400,78	0,00	0,00	1.401,66	770,18	0,00	0,00	728,71	2.171,85	2,9€
OKT	560,37	0,00	0,00	0,00	0,00	372,35	0,00	0,00	1.531,95	1.565,64	0,00	0,00	932,72	3.097,59	4,0€
NOV	132,43	0,00	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	733,02	189,76	0,00	0,00	142,73	922,79	1,0€
DEZ	625,70	0,00	0,00	0,00	0,00	779,31	0,00	0,00	481,87	1.213,67	0,00	0,00	1.405,02	1.695,54	3,1€
Σ	7.304,05	0,00	0,00	0,00	0,00	5.473,57	0,00	0,00	18.031,52	10.704,29	0,00	0,00	12.777,61	28.735,80	31,5€
Ø	608,67	0,00	0,00	0,00	0,00	456,13	0,00	0,00	1.502,63	892,02	0,00	0,00	1.064,80	2.394,65	3,4€

Tabelle 10-7: Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante | im Jahr 2014.

Richtung Zeit	Arbeitspreiserlöse für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe												NEG		POS	
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24	00_24	00_24
JAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	390,31	513,26	223,87	0,00	0,00	0,00	1.127,44	1,1
FEB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	448,71	0,00	212,29	0,00	0,00	0,00	661,00	66
MRZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.513,86	122,44	699,61	0,00	0,00	0,00	2.335,91	2,3
APR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.542,38	160,85	262,78	0,00	0,00	0,00	2.966,00	2,9
MAI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.467,93	1.702,26	703,72	0,00	0,00	0,00	3.873,91	3,8
JUN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.605,95	164,85	2.082,23	0,00	0,00	0,00	4.853,03	4,8
JUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.263,05	3.393,48	1.959,60	0,00	0,00	0,00	9.616,12	9,6
AUG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,59	555,92	432,36	0,00	0,00	0,00	1.138,87	1,1
SEP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.323,16	734,26	945,92	0,00	0,00	0,00	3.003,35	3,0
OKT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.520,48	1.563,59	3.072,79	0,00	0,00	0,00	6.156,86	6,1
NOV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	725,65	181,25	947,40	0,00	0,00	0,00	1.854,30	1,8
DEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	463,91	1.185,70	1.433,44	0,00	0,00	0,00	3.083,06	3,0
Σ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17.415,98	10.277,86	12.976,01	0,00	0,00	0,00	40.669,84	40,6
Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.451,33	856,49	1.081,33	0,00	0,00	0,00	3.389,15	3,3
Leistungserlöse für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe																
JAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,72	29,64	56,28	0,00	0,00	0,00	104,64	1
FEB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	1,41	0,00	0,00	0,00	1,44	
MRZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,56	36,69	134,72	0,00	0,00	0,00	216,97	2
APR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,26	51,34	82,99	0,00	0,00	0,00	215,58	2
MAI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,86	14,08	30,92	0,00	0,00	0,00	88,85	€
JUN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,76	43,57	75,67	0,00	0,00	0,00	226,00	2
JUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	154,66	115,64	98,59	0,00	0,00	0,00	368,89	3
AUG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,41	60,99	57,97	0,00	0,00	0,00	168,37	1
SEP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	78,50	35,92	95,56	0,00	0,00	0,00	209,98	2
OKT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,48	2,05	49,92	0,00	0,00	0,00	63,44	€
NOV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,37	8,52	59,35	0,00	0,00	0,00	75,24	7
DEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,96	27,97	56,27	0,00	0,00	0,00	102,20	1
Σ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	615,54	426,43	799,64	0,00	0,00	0,00	1.841,61	1,8
Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,29	35,54	66,64	0,00	0,00	0,00	153,47	15

Gesamterlös aus Leistungspreiserlösis und Arbeitspreiserlösis												€/M		
JAN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	409,03	542,90	280,14	0,00	0,00	1.232,08	1,23
FEB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	448,71	0,03	213,71	0,00	0,00	662,45	66
MRZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.559,42	159,13	834,33	0,00	0,00	2.552,88	2,55
APR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.623,63	212,18	345,77	0,00	0,00	3.181,58	3,18
MAI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.511,79	1.716,34	734,64	0,00	0,00	3.962,77	3,96
JUN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.712,71	208,42	2.157,90	0,00	0,00	5.079,03	5,07
JUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.417,71	3.509,12	2.058,18	0,00	0,00	9.985,01	9,98
AUG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	200,00	616,91	490,33	0,00	0,00	1.307,24	1,30
SEP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.401,66	770,18	1.041,48	0,00	0,00	3.213,33	3,21
OKT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.531,95	1.565,64	3.122,70	0,00	0,00	6.220,29	6,22
NOV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	733,02	189,76	1.006,75	0,00	0,00	1.929,54	1,92
DEZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	481,87	1.213,67	1.489,72	0,00	0,00	3.185,26	3,18
Σ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18.031,52	10.704,29	13.775,65	0,00	0,00	42.511,45	42,51
Ø	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.502,63	892,02	1.147,97	0,00	0,00	3.542,62	3,54

Tabelle 10-8: Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante II im Jahr 2014.

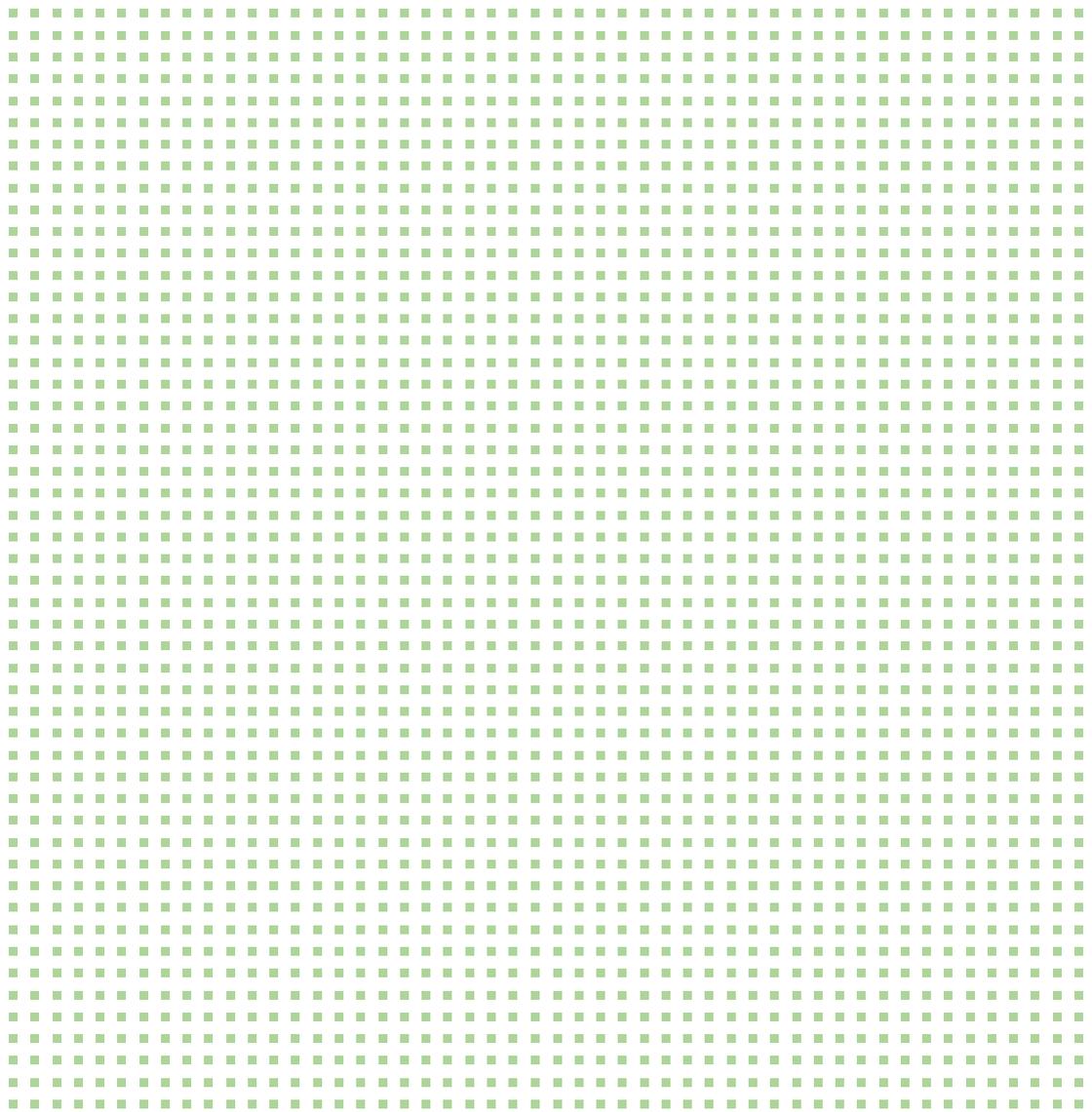
Richtung Zeit	Arbeitspreisübers für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe												€ / M		
	Negativ			Positiv			NEG			POS			0	2.66	
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24	
JAN	593,32	1.615,28	0,00	0,00	0,00	453,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.661,95	0,00	2.66
FEB	613,38	305,22	0,00	0,00	0,00	480,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.398,93	0,00	1.39
MRZ	449,05	296,03	0,00	0,00	0,00	258,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.003,87	0,00	1.00
APR	0,00	535,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	535,08	0,00	53
MAI	0,00	266,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	266,20	0,00	26
JUN	143,51	482,04	0,00	0,00	0,00	192,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	817,72	0,00	81
JUL	593,59	636,13	0,00	0,00	0,00	739,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.968,81	0,00	1.96
AUG	95,61	499,31	0,00	0,00	0,00	639,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.234,50	0,00	1.23
SEP	193,20	39,87	0,00	0,00	0,00	374,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	607,99	0,00	60
OKT	433,04	236,05	0,00	0,00	0,00	335,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.004,86	0,00	1.00
NOV	69,75	215,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	285,25	0,00	28
DEZ	0,00	757,70	0,00	0,00	0,00	399,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.156,94	0,00	1.15
Σ	3.184,47	5.884,41	0,00	0,00	0,00	3.873,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12.942,12	0,00	12,94
Ø	489,92	490,37	0,00	0,00	0,00	322,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.078,51	0,00	1,07
Leistungspreisübers für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe															
JAN	707,11	656,94	0,00	0,00	0,00	293,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.657,60	0,00	1,65
FEB	508,58	480,70	0,00	0,00	0,00	198,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.187,84	0,00	1,18
MRZ	408,90	368,24	0,00	0,00	0,00	139,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	916,88	0,00	91
APR	308,67	253,98	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	661,10	0,00	66
MAI	247,17	249,27	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	569,73	0,00	56
JUN	450,26	440,22	0,00	0,00	0,00	220,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.110,82	0,00	1,11
JUL	251,29	220,97	0,00	0,00	0,00	65,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	538,07	0,00	53
AUG	287,15	240,25	0,00	0,00	0,00	57,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	585,18	0,00	58
SEP	134,73	132,46	0,00	0,00	0,00	25,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	293,06	0,00	29
OKT	127,33	124,76	0,00	0,00	0,00	36,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	288,67	0,00	28
NOV	62,68	57,99	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	130,97	0,00	13
DEZ	625,70	639,43	0,00	0,00	0,00	380,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.645,21	0,00	1,64
Σ	4.119,58	3.865,22	0,00	0,00	0,00	1.600,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9.585,13	0,00	9,58
Ø	343,30	322,10	0,00	0,00	0,00	133,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	798,76	0,00	79

Gesamterlös aus Leistungspreisverlö und Arbeitspreisverlö											€/M		
JAN	1.300,44	2.272,22	0,00	0,00	0,00	746,90	0,00	0,00	0,00	0,00	4.319,55	0,00	4,31
FEB	1.121,96	785,92	0,00	0,00	0,00	678,89	0,00	0,00	0,00	0,00	2.586,77	0,00	2,58
MRZ	857,95	664,27	0,00	0,00	0,00	398,54	0,00	0,00	0,00	0,00	1.920,75	0,00	1,92
APR	308,67	789,07	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	0,00	0,00	1.196,18	0,00	1,11
MAI	247,17	515,48	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	0,00	0,00	835,93	0,00	83
JUN	593,78	922,26	0,00	0,00	0,00	412,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1.928,55	0,00	1,92
JUL	844,88	857,09	0,00	0,00	0,00	804,90	0,00	0,00	0,00	0,00	2.506,88	0,00	2,50
AUG	382,76	739,57	0,00	0,00	0,00	697,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1.819,69	0,00	1,81
SEP	327,93	172,33	0,00	0,00	0,00	400,78	0,00	0,00	0,00	0,00	901,05	0,00	90
OKT	560,37	360,81	0,00	0,00	0,00	372,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1.293,53	0,00	1,21
NOV	132,43	273,49	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	0,00	0,00	416,22	0,00	41
DEZ	625,70	1.397,14	0,00	0,00	0,00	779,31	0,00	0,00	0,00	0,00	2.802,15	0,00	2,80
Σ	7.304,05	9.749,63	0,00	0,00	0,00	5.473,57	0,00	0,00	0,00	0,00	22.527,25	0,00	22,52
Ø	608,67	812,47	0,00	0,00	0,00	456,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1.877,27	0,00	1,87

Tabelle 10-9: Arbeits-, Leistungspreis- und Gesamterlöse von Szenario B, Variante III im Jahr 2014.

Richtung Zeit	Arbeitspreisverläufe für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe												€/M		
	Negativ				Positiv				NEG				POS		
	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_04	04_08	08_12	12_16	16_20	20_24	00_24	00_24	
JAN	593,32	1.615,28	0,00	0,00	0,00	453,35	0,00	0,00	390,31	513,26	223,87	0,00	2.661,95	1.127,44	3,7k
FEB	613,38	305,22	0,00	0,00	0,00	480,33	0,00	0,00	448,71	0,00	212,29	0,00	1.398,93	661,00	2,0f
MRZ	449,05	296,03	0,00	0,00	0,00	258,79	0,00	0,00	1.513,86	122,44	695,61	0,00	1.003,87	2.335,91	3,3:
APR	0,00	595,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2.542,38	160,85	262,78	0,00	535,08	2.966,00	3,5k
MAI	0,00	266,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.467,93	1.702,26	703,72	0,00	266,20	3.873,91	4,1k
JUN	143,51	482,04	0,00	0,00	0,00	192,17	0,00	0,00	2.605,95	164,85	2.082,23	0,00	817,72	4.853,03	5,6f
JUL	593,59	636,13	0,00	0,00	0,00	739,09	0,00	0,00	4.263,05	3.393,48	1.959,60	0,00	1.968,81	9.616,12	11,5k
AUG	95,61	499,31	0,00	0,00	0,00	639,58	0,00	0,00	1.505,59	555,92	432,36	0,00	1.234,50	1.138,87	2,3:
SEP	193,20	39,87	0,00	0,00	0,00	374,92	0,00	0,00	1.323,16	734,26	945,92	0,00	607,99	3.003,35	3,6f
OKT	433,04	236,05	0,00	0,00	0,00	335,77	0,00	0,00	1.520,48	1.563,59	3.072,79	0,00	1.004,86	6.156,86	7,1k
NOV	69,75	215,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	725,55	181,25	947,40	0,00	285,25	1.854,30	2,1k
DEZ	0,00	757,70	0,00	0,00	0,00	399,24	0,00	0,00	463,91	1.185,70	1.433,44	0,00	1.156,94	3.083,06	4,2k
Σ	3.184,47	5.884,41	0,00	0,00	0,00	3.873,24	0,00	0,00	17.415,98	10.277,86	12.976,01	0,00	12.942,12	40.669,84	53,6k
Ø	489,92	490,37	0,00	0,00	0,00	322,77	0,00	0,00	1.451,33	856,49	1.081,33	0,00	1.078,51	3.389,15	4,4f
Leistungspreisverläufe für Minutenreserveleistung, aufgeschlüsselt nach Monat, Richtung und Zeitscheibe															
JAN	707,11	656,94	0,00	0,00	0,00	293,55	0,00	0,00	18,72	29,64	56,28	0,00	1.657,60	104,64	1,7k
FEB	508,58	480,70	0,00	0,00	0,00	198,56	0,00	0,00	0,00	0,03	1,41	0,00	1.187,84	1,44	1,1k
MRZ	408,90	368,24	0,00	0,00	0,00	139,74	0,00	0,00	45,56	36,69	134,72	0,00	916,88	216,97	1,1:
APR	308,67	253,98	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	81,26	51,34	82,99	0,00	661,10	215,58	87
MAI	247,17	249,27	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	43,86	14,08	30,92	0,00	569,73	88,85	6k
JUN	450,26	440,22	0,00	0,00	0,00	220,34	0,00	0,00	106,76	43,57	75,67	0,00	1.110,82	226,00	1,3:
JUL	251,29	220,97	0,00	0,00	0,00	65,81	0,00	0,00	154,66	115,64	98,59	0,00	538,07	368,89	9k
AUG	287,15	240,25	0,00	0,00	0,00	57,78	0,00	0,00	49,41	60,99	57,97	0,00	585,18	168,37	7k
SEP	134,73	132,46	0,00	0,00	0,00	25,86	0,00	0,00	78,50	35,92	95,56	0,00	293,06	209,98	5k
OKT	127,33	124,76	0,00	0,00	0,00	36,58	0,00	0,00	11,48	2,05	49,92	0,00	288,67	63,44	3k
NOV	62,68	57,99	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	7,37	8,52	59,35	0,00	130,97	75,24	2k
DEZ	625,70	639,43	0,00	0,00	0,00	380,07	0,00	0,00	17,96	27,97	56,27	0,00	1.645,21	102,20	1,7k
Σ	4.119,58	3.865,22	0,00	0,00	0,00	1.600,33	0,00	0,00	615,54	426,43	799,64	0,00	9.585,13	1.841,61	11,4f
Ø	343,30	322,10	0,00	0,00	0,00	133,36	0,00	0,00	51,29	35,54	66,64	0,00	798,76	153,47	9k

Gesamterlös aus Leistungspreisverlöris und Arbeitspreisverlöris											€/M				
JAN	1.300,44	2.272,22	0,00	0,00	0,00	746,90	0,00	0,00	409,03	542,90	280,14	0,00	4.319,55	1.232,08	5,51
FEB	1.121,96	785,92	0,00	0,00	0,00	678,89	0,00	0,00	448,71	0,03	213,71	0,00	2.586,77	662,45	3,24
MRZ	857,95	664,27	0,00	0,00	0,00	398,54	0,00	0,00	1.559,42	159,13	834,33	0,00	1.920,75	2.552,88	4,41
APR	308,67	789,07	0,00	0,00	0,00	98,45	0,00	0,00	2.623,63	212,18	345,77	0,00	1.196,18	3.181,58	4,31
MAI	247,17	515,48	0,00	0,00	0,00	73,29	0,00	0,00	1.511,79	1.716,34	734,64	0,00	835,93	3.962,77	4,71
JUN	593,78	922,26	0,00	0,00	0,00	412,51	0,00	0,00	2.712,71	208,42	2.157,90	0,00	1.928,55	5.079,03	7,01
JUL	844,88	857,09	0,00	0,00	0,00	804,90	0,00	0,00	4.417,71	3.509,12	2.058,18	0,00	2.506,88	9.985,01	12,41
AUG	382,76	739,57	0,00	0,00	0,00	697,35	0,00	0,00	200,00	616,91	490,33	0,00	1.819,69	1.307,24	3,11
SEP	327,93	172,33	0,00	0,00	0,00	400,78	0,00	0,00	1.401,66	770,18	1.041,48	0,00	901,05	3.213,33	4,11
OKT	560,37	360,81	0,00	0,00	0,00	372,35	0,00	0,00	1.531,95	1.565,64	3.122,70	0,00	1.293,53	6.220,29	7,51
NOV	132,43	273,49	0,00	0,00	0,00	10,30	0,00	0,00	733,02	189,76	1.006,75	0,00	416,22	1.929,54	2,34
DEZ	625,70	1.397,14	0,00	0,00	0,00	779,31	0,00	0,00	481,87	1.213,67	1.489,72	0,00	2.802,15	3.185,26	5,91
Σ	7.304,05	9.749,63	0,00	0,00	0,00	5.473,57	0,00	0,00	18.031,52	10.704,29	13.775,65	0,00	22.527,25	42.511,45	66,01
Ø	608,67	812,47	0,00	0,00	0,00	456,13	0,00	0,00	1.502,63	892,02	1.147,97	0,00	1.877,27	3.542,62	5,41



ISBN 978-3-944262-05-5