

# Konzept für die Strombeschaffung am externen Strommarkt für Industrie- standorte

Masterarbeit  
von  
Birgit Lemmerer, MA



eingereicht am  
Lehrstuhl Wirtschafts- und Betriebswissenschaften  
der  
Montanuniversität Leoben

Leoben, am 16. Mai 2014

## **Eidesstattliche Erklärung**

„Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.“

---

Birgit Lemmerer

Leoben, 16. Mai 2014

## Kurzzusammenfassung

Die Aufrechterhaltung der europäischen Energieversorgung und die Steigerung des Wettbewerbs am Strommarkt führten durch die Umsetzung der europäischen Energiebinnenmarkttrichtlinien zu einer Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft. Im Jahr 2001 führte die Erlassung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz in Österreich zur vollkommenen Liberalisierung des Strommarktes. Diese Maßnahmen setzten sich auch in der Etablierung von Strombörsen fort, an denen die Energiebranche durch physische und finanzielle Geschäfte teilnimmt. In den letzten Jahren führte die starke Förderung der erneuerbaren Energien jedoch dazu, dass sich der Stromverbrauch zunehmend nach der Stromerzeugung richtet. Photovoltaikanlagen und Windparks produzieren im Tagesverlauf schwankend erhebliche Mengen Strom, wodurch sie die Strompreise durch Überangebote in den Mittags- und frühen Nachmittagsstunden negativ beeinflussen, was zu einer stärkeren Abnahme des günstigen Stroms führt. Die Prognostizierbarkeit der Strompreise wird zusätzlich durch die Witterungsabhängigkeit der Erzeugung der erneuerbaren Energien erschwert. Energieintensive Industrieunternehmen können diese Marktsituation durch eine aktive Teilnahme am Strommarkt nutzen. Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Strombeschaffungskonzeptes für ein Industrieunternehmen, welches sowohl die Abdeckung des Strombedarfs durch Eigenstromerzeugung, als auch durch zusätzliche Substitutionsmöglichkeiten mittels Erdgas beinhaltet. In dieser Arbeit werden verschiedenste Strategien vorgestellt, in der die zusätzliche Strombedarfsdeckung durch eine Dampfturbine und weitere zur Verfügung stehende technische Einheiten erfolgt. Diese Beschaffungsstrategien wurden auf Standardlastprofile, definiert durch Korrelationsanalysen, angepasst und reichen von konservativer Strombeschaffung bis hin zu strategischen Sicherungsgeschäften an der Strombörse. Die zunehmende Volatilität des Strommarktes führt zu höheren Ausgleichsenergiekosten und zu einer Steigerung der Abrufwahrscheinlichkeit für Ausgleichsenergie. Das große wirtschaftliche Potential einer Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarktes bestätigt sich durch die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen der Preisentwicklung an den Produktzeitscheiben der Sekundär- und Tertiärregelung.

## Abstract

The European Union initialized the Guidelines for the Internal Energy Market to enforce a competitive and secure electricity market and to maintain Europe's energy supplies. Austria followed these guidelines and introduced the Electricity Industry and Organization Act that led to the liberalization of the electricity market in 2001. These proposed initiatives promoted energy markets and motivated the energy sector to participate on electricity wholesale markets. The strong support for renewable energies during the last years resulted in an increase in dependence of power consumption on power generation. Electricity prices decreased in the noon due to the increase in the generation of electricity using alternative energy sources depending on different environmental conditions. This further complicates a reliable forecast of electricity prices. Energy-intensive industrial companies can benefit from the current market situation by participating in the electricity market. This thesis presents different strategies for power procurement with and without the use of natural gas, via the employment of a steam turbine and additional power generation units. Different strategies for the power supply were implemented for each calculated standard load profile, ranging from conservative to hedging strategies. Increasing volatility of the energy markets yields to an increase in balancing power expenses. The economic potential by participating in the control and balancing energy market is supported by analyses of the price development in tendered products of the secondary and tertiary control.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	vii
Tabellenverzeichnis .....	ix
Abkürzungsverzeichnis.....	xi
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Die Elektrizitätswirtschaft und ihre Besonderheiten .....</b>	<b>3</b>
<b>3 Politische Rahmenbedingungen.....</b>	<b>5</b>
3.1 Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinien .....	5
3.2 Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz.....	7
3.3 Das regulatorische Umfeld.....	11
<b>4 Die Strommarktliberalisierung .....</b>	<b>14</b>
4.1 Das Strommarktmodell .....	14
4.1.1 Marktteilnehmer und Marktregeln .....	16
4.1.2 Zusammenspiel der Akteure .....	17
4.1.3 Das Bilanzgruppenmodell .....	18
4.2 Marktprozesse .....	19
4.3 Großhandelsmärkte.....	23
4.3.1 OTC-Handel.....	24
4.3.2 Eigenschaften und Produkte der verschiedenen Strombörsentypen .....	25
4.3.3 Die Strommarktentwicklung seit der Liberalisierung .....	32
4.4 Ausgleichsenergiemarkt.....	41
4.4.1 Einteilung des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes .....	42
4.4.2 Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt.....	44
4.4.3 Rahmenbedingungen und Entwicklung .....	49
<b>5 Strombeschaffung .....</b>	<b>54</b>
5.1 Strompreiszusammensetzung.....	54
5.2 Strategien der Strombeschaffung .....	57
5.2.1 Lieferverträge.....	57
5.2.2 Modelle der Strombeschaffung.....	59
5.3 Portfoliomanagement .....	61
5.3.1 Strategieentwicklung.....	62
5.3.2 Portfoliomanagementstrategien.....	62
5.4 Einsatz von KWK-Anlagen.....	62
5.4.1 Komponenten der Grenzkosten.....	63
5.4.2 Vermarktung der Stromerzeugung.....	64
5.5 Schlussfolgerung.....	66

---

<b>6</b>	<b>Strombeschaffungskonzept für den Industriestandort voestalpine Stahl</b>	
	<b>Donawitz</b> .....	<b>68</b>
6.1	voestalpine Stahl Donawitz GmbH.....	68
6.2	Strombeschaffung ohne zusätzliche Erdgassubstitution.....	72
6.2.1	Strategie 1.....	72
6.2.2	Strategie 2.....	74
6.2.3	Strategie 3.....	77
6.2.4	Schlussfolgerung .....	80
6.3	Strombeschaffung mit Erdgassubstitution .....	81
6.3.1	Teilnahme am Regelenergiemarkt .....	81
6.3.2	Sekundärregelung.....	81
6.3.3	Tertiärregelung .....	89
6.3.4	Beeinflussende Faktoren der Deltaregelzone .....	98
6.3.5	Schlussfolgerung .....	101
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b> .....	<b>103</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>106</b>
	<b>Internetquellen</b> .....	<b>111</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regeln und Vorschriften .....	10
Abbildung 2: Organisation der Regulierungsorgane .....	12
Abbildung 3: Teilung der Wertschöpfungskette im Zuge der Liberalisierung .....	15
Abbildung 4: Informationsfluss im Bilanzgruppenmodell .....	18
Abbildung 5: Arten von Produkten und Geschäften .....	23
Abbildung 6: Zeitliche Struktur der unterschiedlichen Produkte und Handelsformen .....	24
Abbildung 7: Handelsvolumen am EEX Spot und Terminmarkt in Deutschland von 2002 bis 2012 .....	26
Abbildung 8: MCP, Market Clearing Price, Preisermittlung im Zweiseitigen Auktionshandel	28
Abbildung 9: Entwicklung der Großhandelspreise für Industriekunden von 1999 bis 2004 .....	33
Abbildung 10: Vergleich Börsenpreise und OTC-Preise in Österreich.....	35
Abbildung 11: Entwicklung der Börsenpreise von 2001 bis 2011 .....	36
Abbildung 12: Entwicklung der Handelsvolumina an den Spotbörsen, EEX und EXAA.....	38
Abbildung 13: Preisentwicklung Base (schwarz) und Peak (blau) der Year-Ahead Produkte an der EEX.....	39
Abbildung 14: Vergleich und Auswirkung der Solar- und Windstromerzeugung auf die Day-Ahead Spotpreise für den 18. bis 24.06 2012.....	40
Abbildung 15: Der zeitliche Ablauf des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch von Regelenergie.....	41
Abbildung 16: Leistungspreise der Primärregelung.....	44
Abbildung 17: Entwicklung der negativen Sekundärregelungspreise und -abrufpreise ....	45
Abbildung 18: Entwicklung der positiven Sekundärregelungspreise und -abrufpreise.....	46
Abbildung 19: Entwicklung der Leistungsvorhaltungspreise für die Wochenend- und Wochenausschreibung der Tertiärregelung .....	47
Abbildung 20: Entwicklung der positiven und negativen Abrufpreise der Tertiärregelung für die Wochenend- und Wochenausschreibung.....	47
Abbildung 21: Gesamtkosten am Regelenergiemarkt. ....	48
Abbildung 22: Deckung des Strombedarfs.....	58
Abbildung 23: Beispiel für eine Kombination von vertikaler und horizontaler Tranchenbeschaffung .....	60
Abbildung 24: Long Hedge eines Kraftwerks, betrachtet als Realloption .....	66
Abbildung 25: Lastprofil des Jahres 2012 .....	69
Abbildung 26: Identifikation der positiv korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil mit hoher Korrelation; (rechts) Kurvenschar der positiv korrelierten Standardlastprofile und Polynom sechsten Grades .....	70
Abbildung 27: Identifikation der nicht-korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil ohne linearen Zusammenhang; (rechts) Kurvenschar der nicht-korrelierten Standardlastprofile und quadratischer Fit .....	70
Abbildung 28: Identifikation der negativ korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil mit negativer Korrelation; (rechts) Kurvenschar der negativ korrelierten Standardlastprofile und quadratischer Fit .....	71
Abbildung 29: Standardlastprofil mit reduziertem Verbrauch.....	71

---

Abbildung 30: Strategie 1 am Beispiel eines Standardlastprofils .....	73
Abbildung 31: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile mit positiver Korrelation .....	75
Abbildung 32: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile mit negativer Korrelation.....	76
Abbildung 33: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile ohne linearen Zusammenhang	76
Abbildung 34: Berechnete Differenzen aus dem Minimum Verbrauchspeaks eines Monats und dem Maximum der Lastprofilskurve des Monats im Jahr 2012 .....	78
Abbildung 35: Strategie 3 angewandt auf ein Standardlastprofil .....	79
Abbildung 36: Leistungspreise der positiven und negativen Sekundärregelleistung für die Zeitscheiben Off-Peak, Peak und Wochenende.....	83
Abbildung 37: Abrufpreise in € pro MWh und Abrufmenge in MWh der Sekundärregelenergie .....	86
Abbildung 38: Leistungspreise der positiven und negativen Tertiärregelleistung für die Zeitscheiben Off-Peak, Peak jeweils für Wochen- und Wochenendauctionen.....	91
Abbildung 39: Durchschnittliche Erlöse der Tertiärregelleistung über die sechs Zeitscheiben .....	93
Abbildung 40: Vergleich der Entwicklung der Erlöse für positive und negative Wochen- und Wochenendauctionen des Jahres 2012 mit 2013.....	94
Abbildung 41: Abrufpreise in € pro MWh und Abrufmenge in MWh der Tertiärregelenergie.....	95
Abbildung 42: Darstellung der Windprognose (einen Tag zuvor) und der tatsächlichen Windeinspeisung.....	98
Abbildung 43: Darstellung Windprognosefehler im Vergleich zu den Abrufdaten der Ausgleichsenergie vom 1.1.2013 .....	99
Abbildung 44: Viertelstündliche Daten der Windprognose, der Delta Regelzone, sowie der Minutenreserve am Beispiel des 1.1.2013 .....	100
Abbildung 45: Viertelstündliche Daten der Windprognose, der Delta Regelzone, sowie der ersten Ableitung der Windprognose.....	100



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strombeschaffungskosten für die Grundlast auf Basis unterschiedlicher Preise....	73
Tabelle 2: Reserveenergiekosten auf Basis des Phelix Day Base.....	74
Tabelle 3: Kosten resultierend aus der Beschaffungsstrategie 1.....	74
Tabelle 4: Kostenaufschlüsselung der Beschaffungsstrategie 2.....	77
Tabelle 5: Kostenaufschlüsselung der Beschaffungsstrategie 3.....	78
Tabelle 6: Strategie 3 mit zusätzlichem Verkauf von Einzelstunden auf Basis von 20 MW Grundlast.....	79
Tabelle 7: Strategie 3 mit zusätzlichem Verkauf von Einzelstunden auf Basis von 10 MW Grundlast.....	80
Tabelle 8: Kosten der verschiedenen Strombeschaffungsstrategie ohne zusätzliche Erdgas substitution.....	80
Tabelle 9: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.....	84
Tabelle 10: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben für die Jahre 2012 und 2013.....	84
Tabelle 11: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben seit Beginn der Kooperation mit ELES für die Wochen 20 bis 49 der Jahre 2012 und 2013.....	85
Tabelle 12: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Sekundärregelenergie der Jahre 2012 und 2013.....	87
Tabelle 13: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Sekundärregelenergie.....	87
Tabelle 14: Potentielle Erlöse der Arbeitspreise für die Sekundärregelung der Jahre 2012 und 2013.....	87
Tabelle 15: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Sekundärregelenergie getrennt aufgeschlüsselt für die Jahre 2012 und 2013.....	88
Tabelle 16: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Sekundärregelenergie für 2012 und 2013.....	88
Tabelle 17: Separate Kostenaufschlüsselung für 2012 und 2013 für positive und negative Arbeitspreise der Sekundärregelung.....	88
Tabelle 18: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelenergie seit Beginn der Kooperation mit ELES für die Wochen 20 bis 43 der Jahre 2012 und 2013.....	89
Tabelle 19: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Tertiärregelung durch Wochenauktionen und Wochenendauctionen insgesamt für die Jahre 2012, 2013.....	92
Tabelle 20: Darstellung der potentiellen Wochendurchschnittserlöse der Tertiärregelung aufgeschlüsselt für allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.....	92
Tabelle 21 Darstellung der potentiellen Erlöse der Tertiärregelung aufgeschlüsselt für allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.....	92

Tabelle 22: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Tertiäreregelenergie der Jahre 2012 und 2013. ....	96
Tabelle 23: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Tertiärregelenergie. ....	96
Tabelle 24: Potentielle Erlöse der Arbeitspreise für die Tertiärregelung der Jahre 2012 und 2013. ....	96
Tabelle 25: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Tertiärregelenergie getrennt aufgeschlüsselt für die Jahre 2012 und 2013. ....	97
Tabelle 26: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Tertiärregelenergie für 2012 und 2013.....	97
Tabelle 27: Separate Kostenaufschlüsselung für 2012 und 2013 für positive und negative Arbeitspreise der Tertiärregelung.....	97

## Abkürzungsverzeichnis

AB	Allgemeine Bedingungen für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber
ACER	Agency for the Cooperation between Energy Regulators , EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
APCS	Power Clearing & Settlement
APG	Austrian Power Grid AG
BGBI	Bundesgesetzblatt
BGV	Bilanzgruppenverantwortliche
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
E-Control	Energie-Control GmbH
EEC	European Commodity Clearing AG
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
ELES	Elektro-Slovenija, d.o.o.
ELIX	European Electricity Index
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
ENTSO	European Network of Transmission System Operators, Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber
EPEX	European Power Exchange
E-RBG	Energie-Regulierungsbehördengesetz
ESS	ETSO Scheduling System
et al.	et alteri oder et alii = und andere
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EXAA	Energy Exchange Austria
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V
GuD	Gas- und Dampf Kombikraftwerk
INC	Imbalance Netting Cooperation
ISO	independent System operator
ITO	Independent Transmission Operator (ITO)
KMU	Klein- und mittelständisches Unternehmen
kV	kilo Volt
kWh	kilo Watt Stunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LD	Linz-Donawitz
MCP	Market Clearing Price
MSCONS	Metered Services Consumption report message
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Stunden
NB	Netzbetreiber
OTC	over the counter
OTC	Over The Counter

Phelix	Physical Electricity Index
RZF	Regelzonenführer
S.	Seite
SoMa	Sonstige Marktregeln
TIWAG	Tiroler Wasserkraft AG
TOR	Technische und organisatorische Regeln
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UCTPE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité, „Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität“
V	Volt
Vgl.	Vergleiche
VKW	Vorarlberger Kraftwerke AG
XML	Extensible Markup Language

# 1 Einleitung

Mit der Liberalisierung des Strommarktes verfolgte die Europäische Union das Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie Europas gegenüber den großen Industrienationen USA und Japan zu steigern. Innereuropäisch waren die Hauptziele der Liberalisierung die Aufrechterhaltung der Energieversorgungssicherheit, sowie die Garantie freien Wettbewerbs. Die Umsetzung dessen wurde in den Richtlinien der EU durch die Energie-Binnenmarktpakete formuliert, die sich auf die Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen, den Netzzugang für Dritte, den grenzüberschreitenden Handel und die Schaffung von Kontroll- und Regulierungsinstanzen konzentrieren. In Österreich erfolgte die vollständige Liberalisierung im Jahr 2001, wobei die Bestimmungen des EU-Regelwerks im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz umgesetzt wurden.

Eine weitere maßgebende Veränderung ist die Entwicklung eines Großhandelsmarktes für Strom, der zur Etablierung von Strombörsen wie zum Beispiel der EEX in Deutschland oder der EXAA in Österreich führte. Gegenüber bilateralen Verträgen bietet der Börsenhandel für die Marktteilnehmer, auch Industrieunternehmen oder Banken, die Risikominimierung von nicht erfüllten Geschäften. Der Handel an der Strombörse ermöglicht nicht nur die Abdeckung des Strombedarfs, sondern auch rein finanzielle Geschäfte, die die Schwankungen der Strompreise ausnützen.

Die in den letzten Jahren starke Zunahme der Förderung erneuerbarer Energien sorgte zusätzlich für einen Paradigmenwechsel. Der Stromverbrauch richtet sich immer mehr nach der Stromerzeugung. Erneuerbare Energieträger wie große Photovoltaikanlagen oder riesige Offshore-Windparks speisen, im Tagesverlauf schwanken, erhebliche Mengen Strom in die Stromnetze ein, wodurch sie die Strompreise durch Überangebote in den Mittags- und frühen Nachmittagsstunden negativ beeinflussen. Diese Änderungen stellen nicht nur große Herausforderungen für die Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dar, sondern auch für den Handel an der Strombörse. Das typische Tagespreisprofil mit den Lastspitzen einhergehenden Preissteigerungen mittags existiert auf Grund der zunehmenden Einspeisung der erneuerbaren Energieträger in dieser Form nicht mehr. Prognosen der Spotmarktpreise werden neben der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern zusätzlich durch unterschiedliche Wettersituationen, Ressourcenknappheit und Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit stark erschwert.

Für energieintensive Industriebetriebe, wie die voestalpine Donawitz GmbH, erfordert die zunehmende Volatilität des Strommarktes die Entwicklung eines Stromkonzeptes, das einerseits die Eigenstromproduktion und andererseits die Möglichkeiten der Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt einschließt.

Im Zuge dieser Arbeit werden verschiedene Strategien der Strombeschaffung ohne Erdgas-substitution vorgestellt, in der die zusätzliche Strombedarfsdeckung mit Hilfe einer Dampfturbine erfolgt. Die unterschiedlichen Strategien für die Strombeschaffung reichen von einer konservativen Strombeschaffung an der EEX, bis hin zu strategischen Sicherungsgeschäften, wie sie am Terminmarkt gehandelt werden.

Die Konzeptentwicklung für eine Strombeschaffung mit zusätzlicher Erdgassubstitution schließt den Einsatz der zur Verfügung stehenden technischen Einheiten - eine Gasturbine und zwei Dual-Fuel Maschinen - am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt mit ein. Bei der Entwicklung des Konzeptes liegt der Fokus auf der Analyse der Sekundär- und Tertiärregelung.

## **Aufbau und Struktur der Arbeit**

In Kapitel 2 wird auf die zentrale Bedeutung des Elektrizitäts- und Energiesektors im 21. Jahrhundert und dessen Einbeziehung in den Europäischen Binnenmarkt eingegangen. Es werden die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft definiert, die bei einer Regulierung berücksichtigt werden müssen.

Kapitel 3 beschreibt ausführlich die Umsetzung der über viele Jahrzehnte erarbeiteten Ziele in Richtung Versorgungssicherheit und -qualität, durch die EU-Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinien und deren Verankerung durch das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz in Österreich. Des Weiteren wird auf die Energie-Control eingegangen, die die Beobachtung und Überwachung des Strommarktes übernimmt und für faire Wettbewerbsbedingungen sorgt.

Das Bilanzgruppenmodell und das österreichische Strommarktmodell, das auf den bundes- und europäischen Rechtstexten, den Entscheidungen der Regulierungsbehörde, den Marktregeln und den allgemeinen Bedingungen der Marktteilnehmer basiert, wird in Kapitel 4 besprochen. Auch die Großhandelsmärkte, die sich seit der Liberalisierung etablierten haben, deren Entwicklungen und Preisunterschiede, sowie die Vielzahl an Produkten, werden ebenso wie der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt in der Österreichischen Regelzone APG behandelt.

In Kapitel 5 werden die verschiedenen Aspekte und Strategien der Strombeschaffung und die theoretische Konzeptentwicklung analysiert. Die wichtigsten Komponenten aus denen sich der Strompreis zusammensetzt und die verschiedenen Strategien und Modelle der Strombeschaffung, die die Grundlage für die Entwicklung eines Strombeschaffungskonzeptes darstellen, werden näher erläutert. Auch der Einsatz von KWK-Anlagen in Kraftwerken und die damit verbundenen Auswirkungen auf Strombeschaffungs- und -vermarktungsstrategien werden diskutiert.

Die in Kapitel 5 behandelten theoretischen Konzepte der Konzept- und Strategieentwicklung für die Strombeschaffung, werden in Kapitel 6 in praktischer Form am Beispiel des Industrieunternehmens, voestalpine Stahl Donawitz GmbH, umgesetzt. Die Grundlage für die Entwicklung von Beschaffungsstrategien ohne zusätzliche Gassubstitution bildet die Analyse der Lastprofile und die Definition von Standardlastprofilen. Basierend auf diesen Standardlastprofilen werden verschiedene Strategien der Strombeschaffung am Strommarkt vorgestellt. Die Strombeschaffung mit Substitutionsmöglichkeiten durch Erdgas wird einerseits durch die zusätzliche Stromerzeugung der Gasturbine, als auch zwei Dual-Fuel Maschinen realisiert. Die verschiedensten Möglichkeiten der Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt und ihre wirtschaftliche Relevanz werden genauer untersucht.

In Kapitel 7 werden die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und ein kurzer Rückblick, sowie ein Ausblick auf die Entwicklung des Strommarktes präsentiert.

## 2 Die Elektrizitätswirtschaft und ihre Besonderheiten

Die zentrale Bedeutung des Elektrizitäts- und Energiesektors im 21. Jahrhundert wird durch die Einbeziehung dieser Sektoren in den Binnenmarkt durch die EU hervorgehoben. Umgesetzt wird dies durch die Liberalisierung des Energiebereichs und die verbesserte Vernetzung innerhalb Europas. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinien<sup>1</sup> wurden 1996 beschlossen und traten 1997 in Kraft. Dieser Schritt zur Liberalisierung wurde vor allem aufgrund von Studien realisiert, welche die Vorteile einer innovativeren und effizienteren Stromerzeugung, sowohl im Hinblick auf nachhaltigere Technologien und auf den globalen Umweltschutz, als auch durch eine Verstärkung des Stromhandels durch die Erweiterung der Stromnetze, aufzeigen.

Die Elektrizitätswirtschaft zeichnet sich vor allem durch diese Besonderheiten aus, die bei einer Regulierung zu berücksichtigen sind folgendermaßen definiert<sup>2</sup>:

### **Gesamtsystemgebundenheit**

Das Gesamtsystem, bestehend aus Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung, darf nicht durch die mit der Liberalisierung einhergehende organisatorische Trennung in eigenständige operative Einheiten gestört werden. Ein ausgereiftes Regelwerk muss für alle Teilnehmer am Gesamtsystem bereitgestellt werden, um die übergreifende Funktion zu gewährleisten. Ein einzelner Netzbetreiber, zuständig für ein großes Netzgebiet, ermöglicht erst einen gesicherten Netzbetrieb.

### **Netzgebundenheit**

Der Strom in einem Netz tritt als Fluss der elektrischen Energie nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf und lässt sich nicht steuern, wie andere Energieformen. Steuerbar wird der Strom erst durch eine Änderung des Kraftwerkeinsatzes und durch eine engere Vernetzung von Kraftwerken und Verbrauchern. Dadurch können Kraftwerksreserven reduziert und dennoch die Versorgungssicherheit erhöht werden.

### **Leitungsgebundenheit**

Die Vermeidung von Mehrfachinvestitionen wird durch die leitungsmäßige Versorgung eines bestimmten Gebietes durch ein Stromversorgungsunternehmen gewährleistet. Dies wird auch als natürliches Monopol der Elektrizitätsnetze bezeichnet und stellt die physikalischen Handelsplätze dar.

### **Nichtspeicherbarkeit**

Diese wichtige Eigenschaft der elektrischen Energie erfordert eine Erzeugung, welche auf die maximale Nachfrage ausgelegt sein muss. Daher kann eine unterbrechungsfreie und zuverlässige Stromversorgung erst durch die Schaffung entsprechender Reservekapazitäten gewährleistet werden. Durch Netzzusammenschlüsse können diese Reservekapazitäten minimiert werden.

---

<sup>1</sup> Siehe 96/92/EG Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

<sup>2</sup> Vgl. Stigler, 2002, S. 71

### **Lange Vorlaufzeiten**

Lange Vorlaufzeiten für die Planung, Genehmigung und schlussendlich die Errichtung von energiewirtschaftlichen Anlagen führen zu möglichen Erzeugungseingpässen, die sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken können.

### **Lange Lebensdauer**

Lange Vorlaufzeiten und die Langlebigkeit von Anlagen führen zu einer trägen Entwicklung im Energiebereich. Getroffene Entscheidungen können nicht kurzfristig revidiert werden - auch aufgrund eines geringen Kapitalumschlages.

### **Kapitalintensität**

Die hohe Kapitalintensität in den Übertragungs-, Verteilungs- und Erzeugungsanlagen erfordert eine optimierte Nutzung der verfügbaren Mittel und eine hohe Planungsgenauigkeit der Anlagenutzung. Die Langlebigkeit der kapitalintensiven Anlagen trägt schließlich auch dazu bei, dass die Anpassung energiewirtschaftlicher Strukturen an neue Anforderungen äußerst langsam von statten geht. Eine Senkung der Kapazitäten für Spitzenlast und Reserve im Kraftwerk wird durch den Ausbau von europaweiten Netzen begünstigt und kann somit die Nichtspeicherbarkeit des elektrischen Stroms ausgleichen. Dies kann allerdings auch zu Risiken in der Investition von neuen Anlagen führen.

### **Dargebotsabhängigkeit und Bedarfsgerechtigkeit**

Die Dargebotsabhängigkeit tritt vor allem im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energieträgern, wie Wind- und Wasserkraft und Solarenergie, auf. Windkraftanlagen oder auch Laufkraftwerke liefern zwar dargebotsabhängig, aber nicht bedarfsgerecht. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit zur Ergänzung der Anlagen, beispielsweise durch Speicherkraftwerke, um auch kurzfristig auftretende Reserve-, und Spitzenleistung zur Verfügung stellen zu können.

Diese von Stigler aufgezeigten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, welche die Branche stark von anderen Wirtschaftszweigen abgrenzen, müssen bei einer Neugestaltung berücksichtigt werden.

Aufgrund dieser Besonderheiten, war die moderne Elektrizitätswirtschaft schon seit Beginn auf eine wohlfahrts-ökonomische Optimierung ausgerichtet.



### 3 Politische Rahmenbedingungen

Im Jahr 1930 formulierte Oskar von Miller erstmals die zentralen Ziele der Elektrizitätswirtschaft in der „Europäischen Elektrizitätswirtschaftsplanung“<sup>3</sup>. Miller diskutierte darin bereits eine länderübergreifende Zusammenarbeit, auch im Hinblick auf die Nutzung von Speicherenergie, und präsentierte ein Konzept für ein europäisches Hochspannungsübertragungsnetz.

Die Gründung der UCTPE<sup>4</sup> im Jahre 1951 strebte eine Optimierung des europäischen Stromerzeugungssystems an und war somit ein erster Schritt in Richtung einer Verbundwirtschaft. 1976 erfolgte ein Bescheid, der Kooperationsverträge zwischen Verbundgesellschaften und den Landeselektrizitätsgesellschaften regelte, und zusätzlich einen koordinierten Kraftwerksausbau und Kraftwerkseinsatz vorsah. Die Umsetzung der über viele Jahrzehnte erarbeiteten Ziele in Richtung Versorgungssicherheit und -qualität, sollte schließlich durch die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG<sup>5</sup> eingeleitet werden.

#### 3.1 Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinien

Die in acht Kapitel unterteilte Binnenmarktrichtlinie-Elektrizität kann in fünf große Teilbereiche gegliedert werden<sup>6</sup>:

- Die Liberalisierung des Baus von Stromerzeugungsanlagen.
- Die Regulierung des Netzzugangs.
- Die Liberalisierung des Baus von Direktleitungen.
- Die Entflechtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen.
- Die sukzessive Marktöffnung für Endkunden.

Die Entscheidung über den Bau von Produktionsanlagen erfolgt also durch Genehmigungs- bzw. Ausschreibungsverfahren der Mitgliedsstaaten. Des Weiteren werden zu Gunsten des Gemeinwohls bestimmte Pflichten für Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die Mitgliedsstaaten benennen einerseits einen Übertragungsnetzbetreiber, der die Pflichten des Ausbaus, der Wartung und des Betriebs der Netze erfüllen muss und legen andererseits technische Anforderungen für die Sicherstellung des Netzes fest<sup>7</sup>. Ein Netzbetreiber wird benannt, der für den Ausbau, den Betrieb und die Wartung von Verteilersystemen und Verbindungsleitungen mit anderen Netzen zuständig ist<sup>8</sup>. Die Richtlinie definiert Vorgaben bezüglich der Entflechtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der Transparenz der Buchführung. In den Vorschriften zu der Organisation und dem Zugang des Netzes wird eine zeitlich gestaffelte Öffnung der nationalstaatlichen Elektrizitätsmärkte bestimmt<sup>9</sup>.

<sup>3</sup> Vgl. Oskar von Miller, 1930

<sup>4</sup> UCTPE: „Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité“, „Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität“

<sup>5</sup> Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996 (Amtsblatt Nr. L027 vom 30.01.1997 S. 0020)

<sup>6</sup> Vgl. Schwarz F. (2010), S.31

<sup>7</sup> Siehe Richtlinie 96/92/EG, Kapitel IV

<sup>8</sup> Siehe Richtlinie 96/92/EG, Kapitel V

<sup>9</sup> Vgl. Aehringhaus, S. (2005), S.62

Die am Ende der neunziger Jahre noch immer vorherrschende unzureichende Trennung der Netzgesellschaften von ihren anderen Tätigkeiten, sowie die großen Unterschiede der Netzzugangsregime und -tarife, waren einige der Haupthindernisse bei der Umsetzung der Richtlinie. Aus diesem Grund folgten in den Jahren 2003 bis 2005 weitere Richtlinien für den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt. Die EU-Beschleunigungsrichtlinie 2003<sup>10</sup> sollte die Liberalisierung vorantreiben und die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom und Gas stärken<sup>11</sup>.

Kernbereiche der Richtlinie sind<sup>12</sup>:

- die Öffnung aller Elektrizitätsmärkte Europas für sämtliche Kunden bis 1.6.2007,
- eine Verschärfung der Entflechtung der Netze, indem nur noch gesellschafts- und eigentumsrechtliches Unbundling erlaubt war,
- die Gründung und verpflichtende Einsetzung einer nationalen, unabhängigen Regulierungsbehörde und in diesem Zusammenhang auch die Auflösung der Wahlfreiheit zwischen reguliertem und verhandeltem Netzzugang.

Die Verordnung regelte den Netzzugang und die Netzgebühren für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Eine weitere progressive Maßnahme zur Errichtung eines gemeinsamen Binnenmarktes war die Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel<sup>13</sup>. Diese legte wichtige Rahmenbedingungen fest, wie die Tarifierung und Kapazitätszuweisungen, die den grenzüberschreitenden Stromhandel stärken sollten.

Das dritte Liberalisierungspaket<sup>14</sup> wurde 2009 erlassen. Ziel dieser Richtlinie war die Auflösung von Defiziten bezüglich einer klaren Trennung von Übertragungsnetzbetrieb und Energieerzeugung, sowie der mangelhaften Transparenz hinsichtlich des Netzzugangs, den weiterhin national strukturierten Strommärkten und den fehlenden Investitionen in Kapazitäten zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Handels<sup>15</sup>.

Das dritte EU-Binnenmarktpaket fokussiert sich auf die Bereiche<sup>16</sup>:

- Entflechtung

Das Paket ermöglicht eine Gleichberechtigung der drei Entflechtungsvarianten, dem „Ownership Unbundling“<sup>17</sup>, dem „Independent System Operator“ (ISO)<sup>18</sup> und der verstärkt organisationsrechtlichen Entflechtung<sup>19</sup>.

<sup>10</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABI 2003 L 176/37

<sup>11</sup> Vgl. Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2010), S.31ff

<sup>12</sup> Vgl. Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2010), S.31ff

<sup>13</sup> Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003

<sup>14</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABI 2009 L 211/55

<sup>15</sup> Vgl. Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2010), S.49ff

<sup>16</sup> Siehe Richtlinie 2009/72/EG

<sup>17</sup> Die Festlegung von Entflechtungsmaßnahmen zur vollständig eigentumsrechtlichen Trennung von Energieerzeugung und -vertrieb vom Betrieb der Stromnetze.

<sup>18</sup> Netzmanagement durch einen unabhängiger Netzbetreiber. Ein vertikal integriertes Unternehmen benennt ein selbstständiges Unternehmen zur Übernahme des Netzbetriebs. Es darf keine Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Vertriebsunternehmen ausgeübt werden.

<sup>19</sup> Ein Independent Transmission Operator (ITO) soll ein von der Holding unabhängiges Netzmanagement gewährleisten. Vertikal Integrierte Modelle behalten ihre Übertragungsnetze, um die Unabhängigkeit der Unternehmen voneinander zu gewährleisten, müssen strenge Vorgaben bezüglich einer Trennung des Netzbetriebs von den Erzeu-

Zusätzlich wurde eine Schutzregel bei Übernahmen - innerhalb der EU als auch von außerhalb - zum Schutz der Energienetze durch ausländische Unternehmen im Sinne des Allgemeinwohls erlassen. Auch der Schutz von Energieversorgungsunternehmen vor Übernahmen durch nicht entflochtene Unternehmen aus Drittstaaten wurde beschlossen.

- Geschlossene Verteilernetze
- Stärkung der Regulierungsbehörden:

Des Weiteren sollte die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden gestärkt werden. Auf nationaler Ebene müssen Mitgliedsstaaten eine Regulierungsbehörde benennen, ausgestattet mit den Attributen: unabhängig, transparent und unparteiisch. Die Regulierungsbehörden müssen rechtlich getrennt und funktional unabhängig sein, unabhängig von Marktinteresse handeln und keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder Einrichtungen entgegennehmen.

Die Agentur für die Kooperation der Energieregulierung wurde gegründet und war zuständig für grenzüberschreitende Angelegenheiten.<sup>20</sup>

- Verbraucherschutz:

Verbraucher haben die Möglichkeit innerhalb weniger Wochen den Anbieter zu wechseln, ihre Verbrauchsdaten einzusehen und Entschädigungsrechte bei nicht eingehaltenen Leistungen geltend zu machen.

## 3.2 Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (im folgenden EIWOG), die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinien<sup>21</sup>, trat 1998 in Kraft, mit dem Ziel die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Elektrizitätswirtschaft im internationalen Vergleich zu erhöhen. Ursprünglich war jedoch keine vollständige, sondern vorerst eine stufenweise Marktöffnung bis 2003 von 35% vorgesehen. Somit erfolgte vorerst eine Marktöffnung nur für bestimmte Erzeuger und industrielle Großkunden.

Aufgrund der zunehmenden Unzufriedenheit der Endkunden bezüglich der Benachteiligung gegenüber großen Konkurrenten, leitete 2002 das Energieliberalisierungsgesetz eine 100 prozentige Öffnung und somit eine vollständige Liberalisierung des österreichischen Energiemarktes ein. Konkretisiert wurde das EIWOG 2000<sup>22</sup> durch die Aufzählung der Aufgaben für die Regulierungsbehörden, wie beispielsweise die Überwachung des Wettbewerbs und die Regulierung des Marktes.<sup>23</sup>

Eine vollständige Liberalisierung des Gasmarktes erfolgte erst am 1.10.2002. Die Überwachung des Strom- und Gasmarktes wurde im Zuge der neuen Rahmenbedingungen der Energie-Control (E-Control) übertragen.

---

gungs- oder Vertriebsunternehmen eingehalten werden. Ein 10 Jahres Netzentwicklungsplan zur Sicherung von Investitionen in die Stromnetze muss jährlich aktualisierter vorgelegt werden.

<sup>20</sup> Laut Artikel 35 der Richtlinie 2009/72/EG und Artikel 39 der Richtlinie 2009/73/EG

<sup>21</sup> Siehe Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 121/2000 (Art 7 Energieliberalisierungsgesetz).

<sup>22</sup> Siehe Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission, BGBl. I Nr. 121/2000 (Art 8 Energieliberalisierungsgesetz)

<sup>23</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2002), S.10

Eine weitere Novelle des EIWOG erfolgte 2004<sup>24</sup> mit der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktregelung 2003 und einer Anpassung der organisatorischen und rechtlichen Bestimmungen hinsichtlich der Entflechtung. Übertragungsnetzbetreiber müssen in der Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von ihren anderen Tätigkeitsbereichen sein. Ergänzt wurde der neue Rechtsrahmen durch die EU-Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel<sup>25</sup>. Sie legt die Zuweisung von Kapazitäten und die Tarifierung bei grenzüberschreitenden Übertragungen fest. Im Juni 2003 wurden die Änderungen des EIWOG durch das Bundesgesetz<sup>26</sup> umgesetzt.

Auch im Jahr 2005 wurde das Ziel nicht erreicht, einen einheitlichen, EU-weiten Binnenmarkt zu schaffen, da weiterhin getrennte nationale Märkte existieren - vor allem aufgrund mangelnder Netzinfrastruktur, auftretenden Netzengpässen und Ineffizienz in der Vergabe knapper Kapazitäten. Die Vergabe langfristiger Kapazitäten macht es kaum möglich auf kurzfristige Anpassungen der Handelsströme und Preisunterschieden zu reagieren. Der grenzüberschreitende Handel stieg innerhalb von 1995 bis 2005 nur von 7% auf 10,7 % an. Mangelnde Transparenz erhöhte zusätzlich das Marktrisiko, was vor allem für große Produzenten vorteilhaft war, da diese bessere Informationen über Marktgegebenheiten erlangten. Dieses Risiko führt dazu, dass vermehrt Eigenkapazitäten geschaffen werden und zusätzlich längerfristige Verträge zur Absicherung von Preisen abgeschlossen werden. 2005 wurde auch der weltweit größte Binnenmarkt für Elektrizität und Erdgas geschaffen. Der Fokus lag auf der Ausdehnung der Vorteile des Binnenmarktes auf Südosteuropäische Länder, um einen stabilen Rahmen für Investitionen zu schaffen.<sup>27</sup>

Die EIWOG-Novelle im Jahr 2006<sup>28</sup> zielte auf eine Verbesserung der gesellschaftlichen Trennung der Energieversorgungsunternehmen in der Verteilung, dem Transport und der Erzeugung<sup>29</sup>. Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit wurde eine gesetzliche Grundlage für die Primärregelung geschaffen, sowie eine Verankerung von Maßnahmen im marktorientierten Engpassmanagement und im Datenaustausch zwischen Regelzonenführer und Marktteilnehmern getroffen. Bezüglich der KWK<sup>30</sup>-Richtlinie, wurde die Zuständigkeit hinsichtlich der Festlegung von Kriterien des Wirkungsgrades für KWK den Ländern zugeteilt.<sup>31</sup>

Im Zuge eines Maßnahmenpakets zur Wettbewerbsverbesserung erfolgte eine Anpassung der Marktregeln. Bereits im Jahre 2007 erfolgte der Ausbau des 380-kV-Ringes zur langfristigen Behebung bestehender Engpassituationen. Investitionen in diesem Bereich stammen zum Teil aus Erlösen grenzüberschreitender Kapazitätsauktionen, womit man den Vorgaben der Verordnung, betreffend der Verwendung der Auktionserlöse<sup>32</sup>, Folge leistete.

Im Jahr 2008 erfolgten Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich der Mechanismen des Engpassmanagement und der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Engpässe zu den angrenzenden Ländern, mit Ausnahme von Deutschland, werden mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet, wobei eine bilaterale Koordination gemeinsamer Vergaben erfolgt. Im Rahmen der Anreizregulierung wurden 2008 die Netztarife angepasst. Die

---

<sup>24</sup> Siehe BGBl. I Nr. 63/2004

<sup>25</sup> Siehe Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

<sup>26</sup> Siehe BGBl. I Nr. 63/2004

<sup>27</sup> Vgl. Jahres Berichte der E-Control (2005), S.15

<sup>28</sup> Siehe BGBl. I Nr. 106/2006

<sup>29</sup> Vgl. WKO - Der Energiemarkt (2011), S.4

<sup>30</sup> Kraft-Wärme-Kopplung

<sup>31</sup> Vgl. Jahres Bericht der E-Control (2006), S.19

<sup>32</sup> Siehe Artikel 6 der Verordnung (EC) 1228/2003

Anpassung war von mehreren Faktoren, wie Abgeltungen von Schäden durch Naturkatastrophen, gekennzeichnet.<sup>33</sup>

Im Jahr 2009 wurde das dritte Energiemarkt-Liberalisierungspaket für den Strom- und Gasmarkt beschlossen, welches bis 2011 in nationales Recht umgesetzt werden musste. Die Verordnung zur Gründung einer EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER<sup>34</sup>) war bereits in Kraft. Das dritte Binnenmarktpaket sah pro Land nur eine Regulierungsbehörde vor, weshalb die Organisationsstruktur der E-Control angepasst werden musste. Die Regulierungsbehörde muss nun unabhängig von Bundes- und Landesregierungen sein.<sup>35</sup>

Die Vorgaben des dritten EU-Binnenmarktpakets wurden schließlich 2010 in österreichisches Recht umgesetzt. Wichtige Punkte waren die Gewährleistung des freien Marktzugangs für Versorger, die Stärkung der Verbraucherrechte und eine wirksame Entflechtung der Übertragungsnetzbetriebe. Dem Übertragungsnetzbetreiber wird die Möglichkeit zur Wahl und Umsetzung eines von vier Modellen gegeben: eigentumsrechtliche Entflechtung, unabhängiger Netzbetreiber (ISO), unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO), wirksamere Unabhängigkeit des ITO. Das ISO-Modell besagt, dass der Netzeigentümer an den unabhängigen Netzbetreiber auslagern muss. Bei der ITO Option darf der Netzbetreiber im gesellschaftsrechtlichen Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens bleiben, muss aber strenge und umfassende Unabhängigkeitsvorschriften erfüllen. Das dritte Binnenmarktpaket schuf auch Regelungen für eine engere Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern und den ENTSOs<sup>36</sup>, den neuen europäischen Organisationen, den nationalen Regulierungsbehörden und -kommissionen. Neu geregelt wurde auch das Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte. Es existieren nun stärker bindende gesetzliche Regelungen über die Kosten- und Mengenermittlung und die einzelnen Entgeltkomponenten. Auch im Hinblick auf die Regulierungsbehörden wurden Maßnahmen getroffen, welche die Unabhängigkeit der Behörde von öffentlichen und privaten Interessen stärkte.<sup>37</sup>

Im Jahr 2011 gab es große Änderungen im Gesetz in den Bereichen Entflechtung, Konsumentenrechte und Systemnutzungsentgelte. Für Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber wurden strenge Richtlinien vorgegeben, die im EIWOG umgesetzt wurden. So stehen neue gleichwertige Entflechtungsmodelle zur Auswahl: die eigentumsrechtliche Entflechtung gibt vor, dass die Netzgesellschaft als zivilrechtlicher Eigentümer aus dem Konzern ausgegliedert werden muss. Die Verteilernetzbetreiber müssen seit dem Jahr 2011 eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung einhalten. Der Begriff Systemnutzungstarife wurde auf Systemnutzungsentgelte geändert. Eine weitere Neuerung betrifft die Einführung eines Regulierungskontos, das von der Regulierungsbehörde Sachverhalte bei der Kostenermittlung berücksichtigt.<sup>38</sup>

Die neue Verordnung, die Stromkennzeichnung betreffend, schreibt vor, dass ein Nachweis zu den verschiedenen Primärenergieträgern und der Stromkennzeichnung erbracht werden muss, um die Transparenz der Stromkennzeichnung und ihrer Darstellungsform gegenüber dem Endverbraucher zu steigern.

---

<sup>33</sup> Vgl. Jahres Bericht der E-Control (2009), S.45

<sup>34</sup> Agency for the Cooperation between Energy Regulators

<sup>35</sup> Vgl. Jahres Bericht der E-Control (2009), S.6

<sup>36</sup> European Network of Transmission System Operators

<sup>37</sup> Vgl. Jahres Berichte der E-Control (2010), S.9

<sup>38</sup> Siehe BGBl. I Nr. 110/2010

In den Jahren 2012 und 2013 erfolgten mehrere Novellierungen des EIWOG im Bereich der Netzdienstleistungs-Verordnung und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung. Fokus lag unter anderem auf der Beseitigung rechtsunsicherer Zustände und auf der Adaption der Bilanzierungsregeln für das Übertragungsnetz.<sup>39</sup> Die Umsetzung der EU Verordnung über die Integrität und Transparenz im Großhandelsmarkt für Energie<sup>40</sup> erfolgte durch die Verpflichtung der Marktteilnehmer zur Registrierung und die Meldung von Transaktionen am Energiegroßhandelsmarkt, sowie die Publikation von Insiderinformationen. Des Weiteren wurde ein Verbot der Marktmanipulation ausgesprochen. Diese gesetzlichen Grundlagen müssen in den Ländern durch die Ausführungsgesetze umgesetzt werden. Durch das ELWOG sind die Regulierungsbehörden dazu beauftragt, Marktregeln zu erarbeiten.<sup>41</sup>

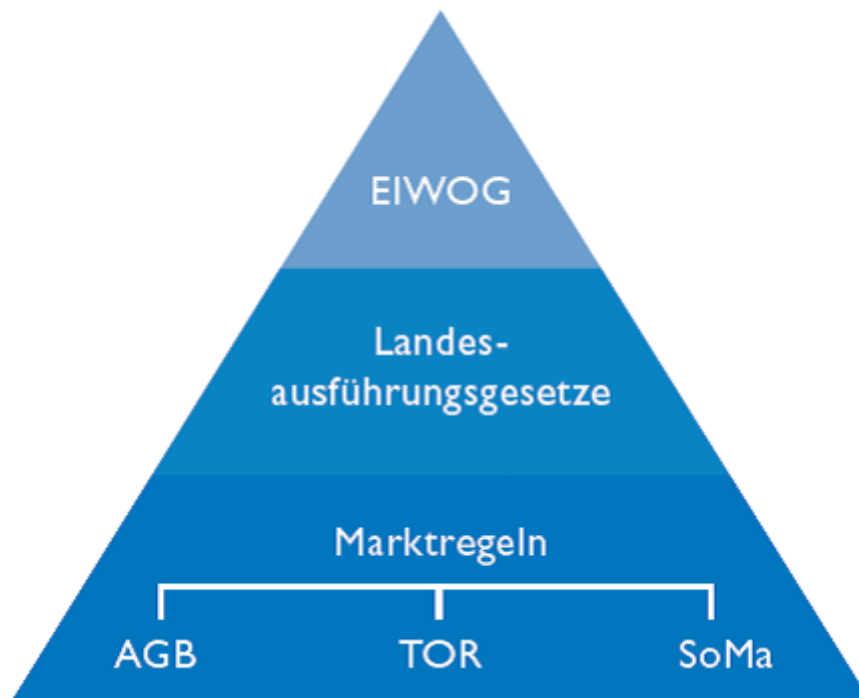


Abbildung 1: Regeln und Vorschriften<sup>42</sup>

Alle auf vertraglicher und gesetzlicher Basis bezeichneten Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen, die das Funktionieren des Marktes gewährleisten und von allen Marktteilnehmern einzuhalten sind, sind in den Marktregeln festgelegt (siehe Abbildung 1)

Die Marktregeln beinhalten<sup>43</sup>:

- Allgemeine Bedingungen (AB) für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche und -koordinatoren.
- Technische und organisatorische Regeln (TOR) beinhalten technische Vorgaben für den Netzbetrieb und entsprechen weitgehend dem in anderen Ländern als „Grid Code“ bekannten Regelwerk.

<sup>39</sup> Siehe BGBl. I NR. 174/2013

<sup>40</sup> Siehe EU-VO 1227/2011 (REMIT-VO)

<sup>41</sup> Vgl. E-Control, der österreichische Strommarkt (2009), S.7

<sup>42</sup> Quelle: E-Control, der österreichische Strommarkt (2009), S.7

<sup>43</sup> Vgl. E-Control - Der österreichische Strommarkt (2009), S.8

- Sonstige Marktregeln (SoMa) beinhalten Regelungen und Prozesse für ein funktionierendes Zusammenspiel der Marktteilnehmer, die nicht in AGB, TOR oder den Gesetzen geregelt sind. Dies sind zum Beispiel Fahrplanmanagement oder Datenaustausch. In anderen Ländern entsprechen sie dem Regelwerk bekannt als „Commercial Code“.

### 3.3 Das regulatorische Umfeld

Österreich setzte die Öffnung des Energiemarktes - mit einer vollständigen Liberalisierung zum 1.10.2001 - schneller um, als es die europäischen Richtlinien vorsahen. Im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz werden die europäischen Regelwerksbestimmungen umgesetzt. Von der Bundesebene erlassene Grundsatzbestimmungen wurden nachfolgend von den Bundesländern in relevante Gesetze umformuliert.

Die Überwachung des Strom- und Gasmarktes wurde der Energie-Control GmbH gemeinsam mit der Energie-Control Kommission übertragen<sup>44</sup>, die sowohl den Wettbewerbsbereich, als auch den Bereich des natürlichen Monopols überwacht. Zu einer weiteren maßgeblichen Aufgabe der Regulierungsbehörde zählt die Regulierung des Strom- und Gasnetzes, mit dem Ziel die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Kosteneinsparungen durch effizientere Netzregulierung zu erzielen.

Im Zuge des Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG)<sup>45</sup> wurden die Energie-Control GmbH und die Energie-Control Kommission errichtet. Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde ist seit den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt Richtlinien 2003 obligatorisch. Diese muss mit bestimmten Aufgaben betraut werden und unabhängig von den Interessen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft sein. Dies schließt bestimmte Monitoring Aufgaben mit ein, sowie das Sicherstellen folgender Marktbedingungen<sup>46</sup>:

- Nichtdiskriminierung
- echter Wettbewerb
- effizientes Funktionieren des Marktes
- Bedingungen des Netzzugangs und Netzanschlusses
- Bedingungen der angewandten Berechnungsmethoden

Die Regulierungsbehörden sollen erforderliche Befugnisse haben, ihre Aufgaben schnell und effizient zu erfüllen und wirksam Sanktionen gegen Unternehmen des Elektrizitäts- und Erdgassektors verhängen, oder einem zuständigen Gericht vorschlagen zu können.<sup>47</sup>

Im Jahr 2010 erfolgte eine Neugestaltung der Regulierungsbehörde, die sich nach der rechtlichen Struktur der Finanzmarktaufsichtsbehörde richtete. Die Organisation der neuen Behörde wird durch das Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft geregelt, welches die Errichtung der „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft“ vorsieht. Die Organe der E-Control, bestehend aus einem Vorstand, einer Regulierungskommission und ein Aufsichtsrat, agieren weisungsfrei bei der Wahrnehmung regulatorischer Aufgaben. Ein Regulierungsbeirat wurde zur Beratung der Behörde in Tariffragen eingerichtet. Der Vorstand ist verantwort-

<sup>44</sup> Siehe §§3-4 E-RBG

<sup>45</sup> Siehe BGBl. Nr. 121/2000

<sup>46</sup> Siehe Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG

<sup>47</sup> Bis zu 10% des Jahresumsatzes des vertikal integrierten Unternehmens bzw. des Übertragungsnetzbetreibers

lich für die Leitung des Dienstbetriebes und die Vertretung nach außen. Die Regulierungskommission besteht aus fünf Mitgliedern. Für Aufgaben, die nicht der Regulierungskommission obliegen, ist der Vorstand zuständig. Die E-Control wird nach neuen gesetzlichen Grundlagen von einem Vorstand bestehend aus zwei Mitgliedern geführt und ist zuständig für alle Aufgaben, die der Regulierungskommission, bzw. dem Aufsichtsrat, nicht gesetzlich zugewiesen sind. Seine Aufgaben sind die Zertifizierung der Übertragungsnetzbetreiber und die Überwachung der Entflechtungsbestimmungen, er überwacht zusätzlich auch die Netzentwicklungspläne. Die aus fünf Bundesregierungsmitgliedern bestehende Regulierungskommission, übernimmt die Aufgabe der Schlichtungsstelle von Streitigkeiten, Entscheidungen über Netz- und Speicherzugangsverweigerungen, und die Bestimmung von Speichernutzungsentgelten. Der Aufsichtsrat überwacht die Geschäftsführung der E-Control und besteht aus einem Vorsitzenden, dem Vorsitzenden Stellvertreter und zwei weiteren Mitgliedern.<sup>48</sup>

Die wesentlichen Zuständigkeiten im Energiebereich wurden von den Ländern an folgende Regulierungsbundesbehörden, außerhalb der mittelbaren Bundesverwaltung agierend, verschoben und aufgeteilt<sup>49</sup>:

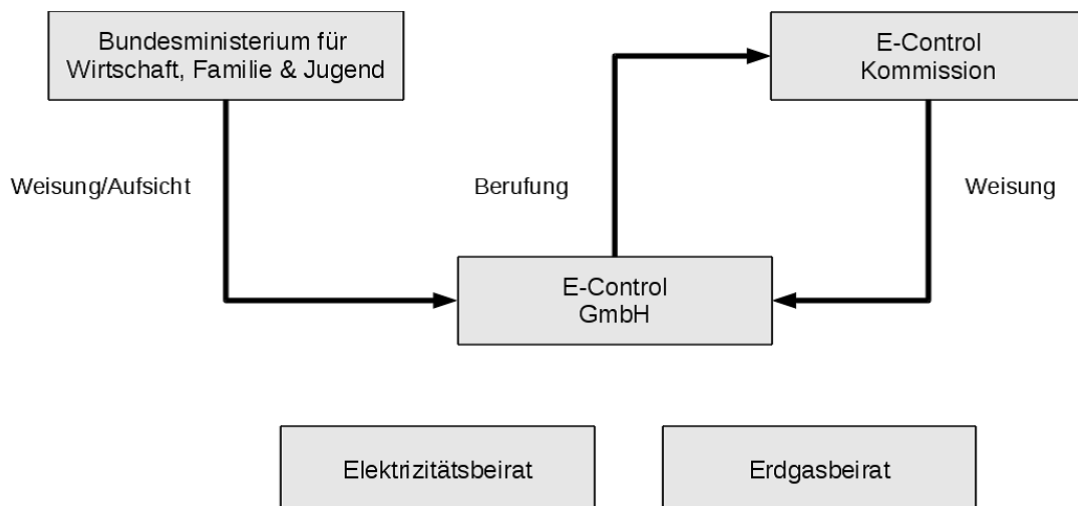


Abbildung 2: Organisation der Regulierungsorgane<sup>50</sup>

### E-Control GmbH

Die E-Control GmbH, die sich zu 100% im Eigentum des Bundes befindet, besteht aus drei Mitgliedern unter dem Vorsitz eines Richters. Der Geschäftsführer der Energie-Control GmbH wird durch die Generalversammlung, gebildet vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ), bestellt. Die Tätigkeit der Energie-Control GmbH unterliegt der Aufsicht des BMWFJ, dem von der Geschäftsführung alle Informationen bezüglich der Erfüllung seiner Aufgaben übermittelt werden müssen. Ihre wesentlichen, durch Gesetze zugewiesenen Aufgaben bestehen aus<sup>51</sup>:

<sup>48</sup> Vgl. Jahres Bericht der E-Control (2011), S.9

<sup>49</sup> Vgl. Boltz, W. und Urbantschitsch, W. (2003), S.1

<sup>50</sup> Quelle: Boltz und Urbantschitsch (2003), S.1

<sup>51</sup> Siehe §§ 7-14a E-RBG



- Schaffen von Rahmenbedingungen: Sonstige Marktregeln für und in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmer sollen erstellt und veröffentlicht werden. Des Weiteren fallen darunter die Erarbeitung von technischen und organisatorischen Regeln für und in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen, sowie die Veröffentlichung und Erstellung von Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche und die Veröffentlichung von Informationen über ihren Tätigkeitsbereich.
- Aufsichts- und Überwachungsfunktion: Dies beinhaltet die Aufsichts- und Überwachungsaufgaben in Bezug auf die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, die Entflechtung, des Weiteren Aufsicht über Bilanzgruppenverantwortliche, - Koordinatoren und Regelzonenführer, sowie über die Einfuhr von elektrischer Energie und Erdgas aus der EU und Drittstaaten.
- Schlichtung von Streitigkeiten: Marktteilnehmer haben unbeschadet der Zuständigkeit der E-Control Kommission und der ordentlichen Gerichte die Möglichkeit Streit und Beschwerdefälle betreffend der Schlichtung von Streitigkeiten vorzulegen, mit dem Ziel einer einvernehmlichen Lösung zwischen den Parteien (Marktteilnehmer und Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen).
- Erstellung von Strompreisvergleichen mittels online Tarifikalkulatoren für Gewerbe-, Land- und Haushaltskunden.
- Treffen von Vorkehrung bei grenzüberschreitenden Lieferungen zur Erfüllung der Vorgaben der EU.

### **Die Energie-Control Kommission**

Als weisungsfreie Behörde (unabhängige Behörde mit richterlichem Einschlag) besteht die E-Control Kommission aus drei Mitgliedern, unter dem Vorsitz eines Richters, die durch die Bundesregierung ernannt werden. Zu ihren Aufgaben zählen<sup>52</sup>:

- Genehmigung der allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber für die Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze.
- Festsetzung der Systemnutzungstarife
- Entscheidungen über den Netzzugang

---

<sup>52</sup> Siehe § 16 E-RBG

## 4 Die Strommarktliberalisierung

Die in den vorherigen Kapiteln ausführlich besprochenen bundes- und europäischen Rechtstexte bilden, zusammen mit den Entscheidungen der Regulierungsbehörde, den Marktregeln und den allgemeinen Bedingungen der Marktteilnehmer die Grundlage für das österreichische Strommarktmodell. Das Bilanzgruppenmodell beschreibt das Zusammenspiel der Marktteilnehmer und die Marktprozesse beschreiben die wesentlichen Aktivitäten der Marktteilnehmer am Strommarkt und ihre zeitliche Abfolge.<sup>53</sup>

Die Liberalisierung der Strommärkte Europas hatte auch die Einführung neuer Börsenplätze zur Folge. Seit der Liberalisierung sind vor allem bei den Großhandelsmärkten interessante Entwicklungen und Preisunterschiede zu beobachten, die in Kapitel 4.3 beschrieben werden. Der Kunde kann nun aus einer Vielzahl von Produkten wählen, die bilateral (OTC – „over the counter“) oder über Strombörsen gehandelt werden.

Seit dem Jahr 2012 stellt der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt in der österreichischen Regelzone APG ein vollliberalisiertes Marktsegment dar. Kapitel 4.4 schildert die Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie. Bereits seit 2001 ist die Tertiärregelung marktbasierend beschaffen, 2010 folgte die marktbasierende Ausschreibung der Primärregelung für Marktteilnehmer und 2012 wurde schlussendlich, mit der marktbasierenden Beschaffung der Sekundärregelung, die vollständige Liberalisierung erreicht.

### 4.1 Das Strommarktmodell

Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Strommarkts führte für die Marktteilnehmer zu einer Vielzahl von organisatorischen und technischen Änderungen. Generell versteht man unter einer Liberalisierung die Förderung und Sicherung der ungehinderten Wirkung und freien Entfaltung aller Marktkräfte, um das bestmögliche Wirken des Wettbewerbs und die bestmögliche Nutzung zur Verfügung stehender Ressourcen zu ermöglichen. Im Gegensatz zu einer Privatisierung, die durch institutionelle Reformen eine Verschiebung des Eigentums vom öffentlichen Sektor an ein Unternehmen im privaten Sektor darstellt.<sup>54</sup>

Vor der Liberalisierung wurde Strom unter den großen Elektrizitätsunternehmen durch Tauschgeschäfte physischer Natur gehandelt. Der durch die Liberalisierung entstandene Großhandelsmarkt für Strom umfasst einen liquiden und bilateralen Handel und die Lieferung von verschiedenen Stromprodukten auf der Höchstspannungsebene. Am Strommarkt nehmen sowohl die Stromerzeuger, als auch Lieferanten, Broker, Händler, sowie großindustrielle Abnehmer teil. Die Strompreise entstehen durch Angebot und Nachfrage.<sup>55</sup>

Historisch gesehen ging die Annahme, dass die Energiebranche ein natürliches Monopol darstellt, einher mit der Meinung, bestimmte Leistungen wären effizienter und kostengünstiger, wenn sie durch einen einzigen Anbieter angeboten werden. Nach dieser Argumentation würden beim Verbraucher in einem Wettbewerbsmarkt in Summe höhere Kosten anfallen. Aufgrund dieser Ansichten erfolgte die Stromversorgung der Verbraucher in vielen europäischen Ländern durch ein einziges integriertes Unternehmen. Die Tendenzen alleiniger Anbieter zu unübersichtlicher Preisgestaltung und die damit einhergehende Möglichkeit überhöhte Preise zu verrechnen führten dazu, dass Monopole in den öffentlichen Besitz

<sup>53</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2011), S.4

<sup>54</sup> Vgl. E-Control Working Paper – Strommarktliberalisierung in Österreich (2002), S.24

<sup>55</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2011), S.4

übergangen, mit der Absicht, Verbraucher vor privaten Monopolisten zu schützen. Um diese Ansichten plausibel zu entkräften, muss die Wertschöpfungskette betrachtet werden, die in 5 Stufen unterteilt werden kann (siehe Abbildung 3).<sup>56</sup>

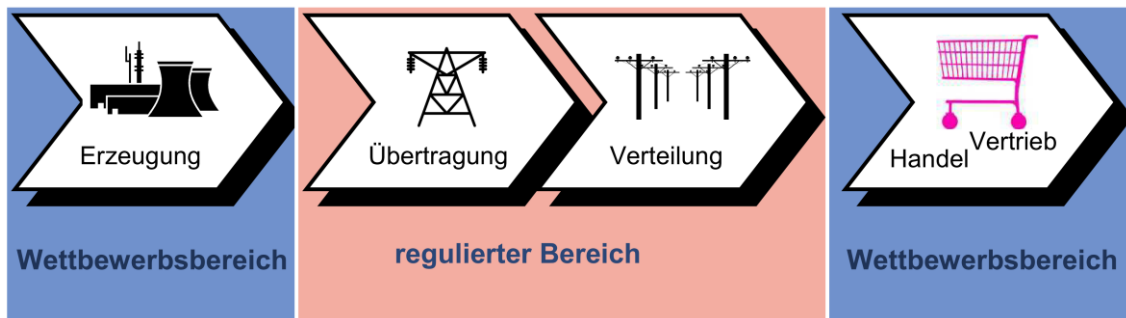


Abbildung 3: Teilung der Wertschöpfungskette im Zuge der Liberalisierung<sup>57</sup>

Die Funktionen Übertragung und Verteilung gelten als natürliche Monopole, aufgrund der Kosteneffizienz mehrerer paralleler Leitungsnetze. In einem integrierten Stromunternehmen sollen diese Funktionen zumindest buchhalterisch getrennt werden.<sup>58</sup>

Von einem vertikal integriertem Unternehmen wird dann gesprochen, wenn mehrere separierte Produktionsstufen, wie Erzeugung, Handel und Vertrieb, in der gleichen wirtschaftlichen Einheit, nach der Liberalisierung, im Wettbewerb zueinander stehen. Ein natürliches Monopol bleibt die Übertragung und Verteilung unter staatlicher Aufsicht. Solange nichtintegrierte und integrierte Unternehmen miteinander konkurrieren, führt die Integration zu einem volkswirtschaftlich effizienten Ergebnis. Die Vorteile einer Integration sind die Verringerung der Profit- und Abnahmerisiken. Entstehen anhaltende Wettbewerbsvorteile durch eine vertikale Integration, führt dies zu einer verstärkten vertikalen Integration anderer Unternehmen. Dadurch gehen die Vorteile verloren und es kommt zu einer Auflösung. Liegt in einem bestimmten Bereich eine marktbeherrschende Stellung vor, liegt es nahe, dass dieser Bereich die anderen Produktionsstufen quersubventioniert, was schlussendlich auf der Abnehmerebene zu einer Wettbewerbsverzerrung, sowie zu verstärkten Markteintrittsbarrieren für Mitbewerber führt.<sup>59</sup>

Horizontale Integration nennt man den Zusammenschluss mehrerer Unternehmen auf der gleichen Wertschöpfungsstufe, die dadurch Größen- und Verbundvorteile erzielen. Der Marktanteil und die Marktmacht gegenüber Lieferanten erhöhen sich durch die horizontale Integration.<sup>60</sup>

Durch die Liberalisierung einzelner Wertschöpfungsstufen im österreichischen Strommarkt seit 1.10.2001, wurden die in der Stromwirtschaft bisher geschützten Bereiche für alle Marktteilnehmer geöffnet. Die Liberalisierung führte also zu einer Teilung der Wertschöpfungskette, mit dem Ziel einer freien Preisbildung am Erzeugermarkt und einer Preisorientierung an den Grenzkosten der Kraftwerke. Davon abhängig sollen Marktteilnehmer Entscheidungen für Investitionen frei treffen. Vom Wettbewerb ausgenommen ist das natürliche Monopol. Eine Effizienzsteigerung kann nur durch eine „Re-Regulierung“, die den freien Netzzugang einschließt, erfolgen. Eine Regulierung gibt zielgerichtete Regeln für das Verhalten von Marktteilnehmern vor, legitimiert durch hoheitliche Eingriffe, im Sinne öf-

<sup>56</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.3

<sup>57</sup> Quelle: E-Control, der österreichische Strommarkt (2013), S.4

<sup>58</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.3

<sup>59</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.4

<sup>60</sup> Vgl. E-Control - E-Control Liberalisierungsbericht (2003), S.4

fentlicher Interessen. Die Deregulierung hebt diese Regeln auf und die Veränderung dieser Regeln wird als Re-Regulierung bezeichnet.<sup>61</sup>

Sowohl Regulierung als auch Re-Regulierung sind erforderlich, um eine Liberalisierung und somit eine Marktstärkung voranzutreiben. Die Liberalisierung ermöglicht somit einen Wettbewerbs-, Technologie und Organisationsfortschritt. Eine Regulierung von außen ist dann notwendig, wenn wettbewerbsverzerrendes Verhalten oder das Ausnutzen der Marktmacht Wettbewerbskräfte behindert und ein Marktversagen provoziert.<sup>62</sup>

Die wesentlichsten Grundprinzipien, auf denen das aktuelle Marktmodell seit der Liberalisierung beruht, sind<sup>63</sup>:

- Das natürliche Monopol, der Netzbetrieb, ist vom Wettbewerb mit den anderen Bereichen getrennt.
- Die Verteilnetzbetreiber sind für einen sicheren Netzbetrieb, sowie für eine Erfassung der Messdaten und deren Verwaltung zuständig.
- Die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen mit der Rolle des Regelzonenführers die Aufgabe des automatischen Ausgleichs von Erzeugung und Bedarf.
- Marktteilnehmer, die Strom verkaufen oder mit Strom handeln, müssen ein Mitglied einer Bilanzgruppe sein, um mit anderen Marktteilnehmern Geschäfte abwickeln zu können.
- Für Erzeuger und Verbraucher mit einer Anschlussleistung über 50 kW werden die jeweiligen Strommengen viertelstündlich prognostiziert bzw. abgerechnet.

#### 4.1.1 Marktteilnehmer und Marktregeln

Die Marktteilnehmer erhielten im Zuge der Liberalisierung neue Aufgaben. So kamen neue Marktteilnehmer durch die Einführung des Bilanzgruppenmodells hinzu<sup>64</sup>:

- **Netzbetreiber (NB)**: Die Funktionen Übertragung und Verteilung gelten weiterhin als natürliche Monopole. Die Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber mit einer Nennfrequenz von 50 Hz sind zudem auch für die Erhebung und Verwaltung von Einzeldaten der Kunden verantwortlich und die Übermittlung dieser an berechnigte Marktteilnehmer.
- **Lieferanten und Stromhändler** verkaufen die elektrische Energie. Lieferanten beliefern Endkunden, Stromhändler kaufen und verkaufen Energie von anderen Stromhändlern über die Strombörse.
- **Einspeiser** betreiben Kraftwerksanlagen zur Stromerzeugung, um einerseits ihren eigenen Verbrauch zu decken und andererseits Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen. Jeder Erzeuger muss dafür sorgen, dass für die Strommengen, die er ins Netz einspeist, Abnehmer existieren.
- **Bilanzgruppenkoordinator (BKO)** bzw. Verrechnungsstelle: Innerhalb der Bilanzgruppe hat die Verrechnungsstelle eine wichtige Funktion. Sie ist verantwortlich für die Ermittlung der Ausgleichsenergie jeder Bilanzgruppe und ist zusätzlich

<sup>61</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), 4

<sup>62</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), 4

<sup>63</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), 3

<sup>64</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), 5

eine Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und allen Bilanzgruppen. Des Weiteren ist die Verrechnungsstelle verantwortlich für die Annahme und Reihung von Ausgleichsenergieangeboten.

- **Bilanzgruppenverantwortliche (BGV):** Alle Kunden sind seit 2001 Mitglieder einer Bilanzgruppe. Die Hauptaufgabe der Bilanzgruppenverantwortlichen liegt in der Organisation und Prognose des Bedarfs, sowie der Aufbringung der jeweiligen Bilanzgruppe. Das Ziel ist ein geringer Anfall von Ausgleichsenergie und eine bedarfsgerechte Energiedeckung.
- **Regelzonenführer (RZF):** Innerhalb eines Netzbereiches im internationalen Verbundnetz ist der Übertragungsnetzbetreiber, in der Funktion des Regelzonenführers, verantwortlich für die Leistungs-Frequenzregelung innerhalb einer Zone entsprechend den technischen Regeln<sup>65</sup>. Eine Regelzone wird definiert als die kleinste Einheit innerhalb eines Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgestattet ist und betrieben wird.<sup>66</sup> Des Weiteren erstellt der Regelzonenführer Lastprognosen für die Erkennung von Engpässen im Netz. Für die Einhaltung von Lieferverträgen und dem daraus resultierenden Energiefluss, sowie der Netzfrequenz von 50 Hz, stellt er Regelkraftwerke zur Verfügung. Regelzonenüberschreitende Lieferungen und Erzeugungsfahrpläne von Kraftwerken müssen dem Regelzonenführer bekanntgegeben werden. Im Jahr 2001 existierten drei Regelzonen in Österreich:
  - Verbund-APG in den Bundesländern Wien, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Kärnten, Steiermark, Burgenland
  - TIWAG<sup>67</sup> im Bundesland Tirol
  - VKW<sup>68</sup> in Vorarlberg

Seit 2011 wurde ein gemeinsamer Betrieb der Regelzonen durch die APG<sup>69</sup> zusammengefasst. Ab dem Jahr 2012 übernahm die APG die Rolle des Regelzonenführers auch in den von den anderen Regelzonen abgedeckten Bereich. Seit diesem Zeitpunkt existiert in Österreich nur mehr eine Regelzone, die APG.

- **Börse:** Die österreichische Strombörse EXAA<sup>70</sup> wurde 2002 eröffnet.
- **Kunden** sind Marktteilnehmer, die Energie kaufen. Endkunden erwerben Energie für den Eigenbedarf, Stromhändler verkaufen sie weiter. Endkunden haben Vertragsverhältnisse, sowohl mit dem Netzbetreiber, als auch mit dem Lieferanten.

#### 4.1.2 Zusammenspiel der Akteure

Abbildung 4 zeigt die Komponenten des Informationsaustausches und die Richtungen des Informationsflusses zwischen den Marktteilnehmern im Bilanzgruppensystem. Eine detaillierte Beschreibung zur Informationsübermittlung ist in den Sonstigen Marktregeln festgelegt.

<sup>65</sup> Technische Regeln innerhalb des europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber im Bereich Strom (ENTSO-E), das Operation Handbook (OH) der ENTSO-E Kontinentaleuropa

<sup>66</sup> Vgl. Friedl, W., Süssenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.1

<sup>67</sup> TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG

<sup>68</sup> VKW - Vorarlberger Kraftwerke AG

<sup>69</sup> Austrian Power Grid AG, Österreichischer Regelzonenführer

<sup>70</sup> EXAA - Energy Exchange Austria

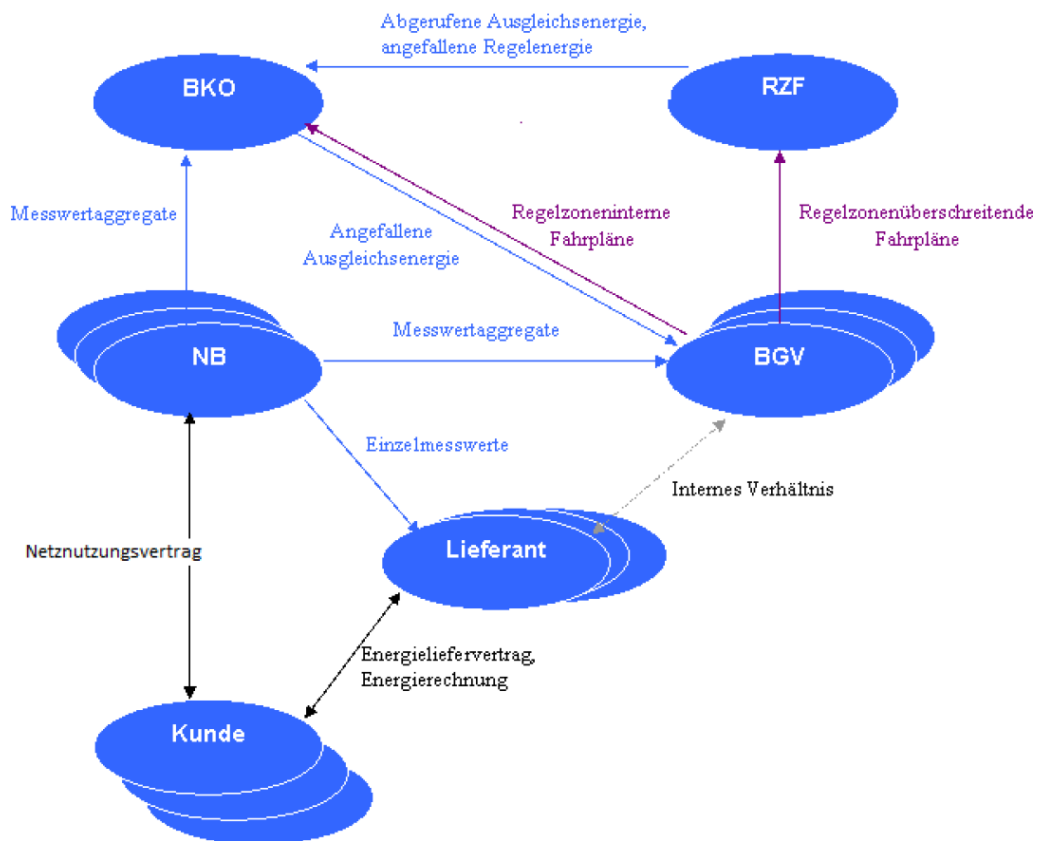


Abbildung 4: Informationsfluss im Bilanzgruppenmodell<sup>71</sup>

Die Sonstigen Marktregeln (SoMa)<sup>72</sup> definieren die Fahrpläne, die Bilanzgruppenverantwortliche an den Regelzonenführer übermitteln.

Der Prozess des Stromlieferantenwechsels wird in den Sonstigen Marktregeln definiert und soll einen effizienten Ablauf mit dem Wissen aller Beteiligten gewährleisten. Die Daten und Informationen die zwischen dem neuen und bisherigen Stromlieferanten und den Netzbetreibern ausgetauscht werden, werden hinsichtlich ihrer Form und den dazugehörigen Fristen genau geregelt. Endverbrauchern mit weniger als 100 MWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung werden standardisierte Lastprofile, aus den elf Standardlastprofilen der SoMa, zugewiesen.<sup>73</sup>

### 4.1.3 Das Bilanzgruppenmodell

Das österreichische Bilanzgruppenmodell wurde eingeführt, um eine Abgrenzung der Bilanz zwischen einzelnen Stromliefer- und -handelsgeschäften zu gewährleisten. Es liegt den Prozessen des Strommarkts, wie der Bewirtschaftung der Ausgleichsenergie, dem Lieferantenwechsel oder dem Fahrplanmanagement<sup>74</sup>, zu Grunde. Im Bilanzmodell werden einer-

<sup>71</sup> Quelle: E-Control – der österreichische Strommarkt (2013), S.6

<sup>72</sup> Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 1-10, <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/sonstige-marktregeln> abgerufen am 16.10.2013

<sup>73</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.13

<sup>74</sup> Ein Fahrplan gibt stündlich oder viertelstündlich, die am Einspeiseknoten eingespeiste bzw. am Entnahmeknoten entnommene oder zwischen den Bilanzgruppen ausgetauschte Leistung an.

seits kommerzielle Aktivitäten des Stromhandels zwischen Marktteilnehmern abgebildet und andererseits die Ausgleichsenergie den Marktteilnehmern zugeordnet. Alle Marktteilnehmer sind verpflichtet, sich einer kommerziellen Bilanzgruppe anzuschließen, einer virtuellen Gruppe bestehend aus Lieferanten und Kunden. Ein Bilanzgruppenverantwortlicher, der ein Zulassungsverfahren durchlaufen muss, welches von der E-Control geführt wird, vertritt die Gruppe und sorgt für einen reibungslosen Datenaustausch mit anderen Marktteilnehmern. Zusätzlich übernimmt dieser auch das finanzielle Risiko. Innerhalb dieser Gruppe findet ein Ausgleich zwischen der Aufbringung und der Abgabe von elektrischer Energie statt. Um die resultierenden Netzverluste zu ermitteln, muss jeder Verteilnetzbetreiber eine Netzverlustbilanzgruppe errichten.<sup>75</sup>

## 4.2 Marktprozesse

Die nachfolgend besprochenen Marktprozesse, beschreiben die wesentlichen Aktivitäten der Marktteilnehmer am Strommarkt und ihre zeitliche Abfolge<sup>76</sup>:

### Zeitliche Abfolge

Die Prognoseerstellung steht an erster Stelle der zeitlichen Abfolge. Erzeuger, Stromhändler und Lieferanten prognostizieren - bis zu mehrere Jahre vor der tatsächlichen Abnahme - die zukünftige Erzeugung und die Handelsgeschäfte. Der eigentliche Stromhandel erfolgt entweder bilateral zwischen den Marktteilnehmern oder über die Strombörse. In diesem Prozess sind sowohl Stromhändler, Erzeuger und Lieferanten als auch die Regelzonenführer involviert.

Eine weitere Möglichkeit des Handels bietet der Regelenergiemarkt. Auf diesem Markt können zugelassene Erzeuger von Regelenergie ihre Gebote wöchentlich abgeben.

Für alle Arten des physischen Stromhandels müssen die Bilanzgruppenverantwortlichen bis 14:30 Uhr des Vortages dem Regelzonenführer und dem Bilanzgruppenkoordinator die Fahrpläne übermitteln.

Beim Intra-Day-Handel geben Bilanzgruppenverantwortliche dem Regelzonenführer und dem Bilanzgruppenverantwortlichen ab 18:00 Uhr des Vortages Änderungen hinsichtlich der Fahrpläne bekannt.

Der Regelzonenführer gewährleistet die Stromversorgung durch eine Echtzeit-Leistungs-Frequenz-Regelung. Dazu müssen Netzbetreiber den tatsächlichen Stromverbrauch und die Stromerzeugung messen bzw. schätzen. Diese Messdaten werden bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats an den Bilanzgruppenverantwortlichen, den Bilanzgruppenkoordinator, andere Netzbetreiber, den Regelzonenführer und Lieferanten übermittelt.

Der Bilanzgruppenkoordinator berechnet und verrechnet im Folgemonat die Ausgleichsenergie für die jeweilige Bilanzgruppe an die Bilanzgruppenverantwortlichen, die anschließend die Ausgleichskosten an die jeweiligen Bilanzgruppenmitglieder weiterverrechnen. Dies wird auch als erstes Clearing bezeichnet. Das zweite Clearing erfolgt 14 Monate nach dem ersten Clearing, wobei die Berechnung der Ausgleichenergie wie beim ersten Clearing erfolgt.

---

<sup>75</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.26

<sup>76</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.10f

## Zulassung als Stromhändler oder Lieferant

Die Voraussetzung für die aktive Teilnahme am Strommarkt als Stromhändler oder Lieferant am Strommarkt ist eine Mitgliedschaft in einer Bilanzgruppe. Dazu muss dem Bilanzgruppenkoordinator und den Landesregierungen die jeweilige Tätigkeit bekannt gegeben werden. Ein Bilanzgruppenverantwortlicher bildet eine Bilanzgruppe und vertritt diese gegenüber dem Regelzonenführer und dem Bilanzgruppenkoordinator, indem er z.B. die Fahrpläne übermittelt und die Ausgleichsenergie berechnet.

Um als Bilanzgruppenverantwortlicher tätig zu werden, muss eine zweistufige Zulassung über die Regulierungsbehörde erfolgen. In den Verfahren werden einerseits die finanziellen und technischen Anforderungen geprüft, wobei Sicherheitszahlungen beim Bilanzgruppenkoordinator hinterlegt werden müssen, und andererseits erfolgt eine gesetzliche Prüfung durch die Regulierungsbehörde. Stromhändler und Lieferanten können eine eigene Bilanzgruppe bilden, oder sich einer Bilanzgruppe anschließen, die vom Bilanzgruppenkoordinator zentral verwaltet wird.

## Datenaustausch

Der Datenaustausch spielt eine wichtige Rolle bei den Marktprozessen und erfolgt nach definierten Standards. Das Fahrplanmanagement, sowie eine An- bzw. Abmeldung, ein Lieferantenwechsel und der Austausch von Netza abrechnungsdaten erfolgt über E-Mail im XML-Format<sup>77</sup>. Der Austausch von Messdaten erfolgt über das elektronische Nachrichtenformat MSCONS<sup>78</sup>.

Diese Messdaten werden vom Netzbetreiber durch das Auslesen von Zähleinrichtungen weitergegeben. Als Zählpunkt bezeichnet man die elektronischen Stromentnahme-, bzw. – einspeisestellen, wobei jede Zähleinrichtung eine in seinem Netzgebiet eindeutige 20-stellige Zählpunktbezeichnung trägt.

Es gibt verschiedenste Messgerätypen, die je nach Stromjahresverbrauch bzw. -erzeugung unterteilt werden. Bei kleinen Verbrauchern und Erzeugern mit weniger als 100000 kWh Jahresverbrauch bzw. -erzeugung werden Mengenzähler eingesetzt, bei größeren Nutzern, die über 100000 kWh jährlich einspeisen und eine Anschlussleistung von 50 kW überschreiten, werden Lastprofilzähler installiert. Ein Beispiel für einen eingesetzten Lastprofilzähler ist der Viertelstunden-Maximumzähler, welcher in einer Periode von einer Viertelstunde die verbrauchte Menge und den höchsten Leistungswert erfasst. Kunden ohne Lastprofilzähler werden in der Regel Standardlastprofile<sup>79</sup> zugeordnet.

## Fahrpläne

Fahrpläne dienen dem Bilanzgruppenkoordinator zur Berechnung der Ausgleichsenergie in der Bilanzgruppe und dem Regelzonenführer über geplante Einsätze von Kraftwerken. Externe Fahrpläne dienen als Information über regelzonenüberschreitenden Stromhandel, interne Fahrpläne als Information über regelzoneninternen Stromhandel zwischen den jeweiligen Bilanzgruppen. Weitere Fahrpläntypen betreffen Kraftwerksrevisionen, Ökostromzuweisungen und Netzverluste.

---

<sup>77</sup> Extensible Markup Language, <http://www.w3.org/XML>, World Wide Web Consortium, abgerufen am 14.10.2013

<sup>78</sup> Metered Services Consumption report message, [http://www.unece.org/trade/untdid/d08a/trmd/mscons\\_c.htm](http://www.unece.org/trade/untdid/d08a/trmd/mscons_c.htm), UN Directories for Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport, abgerufen am 14.10.2013

<sup>79</sup> Die E-Control hat in Zusammenarbeit mit österreichischen Netzbetreibern und Lieferanten Standardprofile erarbeitet. Gültige Standardlastprofile werden vom Bilanzgruppenkoordinator verwaltet und veröffentlicht.



Externe, regelzonenüberschreitende Fahrpläne müssen dem Regelzonenführer bis 14:30 Uhr für den nachfolgenden Tag übermittelt werden, da dieser die Leitungskapazitäten überprüft, um daraufhin Änderungen vorzuschlagen oder Fahrpläne abzulehnen. Wenn ein Fahrplan akzeptiert wird, wird er anschließend zur Berechnung der Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator übermittelt. Mit 45 minütiger Vorlaufzeit sind kurzzeitige Änderungen möglich. Interne Fahrpläne, innerhalb einer Regelzone, werden bis 14:30 Uhr für den nachfolgenden Tag an den Bilanzgruppenkoordinator zur Berechnung der Ausgleichsenergie übermittelt. Mit 15 minütiger Vorlaufzeit sind kurzzeitige Änderungen möglich.

Jede Bilanzgruppe versendet täglich einen externen Fahrplan plus Zeitreihen an den Regelzonenführer und einen internen Fahrplan plus Zeitreihen an den Bilanzgruppenkoordinator. Größere Kraftwerke müssen tägliche Kraftwerksfahrpläne und jährliche Kraftwerksrevisionsfahrpläne an den Regelzonenführer und Netzbetreiber schicken.

Fahrpläne werden mittels einem von der ETSO (European Transmission System Operators) definierten einheitlichen, auf XML-basierten Fahrplanformat ESS (ETSO Scheduling System) versendet.

### **Regel- und Ausgleichsenergiebewirtschaftung**

Die Regelzonenführer gewährleisten den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch und damit die Stabilität des Stromnetzes durch die sogenannte Leistungs-Frequenzregelung. Die Aufgabe des Regelzonenführers wird in Österreich vom Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Dabei wird zwischen Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung (auch Minutenreserve genannt) und dem ungewollten Austausch zwischen den Regelzonen, unterschieden. Bei großen Lastschwankungen, die zum Beispiel durch Kraftwerksausfälle verursacht werden, dient die von den Regelzonenführern zur Verfügung gestellte Primärregelung dem sofortigen Ausgleich.

Bei einem längeren Leistungsüberschuss bzw. -defizit erfolgt eine Stabilisierung des Systems durch die Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden. Parallel wird die Sekundärregelung dazu geschaltet, die innerhalb von wenigen Minuten in der Regelzone für eine Stabilisierung der Frequenz sorgt, wobei das Regelband nach 15 Minuten wiederhergestellt ist. Die Tertiärregelung wird dann aktiv, wenn eine Leistungsabweichung länger als 15 Minuten dauert. Für die Sekundär- und Tertiärregelung etablierte sich ein eigener Markt, über den Strommengen gehandelt werden können. Im Ausgleichsmarkt, der vom Regelzonenführer betrieben wird, können Erzeuger und Verbraucher bis 16:00 Uhr für den nächsten Tag, Energie anbieten. Der Regelzonenführer erstellt eine Merit-Order-List, in der einzelne Gebote gereiht werden, die Reihenfolge des Kraftwerkseinsatzes geregelt wird und Kraftwerke mit einer definierten Vorlaufzeit abgerufen werden. Die Informationen über die tatsächliche abgerufene Sekundär-, bzw. Tertiärregelenergie wird anschließend an die Verrechnungsstelle zur Abrechnung mit den Bilanzgruppen übermittelt. In Kapitel 4.4 wird näher auf die verschiedenen Leistungsregelungen eingegangen.

Zum Ausgleich und dem Wiederherstellen des Gleichgewichts zwischen Stromerzeugung und -verbrauch, werden Regel- und Ausgleichsenergie verwendet. Entsteht in einer Bilanzgruppe durch einen Kraftwerksausfall eine Abweichung der Lastprognose, wird Ausgleichsenergie verursacht. Der Regelenergiebedarf, für den der Regelzonenführer zuständig ist, ergibt sich über den Saldo der anfallenden Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in einer Regelzone. Dabei kann die Summe der Ausgleichsenergie viel höher sein als die Regelenergie. Ein Grund dafür ist, dass sich Bilanzgruppen im Falle einer saldierten Betrachtung selber ausgleichen.

Regelenergie ist die Abweichung der Prognose der Regelzone, Ausgleichsenergie hingegen, ist die Abweichung der Prognose der Bilanzgruppe.<sup>80</sup>

Anfallende Kosten für die Primärregelung sind von Erzeugern der Kosten mit einer Engpassleistung von 5 MW zu tragen und deren Bestimmung auf Basis ihrer Jahrerzeugungsmengen erfolgt. Bei der Sekundärregelung fallen für die Bereitstellung und die Lieferung von Regelenergie Kosten an. Das Systemdienstleistungsentgelt deckt die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung ab und wird direkt von den Erzeugern verrechnet, da die anderen Tarifkomponenten von den Regelenergieentnehmern getragen werden. Die anfallenden Kosten für die Lieferung werden an den Bilanzgruppenverantwortlichen weitergegeben. Durch das Clearing wird die aufgewandte Regelenergiemenge bei der Tertiärregelung an die Bilanzgruppenverantwortlichen verrechnet.

Bilanzgruppen benötigen Ausgleichsenergie, um die Abweichungen der Fahrpläne vom tatsächlichen Stromverbrauch und der Stromerzeugung auszugleichen. Die Ausgleichsenergie wird diesen vom Bilanzgruppenkoordinator verrechnet und als Clearing bezeichnet. Das technische Clearing erfolgt monatlich anhand der Fahrpläne der Bilanzgruppenverantwortlichen und den Messwerten der Netzbetreiber, die die Ausgleichsenergie für den Vormonat ermitteln. Die Saldierung der Summe aller Fahrpläne der Bilanzgruppe und die Summe der Messwerte pro Monat ergibt die viertelstündliche Ausgleichsenergie. Das finanzielle Clearing betrifft die Verrechnung bzw. Gutschrift der Kosten für Ausgleichsenergie durch die entstehenden Preise am Ausgleichsenergiemarkt. Am 10. Arbeitstag des Monats wird das erste Clearing für den Vormonat und das zweite Clearing für die zurückliegenden 15 Monate durchgeführt. Im zweiten Clearing werden Mengenkorrekturen aufgrund von Fehlablesungen oder Kundenwechsel abgerechnet.

Das Clearing wird von den Bilanzgruppenkoordinatoren durchgeführt. Die Aufteilung der entstandenen Kosten und die Weiterverrechnung an Kunden und Lieferanten erfolgt zwischen den Mitgliedern der Bilanzgruppe.

### **Netzverluste**

Netzverluste müssen im Marktmodell abgebildet werden, da sie eine Stromabgabe aus dem Netz darstellen. Aus diesem Grund ist jeder Netzbetreiber Mitglied einer Bilanzgruppe, die Netzverluste ermittelt. Eine Netzverlustbilanzgruppe sendet jeden Tag einen internen Netzverlustplan an die Verrechnungsstelle. Dieser wird, mit Hilfe des bekannten Gesamtnetzverlustes aus dem Vorjahr basierend auf Prozentwerten, ermittelt. Der Netzverlustplan spielt vor allem für das zweite Clearing eine große Rolle, da zwischenzeitliche Messungen Korrekturen der Netzverlustmengen zur Folge haben und Ausgleichsenergie anfällt. Sonderbilanzgruppen, die den Einkauf von Netzverlustenergie durchführen, weisen diese den Netzverlustbilanzgruppen mit Hilfe von Fahrplänen zu. Um sicherzustellen, dass nur in den Sonderbilanzgruppen und nicht in den Netzverlustbilanzgruppen Ausgleichsenergie anfällt, werden Fahrpläne zwischen den Sonderbilanzgruppen und den Netzverlustbilanzgruppen ausgetauscht.

Über das Netzverlustentgelt wird den Netzbetreibern die Aufwendung zur Abdeckung auftretender Netzverluste abgegolten.

---

<sup>80</sup> Vgl. E-Control - Das österreichische Strommarktmodell (2013), S.25

### 4.3 Großhandelsmärkte

Die Liberalisierung der Strommärkte Europas hatte auch die Einführung neuer Börsenplätze zur Folge. Seit der Liberalisierung sind vor allem bei den Großhandelsmärkten interessante Entwicklungen und Preisunterschiede zu beobachten. Der Kunde kann nun aus einer Vielzahl von Produkten mit unterschiedlichen Laufzeiten wählen, die bilateral (OTC – „over the counter“) oder über Strombörsen gehandelt werden. Abbildung 5 stellt eine Übersicht der verschiedensten Arten von Geschäften und Produkten dar.

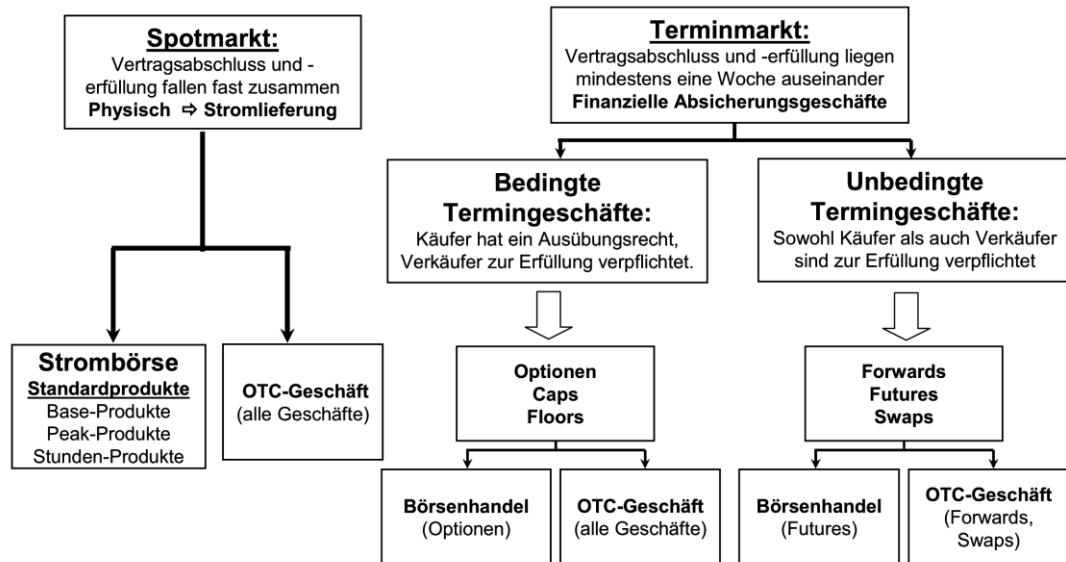


Abbildung 5: Arten von Produkten und Geschäften<sup>81</sup>

Die Börse wird als organisierter Marktplatz definiert, auf dem Güter anonym, durch Angebot und Nachfrage, börslich gehandelt werden. Eine hohe Anzahl an Marktteilnehmern, sowie eine hinreichend heterogene Marktteilnehmerstruktur sind Voraussetzungen für einen erfolgreich funktionierenden Markt. Die Börse muss faire und transparente Preisbildungsmechanismen der gehandelten Produkte sicherstellen. Nur damit wird eine Akzeptanz einer Börse durch die Marktteilnehmer und in weiter Folge ihr Erfolg erreicht. Die Börse schafft aufgrund ihrer Informationsfunktion eine Markttransparenz, da grundsätzlich alle Preise der gehandelten Mengen, sowie, aus Gründen der Vergleichbarkeit, Preisindizes veröffentlicht werden. An der EEX (European Energy Exchange) werden Strom, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate kurzfristig und langfristig bis zu sechs Jahre in die Zukunft gehandelt. Die EXAA (Energy Exchange Austria) ermöglicht den Handel von Spotlieferungen in Form von Stundenkontrakten.<sup>82</sup>

Durch die besonderen Eigenschaften des Produktes Strom ist schnell ersichtlich, dass die Strompreise von verschiedensten Umweltfaktoren abhängen. Bei kurzfristigem Sinken der Temperatur steigen der Energieverbrauch und in weiterer Folge auch die Strompreise. Preisentwicklungen in anderen europäischen Ländern beeinflussen die österreichischen Großhandelspreise sehr stark. Der Energiepreis im Großhandel macht nur in etwa ein Drittel vom letztendlichen Endabgabepreis aus, da Steuern, Netzgebühren und Zuschläge die anderen drei Viertel bilden.

<sup>81</sup> Quelle: Konstantin, P., Praxishandbuch Energiebeschaffung (2013), S.48

<sup>82</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.4

Am europäischen Großhandelsmarkt wird das Produkt Strom auf zwei Arten abgewickelt. Das „over the counter“ (OTC) Geschäft ist der traditionelle bilaterale Handel zwischen zwei Marktteilnehmern. Der Handel an der Börse hingegen, verläuft anonym zwischen Marktteilnehmern und verzeichnet seit Beginn der Liberalisierung große Zuwächse. Durch die grundsätzliche Unterscheidung der Handelsformen existieren auch unterschiedlichste Arten von Produkten, mit unterschiedlichen damit verbundenen Risiken.<sup>83</sup>

Aufgrund der physikalischen Gegebenheit, dass Produktion und Verbrauch zum gleichen Zeitpunkt erfolgen muss, findet der Handel meist am Terminmarkt, im Voraus, statt, um sich gegen Preisrisiken am Spotmarkt, dem Tagesmarkt, abzusichern. Rein finanzielle Händler können dabei auch durch Preisunterschiede zwischen zwei Gebieten durch Kauf und Verkauf elektrischer Energie Gewinne erzielen. Es gibt Spotmärkte und Forward-Märkte, auch Day-Ahead-Märkte genannt. Abgeschlossene Geschäfte werden am nächsten Werktag erfüllt. Der Transport der Stromlieferung muss beim Übertragungsnetzbetreiber angemeldet werden und erfolgt deshalb zeitversetzt. An den Forward-Märkten werden Preise am Handelstag vereinbart und die Energie in einem vorher definierten Zeitfenster geliefert. Die Märkte können wie Börsen sowohl zentral organisiert und reguliert werden, als auch, wie die OTC Märkte (over-the-counter) unreguliert sein.<sup>84</sup>

Die zeitliche Struktur dieser unterschiedlichen Produkte ist in Abbildung 6 ersichtlich.

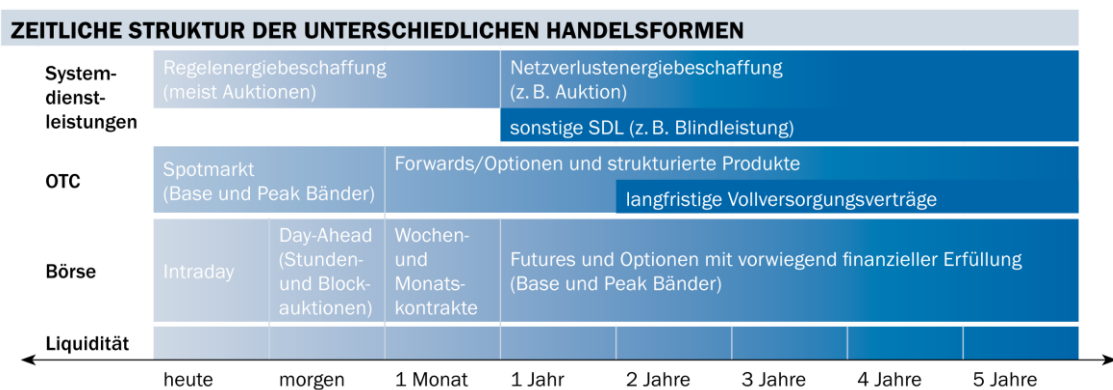


Abbildung 6: Zeitliche Struktur der unterschiedlichen Produkte und Handelsformen<sup>85</sup>

Die Teilnehmer am Großhandelsmarkt für Strom können dabei aufgrund ihrer Position in zwei Arten unterteilt werden. Einerseits können Marktteilnehmer als Erzeuger oder Lieferant auftreten, andererseits als finanzielle Händler, wobei große Unternehmen durch ihre eigenen Energiepositionen aus allen genannten Gründen am Handel teilnehmen.<sup>86</sup>

### 4.3.1 OTC-Handel

Bereits vor der Liberalisierung wurde der Strom außerbörslich durch OTC-Geschäfte gehandelt, zur Strombeschaffung, um zum Beispiel Versorgungspflichten nachzukommen, oder auch zur Kraftwerksoptimierung. Bei der Abwicklung der OTC-Geschäfte treten die Marktteilnehmer telefonisch, per Fax oder elektronisch per E-mail in Kontakt, um das Stromprodukt, sowie den Zeitpunkt oder die Zeitspanne der Stromlieferung, den Preis und die Menge zu vereinbaren. Das herausragende Merkmal des OTC-Geschäftes ist die individuelle Zusammensetzung der Verträge, die Produkte umfassen, welche speziell auf die Be-

<sup>83</sup> Vgl. E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S. 48

<sup>84</sup> Vgl. E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S. 49

<sup>85</sup> Quelle: E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S.49

<sup>86</sup> Vgl. E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S. 50

dürfnisse der jeweiligen Kunden zugeschnitten werden. Auch die Art der Lieferung, ob der Vertrag rein physisch oder finanziell erfüllt wird, kann individuell verhandelt werden. Der Vertrag lehnt sich in der Regel eng an den Rahmenvertrag der EFET, der European Federation of Energy Traders, an, in dem Standardinhalte vorgegeben werden.<sup>87</sup>

Da es sich bei dieser Art bilateralen Handels um diskriminierende Preisbildung handelt und die Preise dem Geschäftsgeheimnis unterliegen, ist eine Erhebung von Preisinformationen am OTC-Markt schwierig. Dadurch steigen die Marktintransparenz und die Handelsrisiken, auch aufgrund einer steigenden Anzahl von Marktteilnehmern, Produkten und Vertragsabschlüssen. Inzwischen gibt es einige Anbieter, die entsprechende Informationen, vor allem zur Preisorientierung, bekannt geben und somit zu einer Steigerung der Markttransparenz beitragen. Freiwillige Angaben über Preise von vordefinierten Produkten werden gesammelt und gemittelt, wobei die Qualität dieser Informationen von der Sorgfalt, der Größe und der Methode der Erhebung und der Berechnung abhängt. Durch standardisierte Produkte können Preisindizes als Richtwerte bekannt gegeben werden.<sup>88</sup>

Preisindizes, die von Brokern und Informationsanbietern veröffentlicht werden, sind zum Beispiel der mengengewichtete Durchschnitt der Day-Ahead Geschäfte. Dieser Index schließt Geschäfte mit ein, die in einer gewissen Zeitspanne über ein Internet-Handelssystem abgeschlossen werden. Steigen die Ansprüche der Marktteilnehmer hinsichtlich einer größeren Markttransparenz und einer Absicherungsmöglichkeit gegen Risiken des bilateralen Handels, ergibt sich die Notwendigkeit einer Börse. Somit kann die Entwicklung hin zum transparenten Stromhandel an der Börse als ein Reifungsprozess des Marktes angesehen werden.<sup>89</sup>

### 4.3.2 Eigenschaften und Produkte der verschiedenen Strombörsentypen

An den organisierten Marktplätzen für Strom läuft der Handel anonym zwischen Marktteilnehmern ab. Die Börse selbst tritt als zentraler Geschäftspartner auf und übernimmt das Risiko bei Zahlungs- oder Lieferunfähigkeit der Marktteilnehmer. Daher lassen sich Börsenpreise mit den OTC gehandelte Preise schwer vergleichen. Um am Börsengeschäft teilzunehmen, sind Gebühren, sowie gewinnorientierte Aufschläge und Abgeltungen für das Erfüllungsrisiko auf Seiten der Börse zu entrichten. Durch die Standardisierung der Produkte bezüglich des Lieferortes bzw. -zeitraums und den Liefermengen, zeichnen sich Strombörsen durch ein hohes Maß an Transparenz aus.<sup>90</sup>

Seit dem Jahr 2000 ermöglicht die European Energy Exchange (EEX), mit Sitz in Leipzig, Deutschland, den anonymen und sicheren Handel mit Strom. Die Handelsumsätze der EEX wachsen seitdem stetig an. Im Jahr 2006 wurden am Terminmarkt 1000 TWh und am Spotmarkt 90 TWh pro Jahr gehandelt. Im Jahr 2012 sank das Handelsvolumen im Terminmarkt auf 931 TWh pro Jahr und stieg am Spotmarkt auf 339 TWh (siehe Abbildung 7).

---

<sup>87</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.1

<sup>88</sup> Vgl. Schnorrenberg, B. (2006), S.3

<sup>89</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.3

<sup>90</sup> Vgl. Schweickardt, H. und Moser, A (2007), S.1

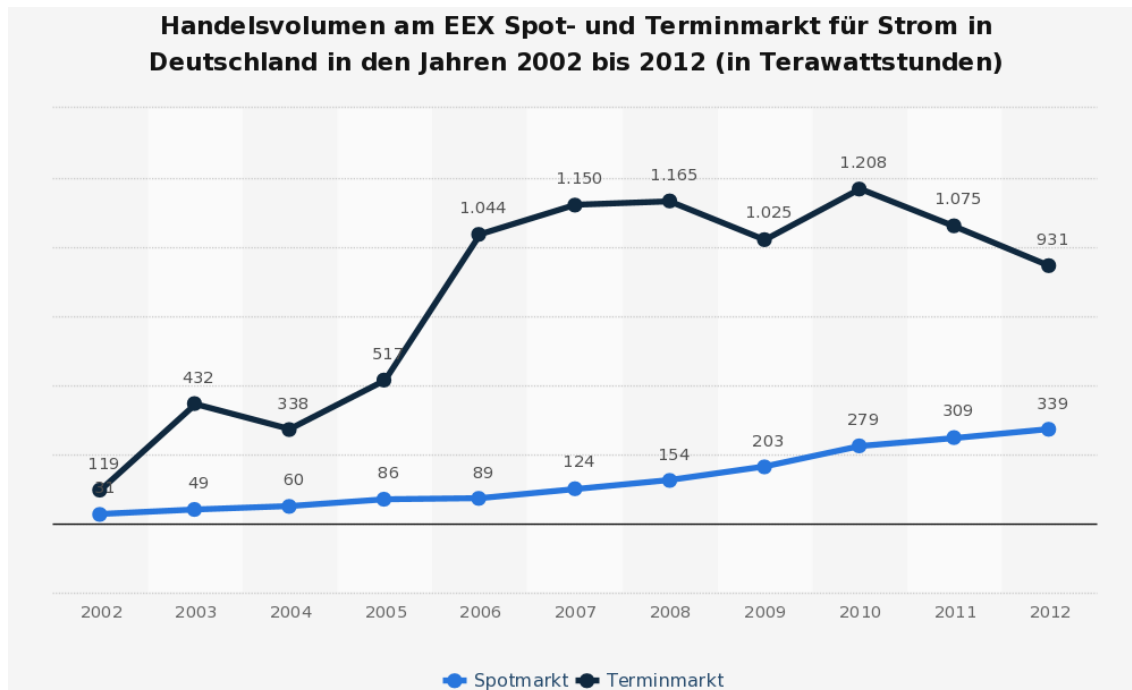


Abbildung 7: Handelsvolumen am EEX Spot und Terminmarkt in Deutschland von 2002 bis 2012<sup>91</sup>

Das Clearinghaus der EEX, die ECC<sup>92</sup>, übernimmt die Abwicklung der Börsengeschäfte und stellt die Erfüllung der Geschäfte über ein Margining-System sicher. Die ECC trägt, als Kontrahent zwischen den Handelsteilnehmern, das Risiko.<sup>93</sup>

Eine grundsätzliche Unterteilung der verschiedenen Börsentypen findet nach der Fristigkeit, also der Laufzeit und der Zeitspanne zwischen Abschluss und Erfüllungszeitpunkt, von Kontrakten statt. Am Spotmarkt wird der kurzfristige Stromhandel zur Optimierung des Portfolios abgewickelt. In einer Auktion, einen Tag vor der Lieferung, kann im Day-Ahead Handel stundenweise gekauft oder verkauft werden. Im Intra-Day Handel, dem fortlaufenden Handel, können Stromlieferungen stundenweise, bis eine Stunde vor der Lieferung, gehandelt werden. Der Terminhandel umfasst Monats-, Quartals-, oder Jahreslieferungen, hauptsächlich zur Absicherung von Preisrisiken und Erzielung von Spekulationsgewinnen.<sup>94</sup>

### Der Spotmarkt

Die tägliche Optimierung des Portfolios erfolgt durch den Spothandel. Überschüssige oder benötigte Strommengen werden einzeln, für jede Lieferstunde des Folgetages, gehandelt. Bei einem prognostizierten Strombedarf kann der Handelsteilnehmer seine Stromproduktion erhöhen oder die entsprechende Strommenge an der Börse erwerben. Letzteres wird der Handelsteilnehmer beanspruchen, wenn der Preis an der Börse unter den Kosten für die Steigerung der Stromproduktion liegt.<sup>95</sup>

<sup>91</sup> Quelle: Statista basierend auf EEX Daten (<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina-seit-2002> abgerufen am 14.10.2013)

<sup>92</sup> European Commodity Clearing AG

<sup>93</sup> Vgl. Schweickardt, H. und Moser, A (2007), S.1

<sup>94</sup> Vgl. Schweickardt, H. und Moser, A (2007), S.2

<sup>95</sup> Vgl. Vgl. Nießen, S. (2005), S.2

## Produkte am Spotmarkt

Am physischen Spotmarkt werden für den nächsten Tag - also Day-Ahead - Lieferungen für Stunden oder auch Stundenblöcke gehandelt. Bei den Blockarten kann zwischen Base (Grundlast) und Peak (Spitzenlast), sowie verschiedensten Kombinationen (Off Peak, Peak, High Noon, Weekend) unterschieden werden. Im Intra-Day-Handel können Produkte für den laufenden Tag gehandelt werden.<sup>96</sup>

## Blockprodukte

Die am stärksten gehandelten Produkte sind Base- und Peakload-Blöcke. Baseload-Produkte sind Handelseinheiten für konstante Leistung von 0:00 bis 24:00 Uhr, wobei der Liefertag der darauffolgende Kalendertag, sowie anschließende Wochenenden, Feiertage und der darauffolgende Handelstag ist. Peakload-Produkte sind als Handelseinheiten mit konstanter Leistung zwischen 8:00 und 20:00 Uhr definiert. Der Liefertag ist der darauffolgende Werktag, wobei Werktage alle Wochentage, Montag bis Freitag, beinhalten.<sup>97</sup>

## Einzelstundenprodukte

Die EEX ermöglicht die Zusammenstellung von beliebigen Kombinationen von Einzelstunden. Es wird sichergestellt, dass Gebote ausgeführt werden, deren Stundenmittelwertpreise jenseits des Preisangebots für das Blockgebot liegen.<sup>98</sup>

## Zweiseitiges Auktionsverfahren

In der geschlossenen Auktion werden in einem geschlossenen Orderbuch alle Aufträge, das sind Verkaufs- und Kauforders, bis zu einem festgelegten Zeitpunkt gesammelt. Die jeweiligen Angebote sind den anderen Marktteilnehmern dabei unbekannt. Die Handelsteilnehmer geben ihre Kauf-, bzw. Verkaufsangebote mittels einer Frontend-Applikation in das elektronische Auftragsbuch ein. Weitere Parameter sind das jeweilige Instrument (z.B. Einzelstunden, Base oder Peak), die Leistung in MW und das Preislimit in Euro pro MW. Jede Lieferstunde des Folgetages wird nach Handelsschluss, 12 Uhr mittags, auf Basis aller eingegangenen Verkaufs- und Kaufaufträge ermittelt. Zu einem bestimmten Zeitpunkt<sup>99</sup> werden alle Gebote nach Preis und Menge sortiert und aus dem Schnittpunkt, der daraus resultierenden Angebots- und Nachfragekurve, wird der Market Clearing Price (MCP), der das Handelsvolumen maximierende Preis, ermittelt. Alle Transaktionen werden zu einem einheitlichen, „nicht diskriminierenden“ Preis, abgewickelt. Verkaufs- bzw. Kaufaufträge, die zum MCP oder geringer bzw. höher gestellt wurden, gelangen zur Ausführung (siehe Abbildung 8).<sup>100</sup>

Es kann auch zu einem Überschuss in der Nachfrage oder dem Angebot kommen, wobei die Volumen proportional gekürzt werden oder, wie bei der EXAA, das „first come – first serve“ Prinzip für Restmengen angewandt wird. Für Blockangebote wird der durchschnittliche Preis der enthaltenen Stundenprodukte herangezogen. Bei Netzengpässen, werden erneut pro Marktgebiet, die Preise der Stundenkontrakte in getrennten Auktionen ermittelt.<sup>101</sup>

<sup>96</sup> Vgl. Vgl. Nießen, S. (2005), S.2

<sup>97</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.3

<sup>98</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.3

<sup>99</sup> In der Regel um 12:30 Uhr nach Konstantin, P., 2013, S.52

<sup>100</sup> Vgl. Schweickardt, H. und Moser, A (2007), S.1

<sup>101</sup> Vgl. Holler, J., Haberfellner, M. (2006), S.9

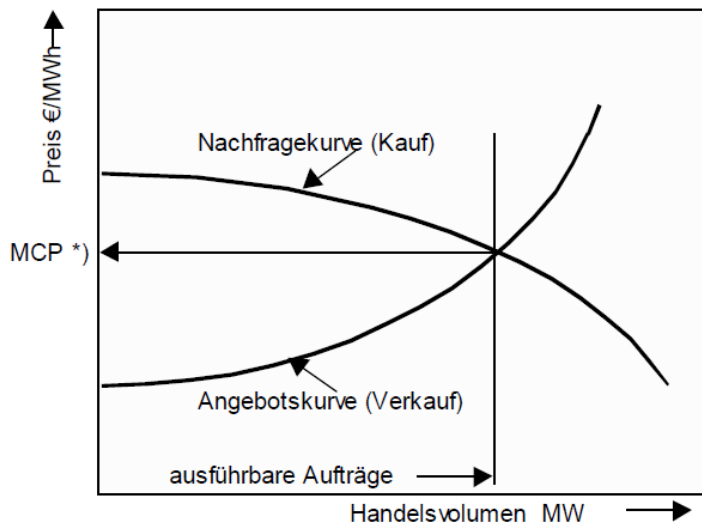


Abbildung 8: MCP, Market Clearing Price, Preisermittlung im Zweiseitigen Auktionshandel<sup>102</sup>

### Fortlaufender Handel

Im fortlaufenden Handel werden Angebote in einem offenen Orderbuch gesammelt. Bei einem korrespondierenden Angebot werden die jeweiligen Geschäfte abgeschlossen. Für Blockprodukte erstreckt sich der fortlaufende Handel eines Handelstages von 8:00 bis 12:00 Uhr. Der Blockhandel beginnt mit einer Eröffnungsauktion, um die gebündelten Kauf- und Verkaufsgbote der Vorhandelsphase zu bearbeiten und einen Referenzpreis zu ermitteln. Durch die abwartende Haltung der Marktteilnehmer finden in der Eröffnungsauktion kaum Geschäftsabschlüsse statt, wodurch die nicht ausgeführten Gebote anschließend in den fortlaufenden Handel übernommen werden.<sup>103</sup>

Stimmt ein Angebot mit einer Nachfrage überein, wird nach der Preisfestsetzung das Produkt zu jedem Zeitpunkt gehandelt, wodurch mehrere Preise für das entsprechende Produkt zustande kommen können („pay your bid pricing“). Der Vorteil liegt darin, dass die Marktsituation aktuell repräsentiert wird, da auch während des Handels auf Informationen reagiert werden kann. Der Händler ist keinem Preis- und Mengenrisiko ausgesetzt, da diese Parameter beim Geschäftsabschluss bekannt sind.<sup>104</sup>

Für einige Produkte an der EEX wird eine Kombination aus zweiseitiger Auktion und fortlaufendem Handel angeboten. Produkte, zum Beispiel einzelne Blöcke, werden nach einer Eröffnungsauktion im fortlaufenden Handel notiert, der in einer abschließenden Auktion endet. Dieses Produkt unterliegt einer hohen Volatilität. Diese Preisschwankungen werden durch den, zu einem festen Zeitpunkt vorabgewickelten Auktionshandel verringert, da die Liquidität dadurch gebündelt wird.<sup>105</sup>

### Intra-Day-Handel

Ein für den Folgetag prognostizierter Verbrauch kann vom tatsächlichen Verbrauch abweichen, dies gilt z.B. für die dargebotsabhängige Stromerzeugung mittels Wind-, Solar-, oder Wasserkraft. Um die am Vortag, im Day-Ahead Handel, eingegangenen Verpflichtungen

<sup>102</sup> Quelle: Praxisbuch Energiewirtschaft, Konstantin, P. (2009), S.46

<sup>103</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.5

<sup>104</sup> Vgl. Bartelj, M., et al. (2010)

<sup>105</sup> Vgl. Holler, J., Haberfellner, M. (2006), S.10



dennoch zu erfüllen, können am Spotmarkt Stundenlieferungen im Intra-Day-Handel, der kurz nach dem Day-Ahead Handel beginnt, bis 75 Minuten vor der Lieferung, gehandelt werden. Somit bietet diese Handelsform die kurzfristige Möglichkeit des Ausgleichs von Fehlmengen, die aus Prognosefehlern oder auch aus Kraftwerksausfällen entstehen.<sup>106</sup>

### Preisbildung

Im fortlaufenden Handel und in den zweiseitigen Auktionen sind Market Orders zugelassen. Dies sind unlimitierte Orders, welche zum bestmöglichen Preis ausgeführt werden sollen. Die Limit Orders hingegen, sollen zum angegebenen Limit oder besseren Preis ausgeführt werden. Diese Orders können durch Zusatzbedingungen oder Beschränkungen ausgeführt werden.<sup>107</sup>

### Terminmarkt

Durch die hohe Volatilität im Spothandel, bedingt durch Kraftwerksausfälle oder unvorhergesehene Wetterlagen und zusätzlich durch die Leitungsgebundenheit und Nicht-Speicherbarkeit des Stroms, ergibt sich der Bedarf zur Absicherung von Preissprüngen.<sup>108</sup>

### Futures

Mit Hilfe von Terminprodukten, den „Futures“, am OTC-Markt auch „Forwards“ genannt, versuchen Lieferanten und Erzeuger, durch eine Vorabsicherung von Mengen zu einem bestimmten Preis, diese Risiken der Preisschwankungen zu minimieren. Am Terminmarkt werden Peak- und Base-Lieferungen für zukünftige Wochen, Monate, Quartale und Jahre fortlaufend gehandelt. In das offene Orderbuch schreiben Marktteilnehmer Verkaufs- und Kaufaufträge mit Anzahl und Preis der Kontrakte. Erweisen sich Aufträge als ausführbar werden diese Geschäftsabschlüsse sofort getätigt. Futures dienen der Absicherung des Strompreises für die Zukunft und der Gewinnabsichten durch spekulative Geschäfte. Im Fall einer spekulierten Preissteigerung kauft ein Handelsteilnehmer eine Future Position und verkauft diese später zu einem höheren Preis. Daher sind Futures anfällig für Spekulationen, die zu marktverzerrenden Preisen führen.<sup>109</sup>

Kontrakte werden bei Termingeschäften meist finanziell erfüllt, bei Fälligkeit werden Futures gegen einen Schlussabrechnungspreis bar abgerechnet, dem sogenannten Cash Settlement. Beim Barausgleich wird der Spotpreis des Liefertages und der vorab festgelegte Preis herangezogen und die Differenz davon ausbezahlt. Praktisch werden Futures täglich mit einem unterschiedlichen Preis gehandelt, wodurch täglich eine Lastschrift fällig wird (variation margin). Die verschiedenen Arten von Futures können an der EEX sowohl für Grund-, als auch für Spitzenlaststromlieferung gehandelt werden.<sup>110</sup>

### Short-Futures

Ein Short-Future wird zur Risikoabsicherung eingesetzt, wenn der Hedger<sup>111</sup> das physische Gut besitzt und es zukünftig verkaufen will (physische Long Position). Um das Risiko eines Preisverfalls zu vermindern, sichert sich der Hedger durch eine Short-Position ab. Er verkauft zu einem zukünftigen Zeitpunkt das physische Gut zu einem heute vereinbarten

<sup>106</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.6

<sup>107</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.7

<sup>108</sup> Vgl. Schweickardt, H. und Moser, A (2007), S.1

<sup>109</sup> Vgl. Holler, J., Haberfellner, M. (2006), S.12

<sup>110</sup> Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiebeschaffung (2009), S.49

<sup>111</sup> Akteur an Futures- oder Forwardsmärkten, der durch seine Marktteilnahme Risiken absichert.

Preis, wobei der Hedger in diesem Fall auf mögliche Gewinne aufgrund eines Preisanstiegs verzichtet.<sup>112</sup>

### **Long-Futures**

Weiß der Marktteilnehmer zum jetzigen Zeitpunkt, dass er zu einem zukünftigen Zeitpunkt ein physisches Gut kaufen will (physische Short-Position), legt dieser bereits heute den Preis fest. Dieser Hedge dient vor allem der Absicherung gegenüber Preissteigerungen.<sup>113</sup>

### **Optionen**

Im Gegensatz zu Futures, die mit einer Verpflichtung der Handelspartner zum Kauf bzw. Verkauf zu einem festgelegten Preis einhergehen, bieten Optionen einen weiteren Freiheitsgrad. Die Wahrscheinlichkeit einen Geschäftspartner zu finden ist geringer als bei Futures, deshalb werden Optionen meist über einen Telefon-Makler oder bilateral in telefonischen Verhandlungen vermittelt.<sup>114</sup>

### **Die Call-Option**

Durch eine bereits vorabgezahlte Optionsprämie hat der Halter einer Long-Position die Möglichkeit, das physische Gut zu oder bis zu einem bestimmten Zeitpunkt zu einem vorab definierten Preis vom Stillhalter (Verkäufer) zu kaufen.<sup>115</sup>

### **Die Put-Option**

In diesem Fall kann der Halter eines physischen Guts, das Underlying (zugrundeliegendes Gut), zu oder bis zu einem definierten Zeitpunkt an den Stillhalter zu einem im Vorhinein definierten Preis verkaufen. Diese Optionen erlauben es dem Käufer bzw. Verkäufer die Option nicht wahrzunehmen und stellen somit eine Versicherung gegenüber negativen Preisentwicklungen dar.<sup>116</sup>

Im Unterschied zu Futures muss nur der Stillhalter Margins (Sicherheitszahlung) hinterlegen. Aus diesem Grund ist das Halten einer Option gerade für Marktteilnehmer mit wenig Erfahrung prädestiniert. Wie bei Spotgeschäften können Marktteilnehmer zur Vorbereitung des eigentlichen Handels bereits in der Vorhandelsphase Orders eingeben und bearbeiten. Der fortlaufende Handel beginnt anschließend mit einem Eröffnungsangebot. Der weitere Ablauf ist vom Prinzip her mit dem Spotmarkt zu vergleichen. In der Nachhandelsphase können Handelsteilnehmer Daten bearbeiten und bereits für die nachfolgenden Handelstage Orders eintragen. Im Terminmarkt existieren, ähnlich dem Spotmarkt, verschiedenste Orderarten. Eine Quote stellt eine verbundene Eingabe der Verkauf und Kauforder dar, ist aber durch Limits, Kontraktanzahl und Positionskonto erweitert. Mittels einer Kombinationsorder können zwei unterschiedliche Kontrakte des gleichen Basiswerts mit unterschiedlicher Laufzeit gleichzeitig gekauft und verkauft werden.<sup>117</sup>

### **Veröffentlichung der Handelsergebnisse**

Die EEX veröffentlicht auf ihrer Website im Bereich der Downloads<sup>118</sup> laufend Preis- und Marktinformationen unter anderem in Form unterschiedlicher Strompreis Indizes.

---

<sup>112</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.3

<sup>113</sup> Vgl. Fudalla et al. (2000), Hedging mit Strom-Termingeschäften

<sup>114</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.4

<sup>115</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.5

<sup>116</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.5

<sup>117</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.6

<sup>118</sup> Siehe [www.eex.com/de/Downloads](http://www.eex.com/de/Downloads), EEX, abgerufen am 15.10.2013

Der Physical Electricity Index (Phelix) wird aus den täglich von der EEX ermittelten 24 MCPs (Market Clearing Price) des Folgetages, berechnet. Das arithmetische Mittel der 24 Lieferstunden wird als Phelix Base bezeichnet, Phelix Peak hingegen ist das arithmetische Mittel der Lieferstunden 8 bis 20. Für Phelix Month wird ein Monatsdurchschnittspreis aus den Durchschnittspreisen aller Kalendertage des Monats, von Phelix-Base und -Peak, ermittelt. Historische Daten über Base-, Peak-, Tages-, Wochen-, Monats-, 3 Monats-, 12 Monatspreise sowie über MCPs und die Durchschnittspreise der letzten sieben, 30 oder 200 Tage, werden in Grafiken und Tabellen dargestellt und teilweise zum Download angeboten. Der European Electricity Index (ELIX) wird für jede Einzelstunde der Day-Ahead Auktionen, basierend auf den Angebots- und Nachfragekurven für die Marktgebiete Österreich, Deutschland, Frankreich und Schweiz, unter der Voraussetzung gebildet, dass keine Netzengpässe bestehen. ELIX Day Base und Day Peak leiten sich aus fiktiven Auktionen dieser Marktgebiete ab.<sup>119</sup>

### **Die Clearingstelle, zentrale Organisations- und Verrechnungsstelle**

Die Clearingstelle ermöglicht den anonymen Handel und sorgt für die Erfüllung getätigter Geschäfte und ihre finanzielle Abwicklung. Da jeder Börsenteilnehmer, seines geschäftlichen Umfangs entsprechend, Sicherheitszahlung leisten muss, ist sie verantwortlich für die Einzahlung und Hinterlegung von Gebühren und Sicherheiten. Die ECC agiert als zentraler Kontrahent zwischen den Handelsteilnehmern für alle Handelsgeschäfte an der EEX. Zur Absicherung gegen einen Ausfall eines Handelsteilnehmers verlangen die Clearing-Mitglieder - dies sind Finanzinstitute, die über eine Clearing-Lizenz zur Abwicklung von Termin- und Spotgeschäften verfügen - Sicherheiten von den Handelsteilnehmern. Die Höhe dieser sogenannten Margins wird auf Basis des bestehenden Risikos nach Modellen bestimmt.<sup>120</sup>

Bei Spot-Geschäften wickelt die ECC die fälligen Geldbeträge (Clearing) mit dem Clearing-Mitglied am nächsten Bank-Tag ab, um das Kontrahentenrisiko so gering wie möglich zu halten. Bei der physischen Abwicklung der Spot-Geschäfte, dem Settlement, ist die Börse als Bilanzkreisverantwortliche für die korrekten Fahrplanmeldungen der Geschäfte gegenüber den Netzbetreibern, verantwortlich. Die kommerzielle und physische Verantwortung für die Differenz zwischen dem von der Strombörse beim Übertragungsnetzbetreiber angemeldeten Fahrplan und dem Ist-Wert des Handelsteilnehmers wird vom Bilanzkreisverantwortlichen des Börsenteilnehmers übernommen. Die Börse informiert alle Bilanzkreisverantwortlichen und alle Handelsteilnehmer über den Summenfahrplan ihrer physischen Verpflichtungen. Des Weiteren meldet die Börse beim Übertragungsnetzbetreiber die Fahrpläne der Bilanzkreisverantwortlichen. Zum Abgleich meldet auch der Bilanzkreisverantwortliche dem Übertragungsnetzbetreiber den Fahrplan.<sup>121</sup>

Der Barausgleich eines Futures wird nach Geschäftsabschluss täglich, bis zum Fälligkeitsdatum, von der ECC mit dem Verkäufer und Käufer abgerechnet. Für jeden Future wird nach Handelsschluss ein Abrechnungspreis, Settlement Price, festgelegt, welcher sich an den Börsengeschäften des Handelstages orientiert. Gewinne und Verluste werden täglich zwischen dem Käufer und Verkäufer von der ECC verrechnet, es erfolgt also ein täglicher Ausgleich, auch Variation Margin genannt, welcher am nächsten Bank-Tag verrechnet wird. Diese Form der Abrechnung wird als „Market-to-Market“ Verfahren bezeichnet. Das Kontrahentenrisiko wird durch die maximalen Preisbewegungen zwischen zwei Handelstagen

<sup>119</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.5

<sup>120</sup> Vgl. Schweickhardt, H. und Moser, A. (2007), S.1

<sup>121</sup> Vgl. Schweickhardt, H. und Moser, A. (2007), S.2

beschränkt und die Forderungen aus verschiedenen Geschäften werden auf einen einheitlichen Wert normiert. Es bleiben somit nach dem Kauf und Verkauf eines Futures, durch diesen Vorgang auch als Netting bezeichnet, keine Forderungen.<sup>122</sup>

Futures-Geschäfte mit langen Lieferperioden werden kaskadiert und durch Futures mit kürzeren Lieferperioden ersetzt, um das Risiko zu minimieren. Jahres-Futures werden durch drei Monats-Futures und drei Quartal-Futures ersetzt. Die EEX ermöglicht den Handelsteilnehmern OTC-Geschäfte über die ECC abzuwickeln. Die ECC gewährleistet durch ihre Clearingstruktur eine Übernahme des Ausfallsrisikos durch Clearing-Banken. Das außerbörsliche Termingeschäft muss einem an der EEX gehandelten Future bezüglich Lieferperiode und -ort entsprechen. Im Clearing wird anschließend nicht mehr zwischen Börsengeschäften und OTC-Geschäften unterschieden.<sup>123</sup>

### **Anfallende Kosten durch den Börsenhandel**

Zu den transaktionsunabhängigen Kosten, die bei einem Engagement für jeden Börsenteilnehmer anfallen, zählen die einmalige Aufnahmegebühr und eine Jahresgebühr. Um aktiv am Börsenhandel teilnehmen zu können, müssen finanzielle Sicherheiten, in Form von eigenem Bankguthaben bis hin zu Wertpapieren, hinterlegt werden.<sup>124</sup> Im Falle eines eingeschalteten Brockers müssen zudem Kommissionen berücksichtigt werden. Jeder Teilnehmer an der Spotbörse muss eine Transaktionsgebühr, absolut oder prozentuell an den Handelswert oder die Handelsmenge gekoppelt, entrichten.<sup>125</sup>

Aufgrund des erhöhten Risikos durch die Teilnahme am Terminmarkt, werden transaktionsabhängige Gebühren an der Risikoposition ausgerichtet. Daher müssen Käufer und Verkäufer Sicherheitszahlungen leisten, die wie bereits zuvor erwähnt, an die Clearingstelle, bzw. an den Broker, entrichtet werden. Die Höhe der Initial Margins, das sind einmalige Sicherheitszahlungen beim Kauf bzw. Verkauf, ist an die erwartete Preisvolatilität des Termingeschäftes geknüpft.<sup>126</sup>

## **4.3.3 Die Strommarktentwicklung seit der Liberalisierung**

### **Jahr 2002**

Im Jahr 2002 wurde die Entwicklung des Stromgroßhandelsmarkts einerseits durch die Gründung der EEX und durch hohe Preissprünge, wie ein kurzfristiger 15- bis 20-facher Anstieg der Großhandelspreise, beeinflusst. Diese Preissprünge entstanden durch eine europaweite Kapazitätsverknappung auf Grund von niedrigen Temperaturen und Kraftwerksausfällen. Die Marktpreise pendelten sich jedoch schnell wieder ein. Die EXAA in Graz wurde am 21.3.2002 eröffnet und war für die Abwicklung von Stundenkontrakten am österreichischen Spotmarkt zuständig. Täglich wurden durchschnittlich ~1700 MWh Strom gehandelt, entsprechend einem Marktanteil von 1,2 % (siehe Abbildung 12). Im Zentraleuropäischen Preisgebiet zwischen Österreich, der Schweiz und Deutschland traten kaum Übertragungsschwierigkeit auf und führten zu konvergierenden Großhandelspreisen. Am kontinentaleuropäischen Großhandelsmarkt wurde ein Einbruch der Handelsvolumina verzeichnet (siehe Abbildung 11), hauptsächlich durch den Rückzug des US Energiehändlers Enron vom europäischen Markt, der auch zum Abgang anderer amerikanischer Groß-

<sup>122</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.11

<sup>123</sup> Vgl. Nießen, S. (2005), S.8

<sup>124</sup> Laut Nießen, S. (2005) mindestens 100 000 €.

<sup>125</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.8

<sup>126</sup> Vgl. Dudenhausen et al. (2012), S.9

händler führte. Den überwiegenden Teil des Stromhandels machten Forward-Kontrakte am OTC-Markt aus.<sup>127</sup>

### Jahr 2003

Im Jahr 2003 waren die Preise am Stromgroßhandelsmarkt geprägt von einer knappen Angebotsituation in den Sommermonaten, bedingt durch einen niedrigen Wasserstand der Flüsse. Der Jahresdurchschnitt der Preise auf der EXAA lag im Produkt „Base“ bei 30 €/MWh, für das Produkt „Peak“ unter 40 €/MWh. Gegenüber dem Vorjahr war dies eine Preissteigerung von 30% (siehe Abbildung 10). Die Preise der Großhandelsmärkte stiegen zunehmend und beeinflussten den Energiepreis für Großkunden, welcher im Jahr 2003 auf 28 €/MWh anstieg, im Vergleich zu 15 €/MWh im Jahr 1999 (siehe Abbildung 9).<sup>128</sup>

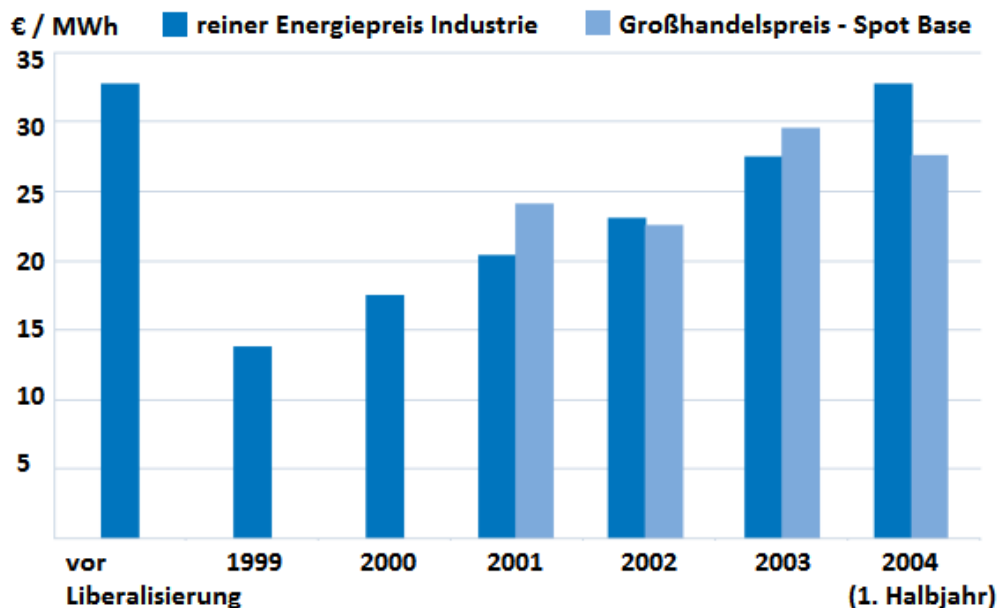


Abbildung 9: Entwicklung der Großhandelspreise für Industriekunden von 1999 bis 2004<sup>129</sup>

In diesem Jahr waren an der österreichische Strombörse EXAA keine Industriekunden oder internationale Banken vertreten. Die an der EXAA handelnden Unternehmen waren auch an der EEX tätig. Aus diesem Grund ist die Entwicklung der Spotmarktpreise an beiden Börsen ähnlich. Im Jahr 2003 wurden an der EXAA bis Juli durchschnittlich 3.400 MWh Strom gehandelt, entsprechend einem Marktanteil von 2,3 % (siehe Abbildung 12). Ende 2003 wurde ein neues Handelsprodukt eSPREAD eingeführt, das die Absicherung von Preisunterschieden zwischen identischen Stromprodukten an unterschiedlichen Orten gewährleisten sollte. Dieses Produkt stellte ein reines Finanzinstrument dar und setzte keine physikalische Stromlieferung voraus.<sup>130</sup>

Weiters ist die EXAA seit diesem Jahr auch in den Handel grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten involviert.<sup>131</sup>

<sup>127</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2002), S.80

<sup>128</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2004), S.113

<sup>129</sup> Quelle: Nach E-Control Marktbericht (2004), S.113.

<sup>130</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2004), S.103

<sup>131</sup> Vgl. E-Control Liberalisierungsbericht (2003), S.4

## Jahr 2004

2004 war im Bereich des kurzfristigen Handels ein Trend zur Abwicklung von Geschäften an den Strombörsen ersichtlich. Dieser Trend hatte zur Folge, dass die Preisbildung am OTC-Markt durch die Börsenpreise bestimmt wird (siehe Abbildung 10). Die Preise entwickelten sich am zentraleuropäischen Spotmarkt gleichmäßiger bedingt durch bessere Wetterverhältnisse und eine Normalisierung der Wasserführung. Auch die Futures-Preise zeigten 2004 durch hohe Primärenergiepreise eine gleichmäßige Entwicklung auf.<sup>132</sup>

Die EEX wies ein Handelsvolumen von 10% des deutschen Jahresverbrauchs auf. Der langfristige Handel wurde jedoch hauptsächlich mittels OTC-Geschäften abgewickelt. Das Forward-Volumen in Deutschland betrug mit ~2.000 TWh ein Vierfaches des deutschen Stromverbrauchs. Durch die enge Verflechtung des deutschen und österreichischen Forward-Marktes kam es in Österreich zu ähnlich hohen Volumina von ~200 TWh/Jahr. Da die EEX und die EXAA dieselben Produkte anboten, zeichnete sich ein Konkurrenzkampf zwischen den Börsen ab.<sup>133</sup>

Eine prognostizierte Preissteigerung für die kommenden Jahre zeichnete sich durch Preise am Forward-Markt aus. Verträge für Liefertermine im Jahr 2007 waren teurer als jene für das Jahr 2005. Diese Marktstellung wird „Contango“ genannt, dies bezeichnet die Erwartung, dass die elektrische Energie und die Befriedigung der Nachfrage zukünftig teurer sein würden.<sup>134</sup>

## Jahr 2005

2005 stieg der Spotpreis an der EEX deutlich an und lag über den Preisen des Jahres 2004. Gründe dafür waren einerseits die gestiegenen Preise für Primärenergieträger und andererseits die Einführung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatssystem. Auch an der EXAA waren die Preisanstiege am Spotmarkt zu beobachten (siehe Abbildung 10). Weitere Gründe für einen Preisanstieg waren die Anfang 2005 vorherrschenden tiefen Temperaturen und die damit in Zusammenhang stehenden Kraftwerksrevisionen. Auch der Anstieg der Primärenergiepreise, sowie Übernahmen und Fusionen im Bereich der Stromerzeugung und der Abbau der Überkapazitäten führten zu einem Anstieg der Großhandelspreise.<sup>135</sup>

---

<sup>132</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.31

<sup>133</sup> Vgl. E-Control Workingpaper (2004), S.2

<sup>134</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2004), S.103 ff

<sup>135</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.133

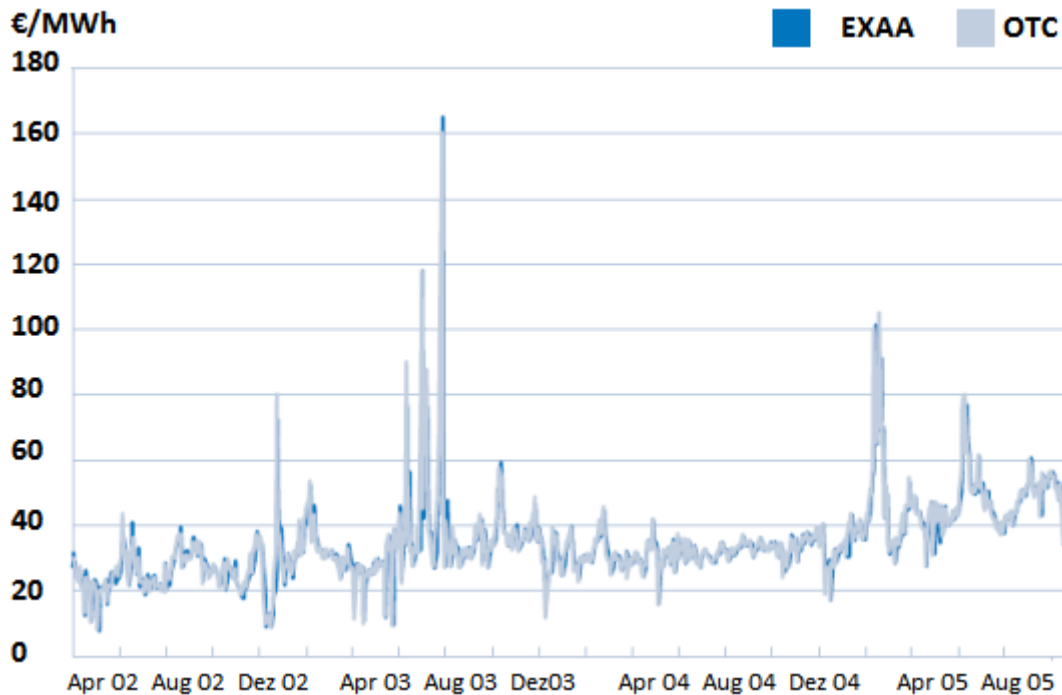


Abbildung 10: Vergleich Börsenpreise und OTC-Preise in Österreich<sup>136</sup>

Die zuvor genannten Gründe für eine Preissteigerung betreffen auch die Entwicklung der Futures-Preise, die für ein Jahresband für 2006 über dem Preis von 2005 lagen.

### Jahr 2006

Im Jahr 2006 wurde ein Trend im Großhandel für Strom hin zu Börsengeschäften erkennbar. Stromerzeuger waren hauptsächlich auf der Angebotsseite und große Industriebetriebe auf der Nachfrageseite tätig. Aber auch „reine Händler“, wie Banken und Investmentfirmen, etablierten sich am Markt. Der Handel in Österreich und Deutschland fand zu diesem Zeitpunkt hauptsächlich bilateral statt, die Börsenpreise konnten aber durchaus als Referenzwerte für den OTC-Markt herangezogen werden. Zusätzlich führte die EEX im Herbst 2006 das Produkt Intra-Day-Handel, für die nächsten Stunden des laufenden Tages, ein.<sup>137</sup>

Ein Faktor, der die Schaffung eines gesamteuropäischen Großhandelsmarkts behinderte, waren Kapazitätsengpässe an den Interkonnektoren. Die Angebots- und Nachfragesituation wurde vor allem durch die für Einzelstunden durchgeführten Auktionen wiedergespiegelt. Da der Höchstbietende den Zuschlag für Kapazitäten erhält, trägt dies zu einer Bereinigung und somit zu einer Angleichung an internationale Preise bei.<sup>138</sup>

Die großen Akteure am Großhandelsmarkt boten nur die Mengen an Strom an, die sie nicht zur Deckung der innerbetrieblichen Stromgeschäfte mit Endkunden benötigen. Stromerzeuger, die ihre Endkundengeschäfte nicht mit ihrer Eigenerzeugung abdecken konnten, traten am Großhandelsmarkt in der Position des Käufers auf.<sup>139</sup>

<sup>136</sup> Quelle: Nach E-Control Marktbericht (2006), S.32

<sup>137</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.33

<sup>138</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.25

<sup>139</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.37

Österreichische Stromerzeuger wiesen meist eine vertikale integrierte Unternehmensstruktur auf und handelten deshalb nur mit einem gewissen Teil ihres erzeugten Stroms über den Großhandelsmarkt. Dies führte zu einem illiquiden Handelsmarkt und einer erhöhten Preisvolatilität.<sup>140</sup>

Anfang 2006 waren die Spotpreise auf einem hohen Niveau, sanken jedoch im Frühjahr durch die milde Witterung und fallende Preise für CO<sub>2</sub> Zertifikate. Die Hitzewelle 2006 sorgte für einen Preisanstieg, in Abbildung 11 ersichtlich, und führte in Frankreich sogar zu Versorgungsengpässen. Die Spotpreise lagen durchschnittlich bei 51 €/MWh. Terminpreise für die Grundlastlieferungen stiegen bis Mitte April auf 60 €/MWh und sanken dann innerhalb weniger Tage auf 48 €/MWh aufgrund der Einbrüche in den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen. Eine Verlagerung vom OTC hin zum Börsenhandel ist auch im Jahr 2006 erkennbar. Die EEX verzeichnete einen Anstieg von 20% von 2003 auf 2004 und erhöhte das Spotmarktvolumen um 45% von 2004 auf 2005. Auch die EXAA verzeichnet 2006 weitere Zuwächse.<sup>141</sup>

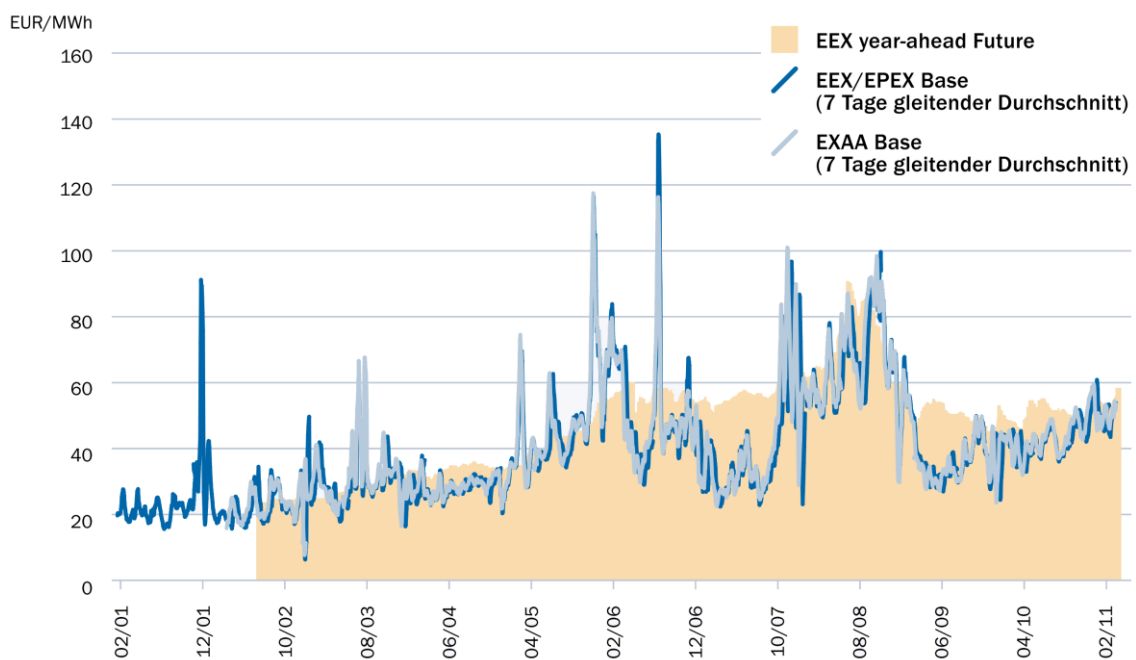


Abbildung 11: Entwicklung der Börsenpreise von 2001 bis 2011<sup>142</sup>

### Jahr 2007

2007 blieben die Spotpreise an der EXAA auf einem niedrigen Niveau bedingt durch den milden Winter, hohe Wasserstände und fallende CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Im Oktober wurde ein sprunghafter Anstieg durch schlechte Kraftwerksverfügbarkeiten in Deutschland und Frankreich registriert (siehe Abbildung 11). Der durchschnittliche Spotpreis lag bei 39,1 €/MWh. Im Vergleich zum Futures-Preis an der EEX für den Handelszeitraum 2005 bis 2006, ergibt sich ein Anstieg von 8,3 €/MWh was darauf schließen ließ, dass eine Jahreslieferung für das Jahr 2007 kostengünstiger im selben Jahr abzudecken wäre. Die unterschiedlichen Handelszeiten ergaben Preisdifferenzen zwischen EEX und EXAA, da die EXAA um zwei Stunden früher schließt. Zu diesem Zeitpunkt wurden an der EXAA nur

<sup>140</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.40

<sup>141</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2007), S.38

<sup>142</sup> Quelle: E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S.89



Spotkontrakte an der EEX hingegen Spot- und Futures-Kontrakte gehandelt. Der Österreichische Handel ist hauptsächlich auf die EEX konzentriert und besitzt eine eigene Handelszone, da es keine Netzengpässe zwischen Deutschland und Österreich gibt.<sup>143</sup>

### **Jahr 2008**

Die Stromfutures-Preise erreichten Anfang 2008 Werte bis zu 63 €/MWh, bedingt durch variierende Kohle-, sowie Gas- und Ölpreise. Im Sommer erreichten die Spot und Futures-Preise in Deutschland und Österreich ihren Höhepunkt, bis im Herbst ein Preisverfall eintrat (siehe Abbildung 11). Für diesen Preisverfall waren die gesamtwirtschaftliche Lage und die Ölpreisentwicklung verantwortlich. Schnelle Preisänderungen bringen sowohl Risiken als auch Chancen mit sich, die direkt Einfluss auf den Endkundenpreis haben. Managen Industriekunden ihren Beschaffungszeitpunkt und Beschaffungsportfolio selbst, beeinflussen diese die Industriepreise direkt. Teilweise mussten nicht verbrauchte Strommengen auch zu niedrigen Preisen abgesetzt werden. Aufgrund ihrer starken Vernetzung gilt die EEX als Leitbörse für den österreichischen Strommarkt. Im Oktober 2008 verzeichnete die EEX einen Spotpreis von 120 €/MWh (siehe Abbildung 13), dieser fiel jedoch Ende des Jahres, im selben Ausmaß wie die Primärenergieträger, auf 60 €/MWh.<sup>144</sup>

### **Jahr 2009**

Ein Verfall der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, sowie der Gaspreisverfall führten im Jahr 2009 zu einer Strompreissenkung. Der Day-Ahead Markt wurde vor allem durch Temperaturschwankungen aber auch durch andere Ereignisse, wie einen Generalstreik in Frankreich, beeinflusst. Im Vergleich zum Vorjahr kehrte sich das Spot- und Futures-Marktverhältnis wieder um. So waren im Jahr 2009 eher kurzfristige Einkaufsstrategien für Lieferanten und langfristige Verkaufsstrategien für Erzeuger vorteilhaft. Gemeinsam mit Deutschland bildet der österreichische Stromgroßhandelsmarkt eine Preiszone im OTC- und Börsenhandel. Für österreichische Händler und Versorger sind somit die Ergebnisse im deutschen Großhandel direkt relevant. Aufgrund der Steigerung der Handelsteilnehmer, verzeichnet die EXAA einen Mengenzuwachs, was zu einer gesteigerten Liquidität der Strombörse führte (siehe Abbildung 12). Die EEX setzte im OTC-Clearing Mengen in dreifacher Größenordnung des tatsächlichen Börsenhandels um. Der EEX-Spotmarkt für Strom wurde 2009 in das in Paris ansässige Unternehmen EPEX SPOT SE, überführt, welches nun zur Hälfte der französischen Powernext SA gehört. Am Spotmarkt konnte nun Strom für Österreich, Deutschland, die Schweiz, sowie Frankreich gehandelt werden. Ende 2009 wurde die Forderung der EPEX/EEX nach der ex-ante bzw. zeitnahen Veröffentlichung von Erzeugungsdaten über eine Internetplattform erfüllt.<sup>145</sup>

### **Jahr 2010**

Die Großhandelspreise waren 2009 relativ stabil. Anfang 2010 stiegen die Spot- und Futures-Kontraktpreise in Deutschland und Österreich leicht an, wie auch in Abbildung 10 ersichtlich.

---

<sup>143</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2008), S.13

<sup>144</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2009), S.8

<sup>145</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2010), S.6

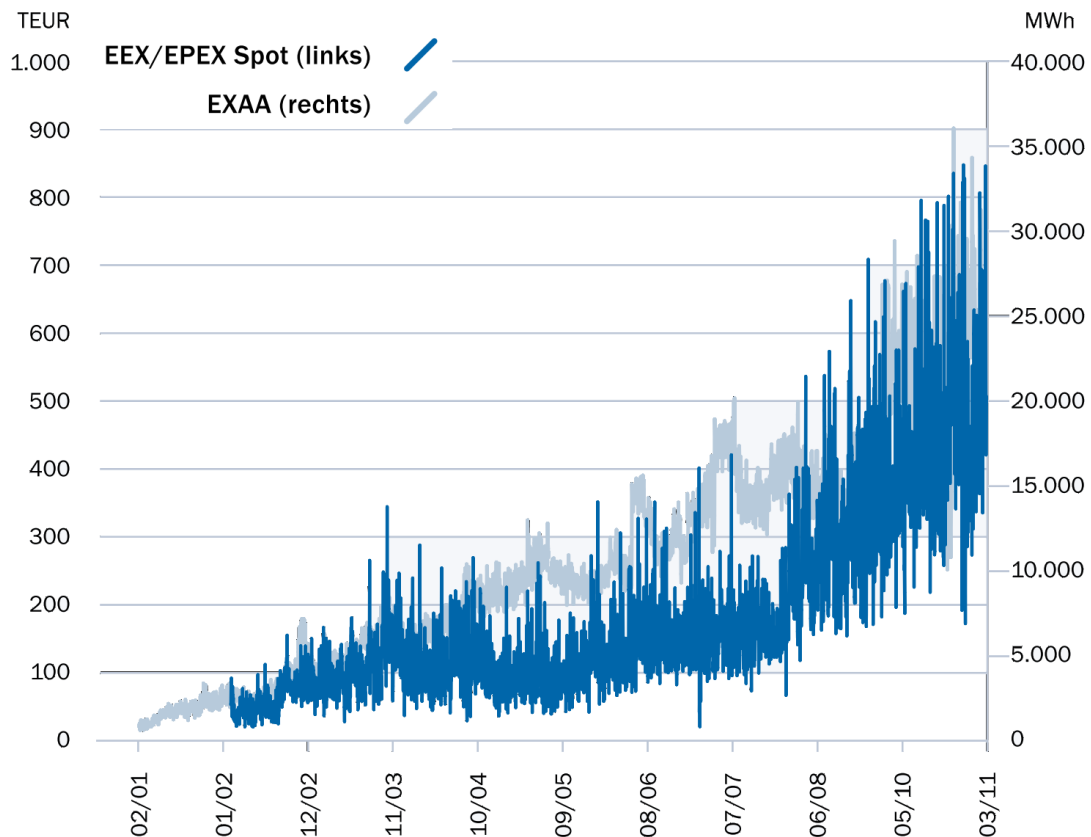


Abbildung 12: Entwicklung der Handelsvolumina an den Spotbörsen, EEX und EXAA<sup>146</sup>

### Jahr 2011

An der österreichischen und deutschen Strombörse entwickelten sich die Spotpreise im Jahr 2011 moderat. Im ersten Quartal wurde die Preiserwartung aufgrund guter Versorgungslage gedämpft, Ende März erfolgte ein Preisanstieg (siehe Abbildung 13) durch die Kraftwerksabschaltungen im Zuge der deutschen Energiepolitik. Im Day-Ahead Markt sorgten Umwelteinflüssen wie starker Wind für einen Preisrückgang. Aufgrund der warmen Wintermonate ergab sich ebenfalls kein weiterer Preisanstieg. Daher war der Preisunterschied zwischen Terminmarkt und Spotmarkt relativ gering.<sup>147</sup>

Die wirtschaftliche Lage im Herbst 2011 sorgte für Preissenkungen am Terminmarkt. Günstige Kohlepreise, die Finanzkrise und sinkende CO<sub>2</sub>-Preise führten zu einer Preissenkung von Strom-Futures. Auch der Abstand zwischen Peak und Base, der sogenannte „Spread“, verringerte sich. Der Grund hierfür ist die Änderung der Erzeugungsstruktur, im Hinblick auf die Stromeinspeisung von Photovoltaik-Anlagen, die die Spitzen in der Mittagszeit abflachten. Ein weiterer Grund für einen geringen Spread-Wert ist, dass Peak und Base-Preise in Phasen niedriger Preise näher beieinander liegen.<sup>148</sup>

Die Spotmarktpreise wiesen bei den 7-tägigen Durchschnittsbetrachtungen Ausreißer auf, beeinflusst durch Wettersituationen, Ressourcenknappheit, Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit, sowie Einspeisungen von erneuerbaren Energieträgern. Day-Ahead oder Spotmarktpreise sind bei hohem Wind- oder Sonnenangebot geringer als bei schlech-

<sup>146</sup> Quelle: E-Control Bericht 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S.92

<sup>147</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2012), S.35

<sup>148</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2012), S.37

ter Wettersituation. Durch diese kurzfristige Einspeisung von erneuerbarer Energie, kann es in einzelnen Stunden zu negativen Preisen kommen, vor allem bei geringer Nachfrage.<sup>149</sup>



Abbildung 13: Preisentwicklung Base (schwarz) und Peak (blau) der Year-Ahead Produkte an der EEX<sup>150</sup>

## Jahr 2012

Schlechte Witterungsbedingungen führten Anfang 2012 zu Preisaufschlägen, doch schon im Frühjahr fielen die Preise für Base-Day-Ahead Lieferung wieder auf 40 €/MWh. Worauf im Herbst wieder ein Preisanstieg folgte. Auch Windeinspeisungen und Nachfrageschwankungen führten zu einer hohen Preisvolatilität. Durch negative Wirtschaftsprognosen und Investitionssteigerungen in erneuerbaren Kraftwerkstechnologien sanken die Großhandelspreise für das Jahr 2013 um 10%.<sup>151</sup>

Am Terminmarkt war ebenfalls ein Preisverfall zu beobachten, denn zu Jahresbeginn wurde die 2013-Jahres-Grundlast um 52 €/MWh gehandelt, Ende des Jahres um 45 €/MWh und näherte sich stark dem Spotmarktpreis. Nach unten korrigierte Prognosen für das darauffolgende Jahr beeinflussten die Nachfrage am Terminmarkt zusätzlich.<sup>152</sup>

Auch das niedrige Preisniveau der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise nahm Einfluss, sowohl auf den langfristigen, als auch auf den kurzfristigen Markt. Ein weiterer Faktor, der starken Einfluss auf diese Preisentwicklung hatte, war der Zubau von erneuerbaren Energielieferanten, der bei einer hohen Photovoltaik Einspeisung zu einer Verflachung und damit zu einer Reduzierung der Peak-Preise vor allem zur Mittagszeit führte. Dies hatte auch negative Strompreise zu lastschwächeren Zeiten zur Folge. Ein Beispiel für den Einfluss der Wind und Sonneneneigeeinspeisung auf die Spotpreise zeigt Abbildung 14. Die in der Vergangenheit

<sup>149</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2012), S.36

<sup>150</sup> Quelle: E-Control Marktbericht (2012), S.37

<sup>151</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2013), S.8

<sup>152</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2013), S.28

typisch auftretenden Preisspitzen werden durch die Einspeisung der Solarstromanlagen vor allem zur Mittagszeit abgeflacht.<sup>153</sup>

Vergleicht man den Strommarkt mit dem Regelenergiemarkt liegen die Erlöse aus dem Regelenergiemarkt teilweise deutlich über denen aus dem Strommarkt. Aus diesem Grund ist der Regelenergiemarkt eine attraktive Option der Energiebeschaffung.

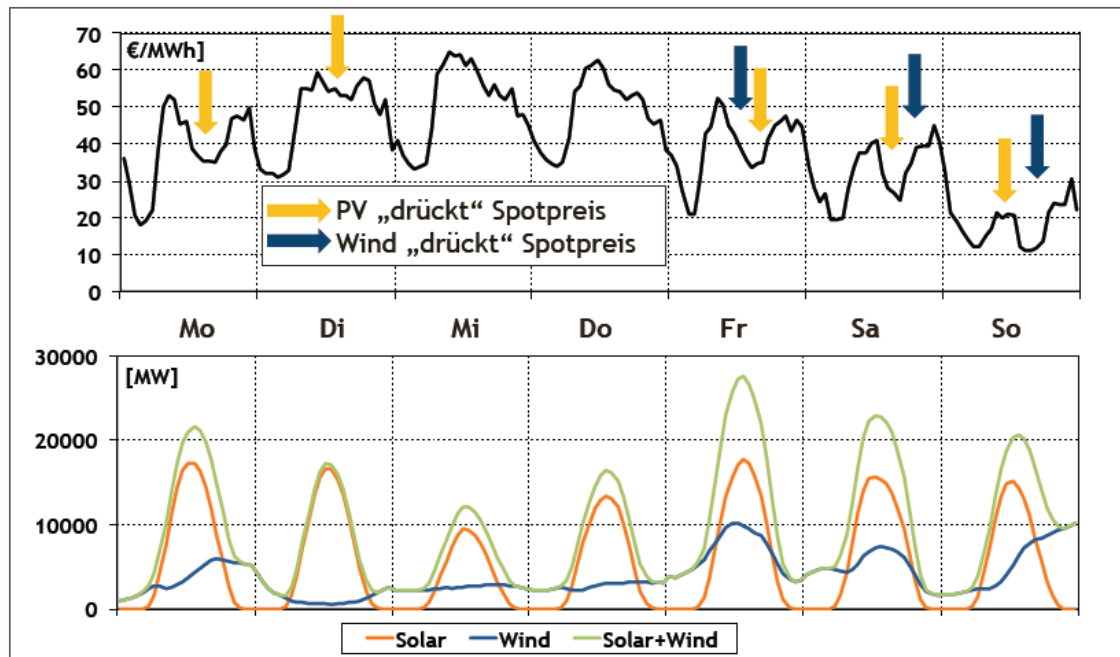


Abbildung 14: Vergleich und Auswirkung der Solar- und Windstromerzeugung auf die Day-Ahead Spotpreise für den 18. bis 24.06 2012<sup>154</sup>

### Jahr 2013

Am Day-Ahead-Markt fielen die Grundlastpreise teilweise unter 30 €/MWh, was unter anderem auf die Einspeisung erneuerbarer Energiequellen zurückzuführen ist.

Zu Beginn des Jahres 2013 wurde am Terminmarkt ein Preis von 40 € für die Lieferjahre 2014 und 2015 erzielt. Gegen Ende des Jahres sank der Preis jedoch wieder auf 36 €/MWh. Preise für Jahreskontrakte, deren Lieferung weiter in der Zukunft lagen, waren für das Jahr 2015 günstiger als für das Lieferjahr 2014. Gründe dafür waren zum Beispiel die gesteigerte Verfügbarkeit von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten. Zukunftsprognosen sehen jedoch eine Änderung dieses Trends voraus, bedingt durch die Abschaltung von thermischen Kraftwerken und den Kernkraftausstieg Deutschlands.<sup>155</sup>

<sup>153</sup> Vgl. Neubarth, J., Bewertung der Erlössituation von Wasserkraftprojekten am Beispiel der Neubauvorhaben Innervillgraten und Obere Isel, 2013

<sup>154</sup> Quelle: Neubarth, J., Bewertung der Erlössituation von Wasserkraftprojekten am Beispiel der Neubauvorhaben Innervillgraten und Obere Isel (2013), S.4

<sup>155</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2013), S.27f

## 4.4 Ausgleichsenergiemarkt

Seit dem Jahr 2012 stellt der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt in der österreichischen Regelzone APG ein vollliberalisiertes Marktsegment dar. Die Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie basiert diskriminierungsfrei auf transparenten Ausschreibungen. Bereits seit 2001 ist die Tertiärregelung marktbasierend beschaffen, 2010 folgte die marktbasierende Ausschreibung der Primärregelung für Marktteilnehmer und 2012 wurde schlussendlich, mit der marktbasierenden Beschaffung der Sekundärregelung, die vollständige Liberalisierung erreicht. Die Stabilität und Sicherheit des elektrischen Netzes wird vor allem durch die Aufrechterhaltung der 50 Hz Frequenz gewährleistet. Der zeitnahe Ausgleich von Lastschwankungen, der zwangsmäßig durch die Nicht-Speicherbarkeit der elektrischen Energie entsteht, wird durch einen mehrstufigen Ablauf beschrieben. Die Primärregelung leistet bis ca. 30 Sekunden den ersten Ausgleich durch Leistungsüberschuss, bzw. -defizit. Dieser wird durch die zweite Regelung, die Sekundärregelung abgelöst. Nach 15 Minuten werden bestehende Leistungsabweichungen schließlich durch die Tertiärregelung ausgeglichen. Wie in Abbildung 15 ersichtlich, können sich die unterschiedlichen Regelmechanismen überlappen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist nach geltender Rechtslage dazu verpflichtet, die Leistungs-Frequenz-Regelung bereitzustellen.<sup>156</sup>

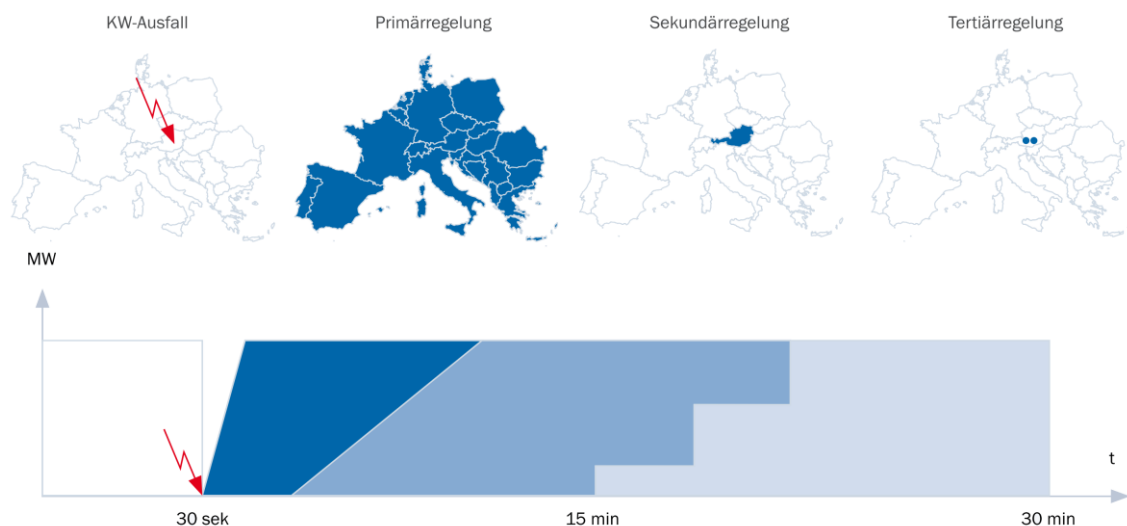


Abbildung 15: Der zeitliche Ablauf des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch von Regelenergie<sup>157</sup>

In ENTSO-E<sup>158</sup> Kontinentaleuropa wird Regelreserve, welche dem Ausgleich von Leistungssprüngen dient, unterteilt in Primär- und Sekundärregelung. Neben einer Begriffserklärung der Tertiärregelung, finden sich darüber Hinweise im Bereich der Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators und der Datenübermittlung an die Regulierungsbehörde.<sup>159</sup>

<sup>156</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.1

<sup>157</sup> Quelle: E-Control, 10 Jahre Energiemarktliberalisierung (2011), S.54

<sup>158</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>159</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.1

## 4.4.1 Einteilung des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes

### Die Primärregelung

Durch die Primärregelung soll innerhalb von wenigen Sekunden die durch sprunghafte Leistungsänderung verschobene Leistungsbilanz, wiederhergestellt werden. Für 15 Minuten muss ein Proportionalregler, die Abweichung von der Nennfrequenz durch Bereitstellen von positiver und negativer Leistung zur Verfügung stellen. Die vorzuhaltende Primärregelleistung soll den gleichzeitigen Ausfall von Grenzleistungskraftwerksblöcken, durch eine Leistung von 3000 MW, abfangen. Ein Leistungsbeitrag zur Wiederherstellung des Gleichgewichts wird für jede Regelzone nach einem bestimmten Schlüssel ermittelt. Für die Primärregelung findet seit 2010 eine ausschreibungs-basierte Beschaffung statt. Präqualifizierte Anbieter können am Mittwoch für die Folgeweche mindestens 2 MW anbieten. Die angebotene Menge wird am Ende des Angebotszeitraums geprüft, wobei der Zuschlag an den günstigsten Anbieter geht. Betrachtet man Ausschreibungsergebnisse im Zeitraum 2010 bis 2012 und vergleicht diese mit den Spotmarktpreisen der EEX, ist keine Korrelation der Datensätze ersichtlich. Betrachtet man jedoch Pegelstände und Durchflussmengen von Flüssen, treten hohe Übereinstimmungen in einer Korrelationsanalyse auf.<sup>160</sup>

### Die Sekundärregelung

Nach der Primärregelung übernimmt die Sekundärregelung spätestens nach 30 Sekunden den Ausgleich von Frequenzabweichungen, um das Primärregelband wieder freizugeben. Mit der Sekundärregelung sollen große Störfälle und zufällige Laständerungen ausgeglichen werden. Die vorzuhaltende Leistung kann sowohl anhand von probabilistischen und deterministischen Verfahren, als auch durch die Bemessung nach der Leistung des größten Kraftwerksblocks erfolgen. Erwartete Schwankungen, resultierend aus dem Normalbetrieb, und größere Störungen, ergeben die vorzuhaltende Höhe der Regelleistung. Des Weiteren ist zusätzliche Vorhaltung von Regelleistung vorzusehen, wenn die nach vordefinierten Methoden ermittelte Menge nicht ausreicht.<sup>161</sup>

Das Sekundärregelleistungsband beträgt in der Regelzone APG  $\pm 200$  MW und bei größerem Bedarf +280 MW. Die Sekundärregelleistung erfolgt automatisiert durch eine mit dem Übertragungsnetz verbundene Erzeugungseinheit. Um den Anforderungen zu entsprechen, müssen die technischen Kriterien für die Sekundärregelung erfüllt werden<sup>162</sup>. Die Beschaffung der Ausfallsreserve erfolgt durch die Bedingungen der E-Control im Rahmen der Ausschreibung für die Tertiärregelenergie. Seit 2012 wird auch die Sekundärregelung markt-basiert beschafft, davor wurde eine Beschaffung mit Kraftwerksbetreibern vertraglich erbracht. Anbieter, die an den Ausschreibungen teilnehmen wollen, müssen ein technisches Qualifikationsverfahren durchlaufen. Die Beschaffung von Ausfallsreserve erfolgt jedoch mittels Ausschreibungen der Tertiärregelung. Das Rücklieferprogramm wird seit 2009 über die EXAA gehandelt.<sup>163</sup>

### Die Tertiärregelung

Die Tertiärregelung, oder auch Minutenreserve genannt, entlastet die Sekundärregelung vollständig innerhalb von 15 Minuten. Die Leistungs-Frequenz-Regelung erfolgt manuell, durch den Übertragungsnetzbetreiber und wird für mehrere Stunden bereitgestellt. Derzeit

<sup>160</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.2

<sup>161</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S. 3

<sup>162</sup> Vgl. Operation Handbook (OH): C-S1, B-S4

<sup>163</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.6

beträgt das Tertiärregelband innerhalb der APG 280 MW in positiver Richtung und 125 MW im negativen Bereich. Aus dem Tages-Minuten-Reservemarkt gibt es zusätzlich schwankende Gebotsmengen.<sup>164</sup>

Seit dem Jahr 2001 wird die Tertiärregelung marktbasierend und ab 2012 zusätzlich durch den Regelzonenführer beschafft. Die Komponenten der Tertiärregelung sind der Market-Maker und die Minutenreserve. Die Entwicklung der Kosten für den Market-Maker, der als Leistungspreis charakterisiert wird, zeigt einen Preisverfall von einem zu Anfang hohem Startwert. Die Market-Maker-Vergütung für die Regelennergievorhaltung, die bei den Bilanzgruppen erfolgt, macht auch den hauptsächlichen Kostenanteil aus im Vergleich zu den Kosten für die geringen tatsächlich abgerufenen Mengen der Tertiärregelung. Aus der Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse folgt, dass die Tertiärregelenergiekosten höher als die Erlöse ausfallen.<sup>165</sup>

### **Abgrenzung der Regelennergie von der Ausgleichsenergie**

Als Ausgleichsenergie bezeichnet man die Abweichung der Leistungsprognosen innerhalb einer Bilanzgruppe. Regelennergie hingegen ist der Saldo über alle Bilanzgruppen innerhalb einer Regelzone. Da sich durch die saldierte Betrachtung Bilanzgruppen selbst ausgleichen, kann der Ausgleichsenergiebedarf höher sein als der Regelennergiebedarf. Je nach Art der Regelennergie sind unterschiedliche Regelungen für die Kostentragung vorgesehen. Entstehen Kosten aus der Primärregelung werden diese, anteilig an ihrer Jahreserzeugungsmenge, von Stromerzeugungsanlagenbetreiber mit mehr als 5 MW Engpassleistung getragen. Im Falle der Kosten für die Aufbringung von Sekundärregelleistung werden 78% durch das Systemdienstleistungsentgelt und 22% von den Bilanzgruppen aufgebracht. Einspeiser mit mehr als 5 MW Anschlussleistung, zahlen das von der E-Control jährlich festgesetzte Systemdienstleistungsentgelt an den Regelzonenführer. Die Tertiärregelungskosten werden ebenfalls von den Bilanzgruppen getragen und sind somit Bestandteil der Kosten für die Endkunden.<sup>166</sup>

Die Abweichung der elektrischen Energie, also Defizit und Überschuss, innerhalb der Regelzone wird als Deltaregelzone bezeichnet. Diese Summe aller Bilanzgruppen und ihre Abweichung werden als Ausgleichsenergie bezeichnet. Die Deltaregelzone ist die Summe aus der Sekundärregelung, der tatsächlich abgerufenen Minutenreserve und dem ungewollten Austausch. Das viertelstündlich ermittelte Regelzonendelta, wird vom Regelzonenführer an den Bilanzgruppenkoordinator übermittelt und dient dem Risikomanagement.<sup>167</sup>

### **Grenzüberschreitender Handel**

Die ACER<sup>168</sup> entwickelte im Auftrag der Europäischen Kommission Leitlinien zur Entwicklung eines wettbewerbsfähigen, nichtdiskriminierenden Regelennergie- und Regelleistungsmarktes. Der grenzüberschreitende Handel von Regelennergie und -leistung soll die Kosten der Regelreservebeschaffung reduzieren.<sup>169</sup>

<sup>164</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.7

<sup>165</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.7

<sup>166</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S. 4

<sup>167</sup> Vgl. <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone>, abgerufen am 08.10.2013

<sup>168</sup> Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden

<sup>169</sup> Vgl. Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012), S.9

#### 4.4.2 Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt

Die Teilnahme am Markt für Regelenergie erfolgt mittels eines zweistufigen Zulassungsverfahrens. Je nach Regelenergieart müssen verschiedenen Qualifikationen erfüllt werden. Die technischen Anlagen müssen vorgegebene Kriterien erfüllen, welche von den Stromerzeugern nachgewiesen werden müssen. Werden die technischen Präqualifikationen erfüllt, sind diese für drei Jahre gültig. Nach erfolgreicher Präqualifikation muss für jede Regelenergieart ein Rahmenvertrag unterzeichnet werden, um an den tatsächlichen Ausschreibungen teilzunehmen.<sup>170</sup>

##### Präqualifikation für die Primärregelung

Im Falle einer Teilnahme an den Ausschreibungen für Primärregelung muss ein Primärregelband von  $\pm 2$  MW verfügbar sein. Die Aktivierung erfolgt automatisch durch die Netzfrequenz. Die benötigte Menge umfasst  $\pm 66$  MW. Die Leistungsausschreibung erfolgt jeden Mittwoch mit einem Ausschreibungszeitraum von Montag bis Sonntag. Die Produktzeitscheibe beläuft sich auf Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr. Es muss ein Mindestangebot von 2 MW abgegeben werden, wobei weitere Angebote in Schritten von 1 MW erfolgen können. Nach erfolgreicher Abgabe der Angebote werden diese nach dem Leistungspreis gereiht. Der Zuschlag erfolgt also nach dem Leistungspreis. Abbildung 16 zeigt die von der APG präsentierte Leistungspreisentwicklung seit dem Jahr 2012.<sup>171</sup>

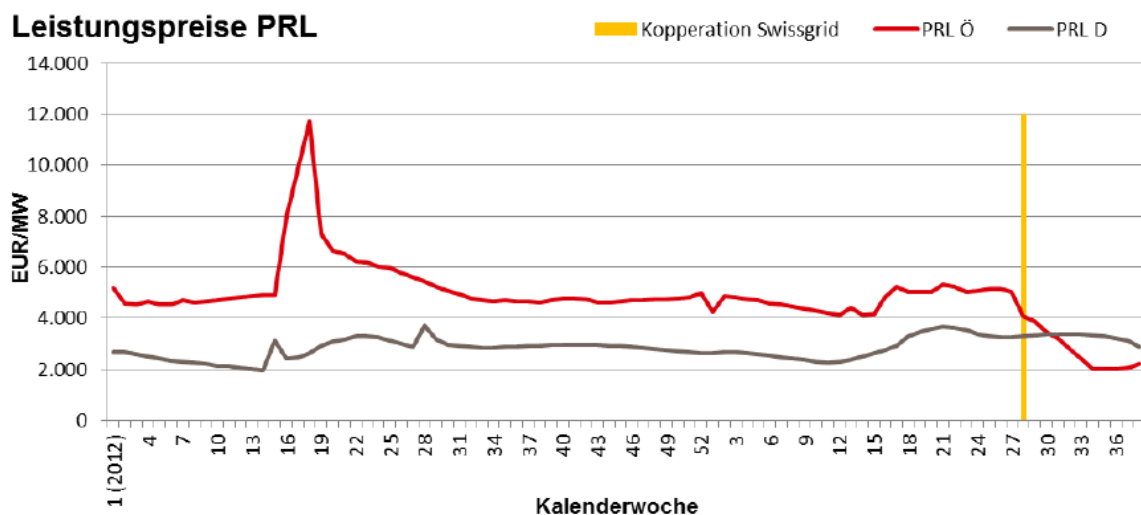


Abbildung 16: Leistungspreise der Primärregelung<sup>172</sup>

##### Präqualifikation für die Sekundärregelung

Der Aktivierungszeitraum der technischen Einheit für die Sekundärregelung liegt bei fünf Minuten, wobei sich Laständerungsgeschwindigkeiten auf mindestens 2% der Nennleistung pro Minute belaufen. Das verfügbare Sekundärregelband beläuft sich auf  $\pm 2$  MW. Die Aktivierung der Sekundärregelenergie erfolgt automatisch mittels einer Sollwertvorgabe. Die Leistungsausschreibung erfolgt immer dienstags von 9:00 bis 15:00 Uhr. Sie beträgt also immer eine Kalenderwoche und erfolgt getrennt für positive und negative Regelreserve.

<sup>170</sup> Vgl. <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>, abgerufen am 04.04.2014

<sup>171</sup> Vgl. Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung „Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone APG“, APG, 31.01.2011

<sup>172</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013



Außerdem kann eine Anpassung der Arbeitspreise von 9:00 bis 15:00 Uhr werktäglich vorgenommen werden. Die Produktzeitscheiben, für die geboten werden kann, sind<sup>173</sup>:

- Peak Woche: von Montag bis Freitag, 08:00 bis 20:00 Uhr
- Off-Peak Woche: von Montag bis Freitag, von 0:00 bis 08:00 Uhr, sowie 20:00 bis 24:00 Uhr
- Weekend: von Samstag bis Sonntag, von 0:00 bis 24:00 Uhr

Das Mindestangebot beträgt 5 MW und kann in 5 MW Schritten erhöht werden.<sup>174</sup>

Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die zeitliche Entwicklung der positiven und negativen Leistungspreise, sowie der positiven und negativen Abrufpreise in den Jahren 2012 und 2013. Nach anfänglich hohen Arbeits- und Leistungsvorhaltungspreisen pendelten sich die Preise im Jahr 2013 auf einem durchschnittlich niedrigeren Niveau ein.

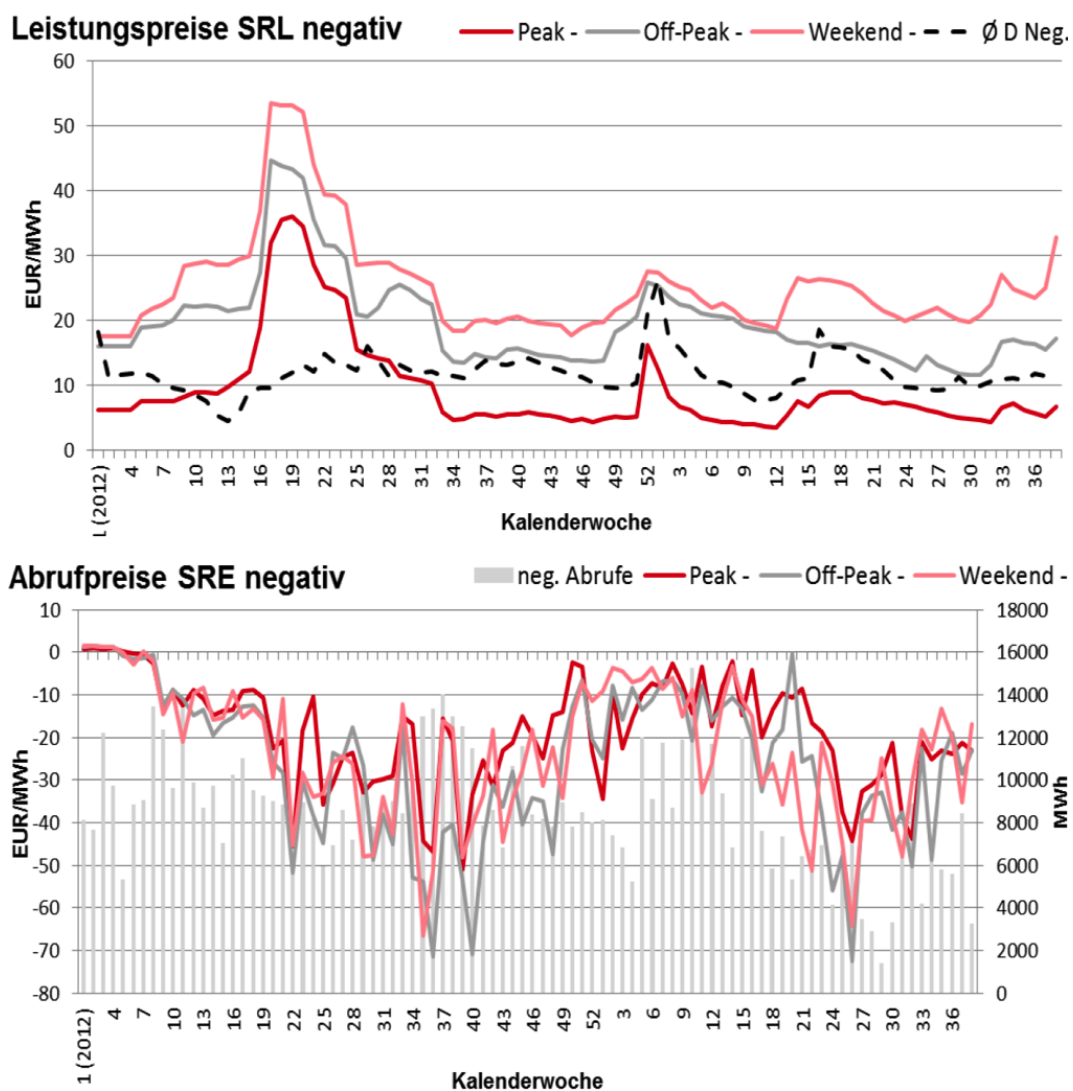
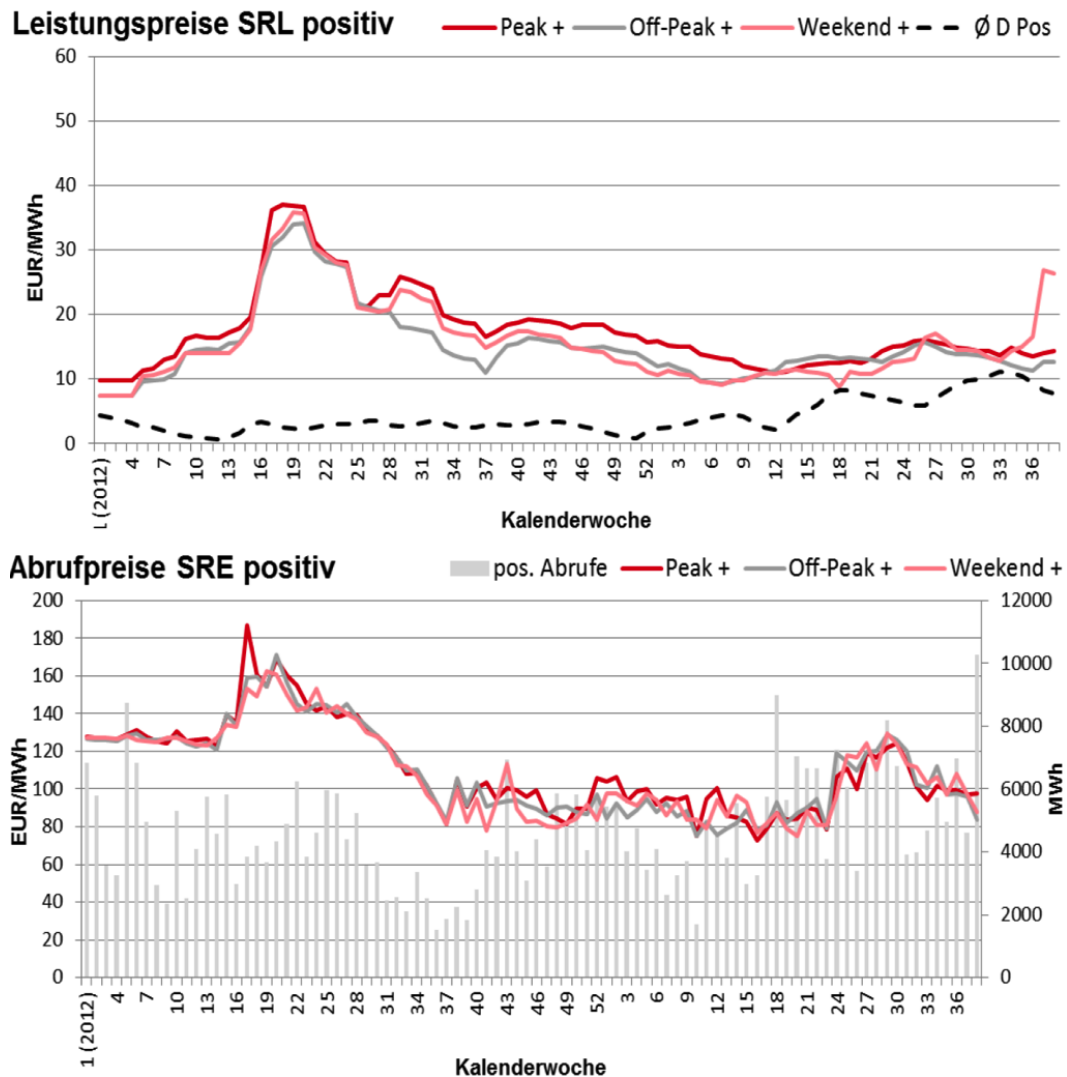


Abbildung 17: Entwicklung der negativen Sekundärregelungspreise und -abrufpreise<sup>175</sup>

<sup>173</sup> Vgl. <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>, abgerufen am 04.04.2014

<sup>174</sup> Vgl. Technische Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Sekundärregelreserve, APG, 12.10.2011

<sup>175</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013

Abbildung 18: Entwicklung der positiven Sekundärregelungspreise und -abrufpreise<sup>176</sup>

### Präqualifikation bei der Tertiärregelung

Der Aktivierungszeitraum bei der Tertiärregelung beläuft sich auf zehn Minuten, wobei ein Tertiärregelband von  $\pm 5$  MW zur Verfügung gestellt werden muss. Die Aktivierung verläuft im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung manuell mittels Telefon. Es existieren zwei Ausschreibungsarten. Die Market-Marker Ausschreibung erfolgt wöchentlich jeden Mittwoch von 09:00 bis 15:00 Uhr und dient zur Sicherung der Leistung. Bei der Day-Ahead Ausschreibung kann täglich bis 15:00 Uhr geboten werden, sowie eine Anpassung der gebotenen Arbeitspreise vorgenommen werden. In diesem Zeitraum können auch neue Angebote gestellt werden, wobei nur Arbeitspreise berücksichtigt werden. Die Ausschreibung findet von Samstag bis Sonntag und Montag bis Freitag statt. Die Produktzeitscheiben, für die geboten werden kann, sind Blöcke von jeweils vier ganzen Stunden, beginnend mit dem ersten Block des Tages von 00:00 bis 04:00 Uhr bis zum letzten von 20:00 bis 24:00 Uhr. Die Größe des ersten Angebots beläuft sich auf 10 bis 50 MW, die der weiteren

<sup>176</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013

Angebote auf 25 bis 50 MW, wobei die Angebote in 1 MW Schritten erhöht werden können.<sup>177</sup>

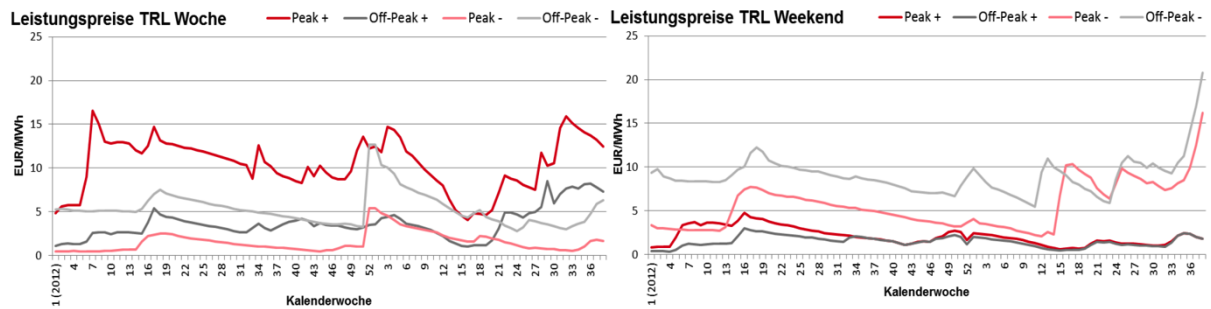


Abbildung 19: Entwicklung der Leistungsvorhaltungspreise für die Wochenend- und Wochenausschreibung der Tertiärregelung<sup>178</sup>

Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die zeitliche Entwicklung der Preise für die Leistungsvorhaltung in der Woche und am Wochenende, sowie die Entwicklung der positiven und negativen Abrufpreise für die Tertiärregelung am Wochenende und unter der Woche.

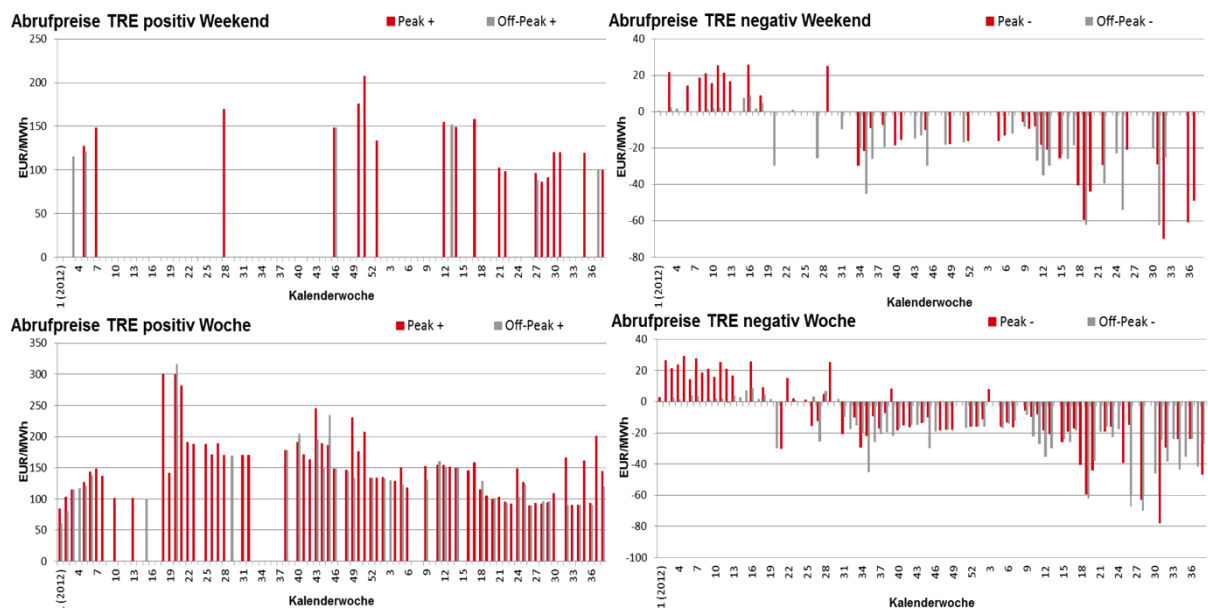


Abbildung 20: Entwicklung der positiven und negativen Abrufpreise der Tertiärregelung für die Wochenend- und Wochenausschreibung<sup>179</sup>

### Der Prozess der Ausschreibung

Die wöchentlichen Ausschreibungen werden vom Regelzonenführer APG jeweils eine Woche im Voraus veröffentlicht, woraufhin die Details der Ausschreibung, zum Beispiel das Datum oder die Produkte und Mengen, vom Anbieter eingesehen werden können. Eine Stunde vor der Eröffnung der Ausschreibung erhält jeder Anbieter ein Erinnerungsmail. Wird die Ausschreibung schließlich eröffnet, kann ein Anbieter bis Ende des Aus-

<sup>177</sup> Vgl. Technische Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Tertiärregelreserve, APG, 12.09.2011

<sup>178</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013

<sup>179</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013

schreibungszeitraums Gebote platzieren und diese bearbeiten. Die Anbieter dürfen jedoch nicht mehr Leistung anbieten, als beim Präqualifizierungsprozess bestimmt wurde. Nach dem Ablauf der Ausschreibungsfrist wird die Ausschreibung geschlossen. Danach werden die Gebote überprüft, die Ausschreibungen akzeptiert und die Teilnehmer über die Ergebnisse per E-Mail verständigt.<sup>180</sup>

### Kostenentwicklung im Regelenergiemarkt

Die Einspeisung von alternativen Energieträgern, wie Wind- und Solarenergie führt vermehrt zu einem höheren Bedarf an Regelenergie. Aus diesem Grund hat die APG Kooperationen mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES<sup>181</sup> und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid<sup>182</sup> gestartet. Die Kooperation mit ELES wird INC, „Imbalance Netting Cooperation“, genannt und dient der Koordinierung der Sekundärregelenergieabrufe. Es wird automatisch erkannt, wann in den Regelzonen gleichzeitig Regelenergie aktiviert wird - jeweils in unterschiedlicher Richtung. Die Regelenergiemengen werden saldiert und dadurch minimiert, was zu einer Kostenreduktion führen soll. Die APG rechnete mit dieser Kooperation von einem Einsparungspotential von fünf Millionen Euro pro Jahr.<sup>183</sup>

Betrachtet man die Entwicklung der Gesamtkosten des Regelenergiemarktes ist ein rückläufiger Trend zu beobachten. Die Sekundärregelleistung nimmt mit rund 70 Millionen Euro im Jahr 2013<sup>184</sup> die größte Kostenposition der Gesamtkosten, die sich auf rund 102 Millionen Euro belaufen, ein.

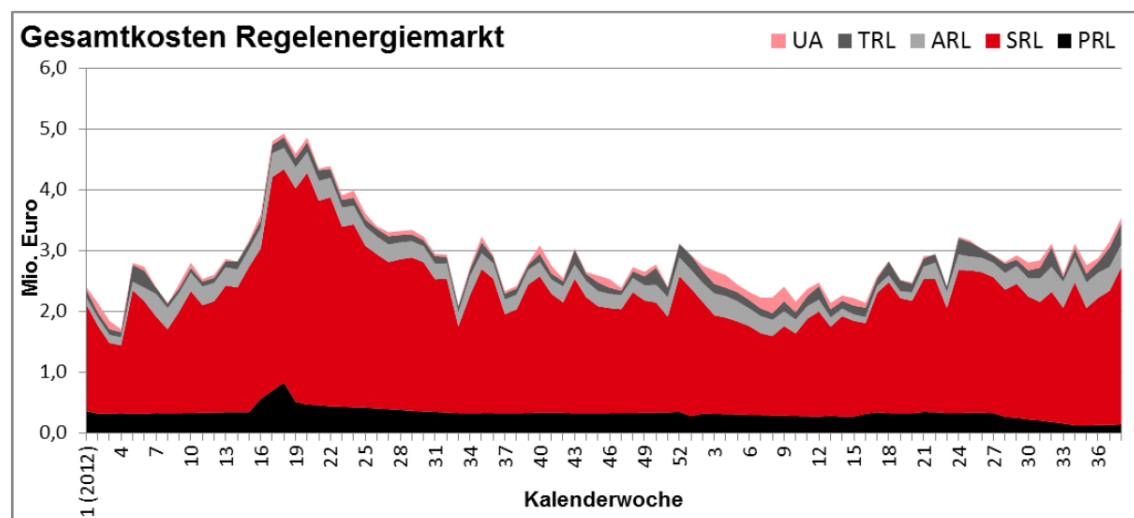


Abbildung 21: Gesamtkosten am Regelenergiemarkt.<sup>185</sup>

Seit der Inbetriebnahme der INC konnten bereits 2,5 Millionen Euro an Regelenergiekosten eingespart werden. Diese Kostenreduktion wirkt sich positiv auf das Systemdienstleistungsentgelt und die Systemdienstleistungstarife aus.<sup>186</sup>

<sup>180</sup> Vgl. <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>, abgerufen am 04.04.2014

<sup>181</sup> ELES, Elektro-Slovenija, d.o.o.

<sup>182</sup> Swissgrid AG

<sup>183</sup> Vgl. Pressemitteilung der APG vom 11.07. 2013, „Austrian Power Grid AG (APG) öffnet den Markt für Regelenergie erstmals für internationale Partner“.

<sup>184</sup> Kosten bis zur 38. Kalenderwoche

<sup>185</sup> Quelle: APG, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, Präsentation vom 04.07.2013

<sup>186</sup> Vgl. Präsentation der APG vom 04.07.2013, Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt

Der zuvor bereits erwähnte negative Effekt der Wind- und Solarenergieeinspeisung auf das Stromnetz wurde in Deutschland in Studien genauer untersucht. So kam es durch Fehlprognosen bei der Windeinspeisung im Winter 2012/2013 zu kritischen Netzzuständen. Weichen die prognostizierten Mengen am Day-Ahead Markt von der tatsächlichen Einspeisung ab, müssen Fehlprognosen mit Hilfe der Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Betrachtet man die Jahre 2011 und 2012, so enthielten die Day-Ahead Prognosen deutliche Fehler da die Stromproduktion zu gering eingeschätzt wurde. Es existiert ein deutlicher Zusammenhang zwischen der prognostizierten Nachfrage und dem Ausgleichspreis, sowie dem Intra-Day-Preis. Die Prognosen für die Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zeigen eine starke Abweichung von den realen Werten. Die Kosten für diese Fehlprognosen ergeben sich aus den Preisdifferenzen zwischen dem Day-Ahead Markt und den Prognosefehlern im Ausgleichsenergie- und Intra-Day-Markt. Es zeigt sich, dass Fehler aus dem Day-Ahead Markt günstiger im Intra-Day-Handel ausgeglichen werden können, als am Ausgleichsenergiemarkt. Ergebnisse der Studie „Windenergie - Ausgleich der Prognosefehler“ des FFE<sup>187</sup> zeigten, dass gute und vor allem kürzere Prognosen von Einspeisungen der Windkraft- und Solarenergieanlagen zu einer Verringerung der Kosten führt.<sup>188</sup>

#### 4.4.3 Rahmenbedingungen und Entwicklung

Der Markt für den Ausgleich zwischen der Aufbringung und dem Bedarf an elektrischer Energie spielt eine wichtige Rolle für das Funktionieren des Strommarkts und das Zusammenspiel aller Marktteilnehmer. Ein Großteil der Bilanzgruppen speiste im Jahr 2001 aufgrund von unpräzisen Verbrauchsprognosen mehr Energie als erforderlich ins Netz ein. Dies führte zu einer Rücknahme an Energie durch den Regelzonenführer und zu einer Verminderung der Einspeisung der Anbieter. Zur Sicherstellung der Versorgung wurde im Bereich der Verrechnungsstelle APCS ein Market-Maker (Leistungspreis) ausgeschrieben. In der Regelzone APG erfolgte die Verrechnung von Ausgleichsenergie viertelstündlich, einschließlich der Preisbildung für die Lieferung und Übernahme von Ausgleichsenergie. Abweichungen vom viertelstündlichen Soll-Wert glich der Regelzonenführer durch die Sekundärregelung aus, wobei die Rücklieferung des ungewollten Austauschs, sowie der Sekundärregelenergie zwischen 14 und 18 Cent pro MWh betrug.<sup>189</sup>

Die Rahmenbedingungen des Ausgleichsmarktes wurden im Jahr 2001 festgelegt mit der Annahme, dass Anbieter von Minutenreserve täglich ihre regelbare Kraftwerksleistung anbieten. Falls diese abgerufen wird, wird ein angebotener Arbeitspreis bezahlt. Da dies teilweise nur vereinzelt auftrat, wurde ein Market-Maker eingeführt, der eine zusätzliche Abgeltung der Anbieter für Kosten der Leistungsvorhaltung ermöglichte. Die Verrechnungspreise werden alle Viertelstunden festgelegt und ihre Höhe bestimmt durch die Angebote der Minutenreserve, die Ausgleichsenergiekomponenten und die Höhe der Regelzonenabweichung. Clearingpreise schwanken oft innerhalb eines Tages sehr stark, sodass Bilanzgruppen durch die Regelzonenabweichung teilweise entgolten werden, oder für Überschussenergie zahlen müssen.<sup>190</sup>

Die Gesamtkosten der Ausgleichsenergie werden stark vom Market-Maker dominiert und variieren monatlich, da sie zusätzlich von den Großhandelspreisen und vom Angebotsver-

<sup>187</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V

<sup>188</sup> Vgl. Serafin von Roon (2013)

<sup>189</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2001), S.54

<sup>190</sup> Vgl. E-Control Liberalisierungsbericht (2003), S.91

halten der Marktteilnehmer abhängen. Letzteres richtete sich nicht allein nach der Preisentwicklung der internationalen Großhandelsmärkte.<sup>191</sup>

Im Jahr 2002 wurde in der APG-Regelzone zur Absicherung gleicher Marktchancen ein Wettbewerbsmarkt für die Lieferung von Minutenreserve geschaffen. Anfang 2002 wurde zu wenig Energie in den Bilanzgruppen erzeugt, bedingt durch die extrem niedrigen Temperaturen und der Preissituation am Markt, was einen Ausgleich aus der Regelenergie erforderlich machte. Der gegenteilige Fall ereignete sich in den Monaten Oktober, November und Dezember des Jahres 2001, als eine Übersättigung des Marktes zu einem Überschuss an Energie in den Bilanzgruppen führte, der kaum verbraucht werden konnte. Aus diesem Grund wurde die Ausgleichsenergie der Bilanzgruppe zugeordnet, die ihre Erzeugung zurückschrauben konnte. Diese Überdeckung an elektrischer Energie und die zugrundeliegenden Formeln zur Be- und Verrechnung der Ausgleichsenergie führten zu negativen Clearingpreisen. Bilanzgruppen wurden für eine kurzfristige Entnahme von Energie aus dem Ausgleichsenergiesystem entlohnt.<sup>192</sup>

Auch 2003 wurden die bereits bestehenden Marktregeln weiterentwickelt. Die Themen Marktprozesse, Ausgleichsenergie, Engpassmanagement, sowie Wechselmanagement wurden aufgefasst und die Entwicklung der organisatorischen und technischen Regeln für Netzbenutzer und -betreiber eingeleitet. Im Falle eines Engpasses bei grenzüberschreitenden Lieferungen wurde die Kapazitätszuteilung nach dem Anteilsprinzip, auch „Pro-Rata-Prinzip“ genannt, eingeführt. Alle Anfragen erhalten einen Anteil aus der verfügbaren Kapazität. Künftig wird der Umgang mit grenzüberschreitenden Kapazitätsengpässen durch die Leitlinien in der „EG-Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“ festgelegt. Dies sind unter anderem Versteigerungen und die für Marktteilnehmer unabdingbare Informationstransparenz.<sup>193</sup>

Die EU-Kommission legte sich 2004 noch nicht fest, ob die Ausgleichsenergie einen eigenen Markt darstellt. Zu diesem Zeitpunkt wurde kein regelzonenüberschreitender Handel mit Minutenreserve praktiziert, sondern nur die Aufbringung der für die Minutenreserve notwendigen Leistung. Bei der Sekundärregelung wurden Marktelemente über die Ausschreibung von Naturalaustausch eingebracht. Die APCS<sup>194</sup> betreibt als Bilanzgruppenkoordinator die Regelzone Verbund-APG. Um einen Wettbewerb zu gewährleisten, muss genug Kraftwerksleistung von einer entsprechenden Anzahl an Marktteilnehmern vorhanden sein. Für das Jahr 2004 wurde für die Minutenreserve eine Marktöffnung zwischen den österreichischen und den deutschen Regelzonen angestrebt.<sup>195</sup>

Da die Verfahren „First come, first serve“ und „Pro rata“ keine Marktelemente enthalten und Kapazitäten marktbasierend vergeben werden, erfolgte dies von nun an nur mehr über explizite und implizite Auktionen<sup>196</sup>:

- **Explizite Auktion:** Die Kapazitätsangebote für einen bestimmten Kapazitätswert werden den Preisen nach absteigend gereiht. Die Zuteilung erfolgt an die höchstbietenden Unternehmen.

<sup>191</sup> Vgl. E-Control Liberalisierungsbericht (2003), S.22

<sup>192</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2002), S.81

<sup>193</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2003), S.48

<sup>194</sup> APCS - Power Clearing & Settlement

<sup>195</sup> Vgl. E-Control Jahresbericht (2004), S.41

<sup>196</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2004), S.53

- **Implizite Auktion:** Kauf- und Verkaufsangebote werden von Unternehmen für regionale Zonen platziert. Die Vergabe der Kapazitäten zwischen den Zonen ergibt sich aus dem Preis-Clearing.

Ein Mindestmaß an Minutenreserveleistung wird durch die Funktion des Market-Makers gewährleistet, wobei die Minutenreserveleistung in Form von Dreistundenblöcken, bestimmt durch die APG, monatlich ausgeschrieben wird. Bei Abruf bekommen die Anbieter den Abrufspreis - wenn sie den Zuschlag erhalten, den Leistungspreis. Die Market-Maker-Angebote werden nach ihrem Arbeitspreis in die Merit-Order-List eingereiht. Wesentlichste Kostenkomponente ist der Naturalaustausch für die Sekundärregelenergie, „die Kosten bzw. Erträge, die bei der Aufbringung der Energie zur Abwicklung des Naturalaustausches mit der Verbund APG als Vorhalter und Erbringer der Sekundärregelleistung erwachsen“<sup>197</sup>. Die wöchentlich ermittelte rückgenommene Energie wird von der APCS ausgeschrieben. Durch die Unterlieferung der Regelzone 2003 und 2004 dominierte die Sekundärregelenergie den Gesamtausgleich. In diesem Fall setzte der Regelzonenführer neben der Minutenreserve die vorgehaltene Sekundärregelleistung ein. Ungenauigkeiten in der Prognose können zu einem Richtungswechsel innerhalb der Regelzone führen. Im Falle einer Unterlieferung wird die fehlende Energie durch den Regelzonenführer von Regelkraftwerken abgerufen. Bei hoher fehlender Leistung, steigt der Clearingpreis.<sup>198</sup>

Im Vergleich zu vorhergehenden Jahren, war der Ausgleichsenergiemarkt 2005 durch konstante Bedingungen gekennzeichnet, wobei die Preise geringfügig stiegen. Die Market-Maker-Leitungskosten sanken geringfügig, die Kosten aus den Rücklieferprogrammen für Sekundärregelung und ungewollten UCTE<sup>199</sup> Austauschen stiegen jedoch. Produkte, wie Sekundärregelung und Minutenreserve, die für eine marktmäßige Aufbringung geeignet sind, wurden im Jahr 2006 innerhalb der jeweiligen Regelzone bereitgestellt, da aufgrund der Rahmenbedingungen kein Austausch zwischen Regelzonen möglich war. Anbieter von Minutenreserve mussten über regelbare Erzeugungsanlagen innerhalb ihrer Bilanzgruppen verfügen.<sup>200</sup>

Im Jahr 2006 änderten sich die Regeln der Ausgleichsenergieverrechnung und der Clearingpreisbildung. In den vergangenen Jahren kam es zu hohen Clearing Preissprüngen aufgrund von kleinen Abweichungen in den Regelzonen, die zu erhöhten Preisrisiken führten. Es wurde ein Zusammenhang zwischen dem Clearingpreis und der Regelzonenabweichung hergestellt und zeitnahe Informationen über die Abweichung zur Verfügung gestellt. 80% der monatlichen Gesamtausgleichsenergiekosten werden über den Clearingpreis eingebracht und der Rest auf die verbrauchte Energiemenge in den Bilanzgruppen aufgeteilt. Im Jahr 2006 fiel die Gesamtmenge der Ausgleichsenergiekosten hoch aus. Höhere Kosten entstanden dadurch, dass die Verbund APG Regelzone ein Defizit aufwies und durch Ausgleichsenergielieferungen gedeckt werden musste.<sup>201</sup>

Im Jahr 2007 entstand der Bedarf, einer Vorab-Plausibilisierung der Fahrplanmeldungen in die Regelzone APG, um Erzeugung- und Verbrauchsmengen in Relation bringen zu können.<sup>202</sup>

Für 2008 wurde geplant, Regeln für eine tägliche Übermittlung der Fahrpläne umzusetzen. Einmal monatlich erfolgt das Ausgleichsenergie-Clearing, das 15-Minütig durchgeführt

<sup>197</sup> E-Control Marktbericht (2004), S.109

<sup>198</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2004), S.110

<sup>199</sup> UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

<sup>200</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.40

<sup>201</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2006), S.137

<sup>202</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2008), S.30

wird. Alle Netzbetreiber müssen der Verrechnungsstelle aggregierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für alle Bilanzgruppen, sowie die Fahrpläne der Bilanzgruppen, den Energieaustausch innerhalb oder außerhalb der Regelzonen betreffend, weitergeben.<sup>203</sup>

Die jeweilige Verrechnungsstelle organisiert den Ausgleichsenergiemarkt, wobei Angebote von Anbietern von Minutenreserve täglich bis 16:30 an die Verrechnungsstelle abgegeben werden können. Daraufhin wird eine Merit-Order-List erstellt und dem zuständigen Regelzonenführer ohne Preisinformation übermittelt. Dieser ruft Angebote entsprechend der Merit-Order ab und übergibt diese dann der Verrechnungsstelle für eine Abrechnung und der nachfolgenden Clearingpreis Ermittlung der Bilanzgruppe. Im Jahr 2008 wurden die AGBs und die Sonstigen Marktregeln bezüglich der Fahrplanübermittlung für externe und interne Fahrpläne auf eine tägliche Übermittlung umgestellt. Für einen Energieaustausch innerhalb der Regelzone muss bis 14:30 für den Folgetag die Übermittlung an die Verrechnungsstelle erfolgen. Für den externen Austausch mit benachbarten Regelzonen müssen die Fahrpläne ebenfalls bis 14:30 des Vortages der Lieferung an den Regelzonenführer übermittelt werden. Für regelzonenüberschreitende Lieferungen können Intra-Day-Anpassungen mit einer Vorlaufzeit von 45 Minuten zu jeder vollen Stunde durchgeführt werden, wobei die Fahrpläne seit 2008 erst ab 18 Uhr dem Regelzonenführer übermittelt werden können. Für das Ausgleichsenergieclearing wird der Preis 15 minütig von den Verrechnungsstellen ermittelt.<sup>204</sup>

Der Ausgleichsenergie-Clearingpreis setzt sich im Jahr 2008 aus der abgerufenen Minutenreserve, der Merit-Order-List, den Kompensationskosten der eigensetzten Sekundärregelenergie aus der Leistungs-Frequenz-Regelung des Regelzonenführers, dem UCTE Austausch und den Market-Makern zusammen.<sup>205</sup>

Kosten für die Ausgleichsenergiebeschaffung für Lieferanten betragen 2008 31,5 Mio. Euro und 45 Cent/MWh. Ein Großteil dieser Kosten wurde durch die Sekundärregelenergie-rücklieferungen verursacht, die die Unterschiede aus geplantem und tatsächlichem Verbrauch ausglich.<sup>206</sup>

Im Jahr 2009 bildeten Die Regelzonen TIWAG und VKW Netz AG eine eigene Regelzone, die innerhalb des UCTE-Verbands dem deutschen Regelblock angehört. Die Regelzone „Ost“, APG-Zone, ist ein eigenständiger Regelblock im UCTE-Verband. Ende 2009 schlossen die APG und die TIWAG Netz AG einen Kooperationsvertrag, wobei die APG die Aufgaben als Regelzonenführer übernimmt.<sup>207</sup>

Seit Beginn des Jahres 2011 ist die APG alleiniger Regelzonenführer für das Netzgebiet Österreich. Für die Regel- und Ausgleichsenergiebewirtschaftung wurden Rahmenbedingungen für eine marktbasierete Beschaffung der Sekundärregelung ab 2012 geschaffen. Seit 2012 ersetzt die wettbewerblich organisierte Ausschreibung den bisherigen Beschaffungsmechanismus der Sekundärregelenergie, die zuvor mittels bilateralen Verträgen zwischen Kraftwerksbetreibern geregelt wurde. Die Sekundärregelenergie wurde ex-post über Rücklieferprogramme den Erzeugern kompensiert. Diese Liefermenge wurde über die EXAA beschafft.<sup>208</sup>

---

<sup>203</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2010), S.18

<sup>204</sup> Vgl. E-Control Sonstige Marktregeln (2012), S.4ff

<sup>205</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2009), S.29

<sup>206</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2009), S.9

<sup>207</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2009), S.17

<sup>208</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2012), S.18



Im Jahr 2012 stiegen die Kosten im Ausgleichsenergiemarkt aufgrund der extremen Wetterbedingungen um 122%. Die hohen Preise und die großen Mengen an Ausgleichsenergie, die durch die Einspeisung von Wind und Photovoltaik steigen, führten zu einer Stabilisierung der Kosten auf einem durchwegs hohen Niveau im Laufe des Jahres.<sup>209</sup>

---

<sup>209</sup> Vgl. E-Control Marktbericht (2013), S.8

## 5 Strombeschaffung

In diesem Kapitel werden verschiedene Aspekte und Strategien der Strombeschaffung und Konzeptentwicklung theoretisch abgehandelt. Zunächst werden die wichtigsten Komponenten, aus denen sich der Strompreis zusammensetzt, näher erläutert. Das sind der Großhandelsstrompreis, die Netzentgelte, sowie Steuern und Abgaben. Kapitel 5.2 behandelt die verschiedenen Strategien und Modelle der Strombeschaffung, die die Grundlage für die Entwicklung eines Strombeschaffungskonzeptes darstellen. Auch der Einsatz von KWK-Anlagen in Kraftwerken und die damit verbundenen Auswirkungen auf Strombeschaffungs- und -vermarktungsstrategien werden diskutiert.

### 5.1 Strompreiszusammensetzung

Der Endverbraucherstrompreis setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen, wie dem Großhandelsstrompreis, den Netzentgelten und den Steuern und Abgaben zusammen. Je nach Jahresstromverbrauch, sowie den verschiedenen Netzpreisen, abhängig vom Netzanschluss, sowie den Energiepreisen, variiert der Strompreis.

Die Netzentgelte sind Systemnutzungstarife, die die Netzbetreiber für verschiedenste Dienste verrechnen dürfen. Sie bestehen aus dem Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, dem Entgelt für Messleistungen, dem Netzbereitstellungsentgelt, dem Systemdienstleistungsentgelt, sowie dem Netzzutrittsentgelt.<sup>210</sup>

Je nach Netzebene fallen die Netzentgelte unterschiedlich aus. In Österreich gibt es sieben Netzebenen:

- Netzebene 1 ist das Höchstspannungsnetz mit 380/220 kV
- Netzebene 2 ist die Umspannung zwischen Ebene 1 und Ebene 3
- Netzebene 3 ist das Hochspannungsnetz mit 110 kV
- Netzebene 4 ist die Umspannung zwischen Ebene 3 und Ebene 5
- Netzebene 5 ist die Mittelspannung mit 10/30 kV
- Netzebene 6 ist die Transformatorenstation zwischen Ebene 5 und Ebene 7
- Netzebene 7 ist das Niederspannungsnetz mit 230/400 V

#### Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Instandhaltung, den Betrieb, sowie den Bau und Ausbau der Stromnetze und wird durch die E-Control, festgelegt durch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung<sup>211</sup>, exekutiert. Für das Bundesland Steiermark treten folgende Kosten in Cent pro kWh für die Netzebene 3 auf<sup>212</sup>:

<sup>210</sup> Informationen wurden der Übersicht der Systemnutzungstarife entsprechend den Angaben auf der E-Control homepage <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netznutzungsentgelt>, abgerufen am 03.03.2014

<sup>211</sup> Abgekürzt durch SNE-VO

<sup>212</sup> Siehe <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netznutzungsentgelt>, abgerufen am 03.03.2014

Netzebene 3 / Preise in Cent/kWh	Leistungspreis	Sommer- Hochtarif	Sommer- Niedertarif	Winter- Hochtarif	Winter- Niedertarif
Steiermark	1.680	0,33	0,33	0,33	0,33

Der Sommer-Hochtarif bezieht sich auf den Zeitraum von 1. April 0:00 Uhr bis 30. September 24:00 Uhr, der Niedertarif auf die Uhrzeit 22:00 Uhr bis 6:00 Uhr<sup>213</sup>.

### Netzverlustentgelt

Das Netzverlustentgelt setzt sich durch die Beschaffungskosten der Strommengen, die beim Ausgleich von Netzverlusten entstehen, zusammen. Die Bemessung wird tarifmäßig auf Basis der arbeitsbezogenen Netzverlustpreise bestimmt. Für das Bundesland Steiermark treten folgende Kosten in Cent pro kWh für die Netzebene 3 auf<sup>214</sup>:

Netzebene 3 / Preise in Cent/kWh	Sommer- Hochtarif	Sommer- Niedertarif	Winter-Hochtarif	Winter- Niedertarif
Steiermark	0,055	0,055	0,055	0,055

### Entgelte für Messleistungen

Kosten, die durch die Errichtung, den Betrieb und die Eichung von Zähleinrichtungen und das Auslesen der Daten entstehen, werden durch das Entgelt für Messleistungen abgegolten. Eine Verminderung des Entgelts wird durch Bereitstellung eigener Messeinrichtungen ermöglicht. Die Entgelte enthalten Kosten für Messgeräte, sowie Geräte zur Fernauslese von Daten.<sup>215</sup>

### Netzbereitstellungsentgelt

Der Netzbetreiber setzt für die Ermöglichung des Anschlusses, sowie den Ausbau der Netzebenen, die für die Nutzung in Anspruch genommen werden, einen Pauschalbetrag in Euro pro kW fest. In der Steiermark beträgt dieser Betrag für die verschiedenen Netzebenen (ab Netzebene 3)<sup>216</sup>:

Netzebene 3	Netzebene 4	Netzebene 5	Netzebene 6	Netzebene 7
11,40	44,70	90,50	133,80	198,90

<sup>213</sup> Vgl. SNE-VO 2012 – Novelle 2014, BGBl. II Nr. 478/2013

<sup>214</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netznutzungsentgelt>, abgerufen am 03.03.2014

<sup>215</sup> Für nähere Informationen zu den verschiedenen Messarten siehe <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/entgelt-fuer-messleistungen>, abgerufen am 03.03.2014

<sup>216</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netzbereitstellungsentgelt>, abgerufen am 03.03.2014

### **Systemdienstleistungsentgelt**

Kosten, die durch den Ausgleich von Lastschwankungen wegen der Sekundärregelung entstehen, werden dem Regelzonenführer durch das Systemdienstleistungsentgelt, abgegolten. Ein arbeitsbezogener Systemdienstleistungspreis wird durch die E-Control bestimmt. Die Kosten werden zu 22% von den Einspeisern, bemessen an der Bruttoerzeugung der Anlagen, und zu 78% von den Bilanzgruppen getragen. Die Grundlage für die Bemessung der von den Einspeisern zu tragenden Kosten ist die Betriebsstundenanzahl multipliziert mit der Nennleistung der Verbindungsleitung zum öffentlichen Netz. Für den österreichischen Bereich fällt das Systemdienstleistungsentgelt wie folgt aus<sup>217</sup>: 0,1630 Cent/kWh.

### **Netzzutrittsentgelt**

Dabei handelt es sich um einmalig, nach der Netzanschlussherstellung oder -änderung zu leistende Kosten.<sup>218</sup>

### **Elektrizitätsabgabe**

Laut dem BGBl. Nr. 201/1996 idF BGBl. I Nr. 26/2000, dem Elektrizitätsabgabegesetz, beträgt die Elektrizitätsabgabe 1,5 Cent pro kWh. Diese Kosten fallen bei jeder Lieferung, mit Ausnahme der Stromlieferung an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, an. Verwendet eine Stromerzeugungsanlage elektrische Energie, um wieder elektrische Energie zu erzeugen, ist sie von der Elektrizitätsabgabe befreit.<sup>219</sup>

### **Zählpunktpauschale**

Die Zählpunktpauschale ist eine Komponente des Ökostromförderungssystems und beträgt gemäß § 22a.(1) Ökostromgesetz-Novelle 2006, für Nutzer der Netzebenen 1-3, 15.000€ pro Kalenderjahr.<sup>220</sup>

### **Gebrauchsabgabe**

Die Gebrauchsabgabe wird von Gemeinden für die Benutzung von öffentlichem Grund, für Stromnetze, vorgeschrieben.<sup>221</sup>

### **Umsatzsteuer**

Auf Strompreisbestandteile wird zusätzlich eine Umsatzsteuer von 20% aufgeschlagen.<sup>222</sup>

---

<sup>217</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/systemdienstleistungsentgelt>, abgerufen am 03.03.2014

<sup>218</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netzzutrittsentgelt>, abgerufen am, 03.03.2014

<sup>219</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>, abgerufen am, 03.03.2014

<sup>220</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>, abgerufen am, 03.03.2014

<sup>221</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>, abgerufen am, 03.03.2014

<sup>222</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>, abgerufen am, 03.03.2014

## 5.2 Strategien der Strombeschaffung

Der Großhandelsmarkt und seine Vielfalt an Produkten ermöglicht es dem Kunden eine große Anzahl an unterschiedlichen Strategien zu verfolgen. Wie bereits im Kapitel 4.3 ausführlich beschrieben reicht das Spektrum von der Beschaffung an einem Tag bis hin zu einem strukturierten Beschaffungsportfolio. Kunden können sich entscheiden, ob sie ihren Strom durch bilaterale Geschäfte oder über den Strommarkt kaufen. Bei dieser Entscheidung müssen sowohl das Mengenrisiko, bei dem der Käufer verpflichtet ist, auch bei einer Fehlprognose Strom anzunehmen bzw. Ausgleichsstrom zu beziehen, als auch das Preisrisiko beachtet werden. Lieferanten versuchen durch strategische Beschaffung das Mengen- und Preisrisiko zu minimieren. Das Portfoliomanagement bezeichnet die Strombeschaffung mittels Kombinationen mehrerer Strommarktprodukte. Für eine Strombeschaffung am Markt sind die Fahrplanerstellung, die Bedarfsprognose, grundlegende Kenntnis des Strommarkts und ein Risikomanagement unabdingbar.<sup>223</sup>

Je nachdem, welche Beschaffungsstrategie gewählt wird, müssen Lastanalysen und -prognosen durchgeführt werden. Die Risiken, die eine Strombeschaffung mit sich bringen, können durch eine genaue Markt- und Preisbeobachtung und die grundlegende Kenntnis des Strommarktes, gesteuert werden.<sup>224</sup>

### 5.2.1 Lieferverträge

#### Vollstromversorgung

Einmalig vereinbarte Preise führen zu einer gesicherten Kalkulationsgrundlage für Unternehmen. Müssen diese, aber aufgrund des Auslaufens ihres Vertrags einen neuen Vertrag abschließen, ist die Wahrscheinlichkeit für einen sprunghaften Preisanstieg deutlich erhöht. Der Beschaffungszeitpunkt spielt bei dieser Art der Strombeschaffung eine sehr große Rolle und führt zu einem deutlichen Risikoanstieg. KMUs (Klein- und mittelständische Unternehmen) beziehen ihren Strom meistens über All-Inclusive-Verträge, da sich der Aufwand, der mit einem Portfoliomanagement einhergeht, oftmals nicht rentiert. Die genaue Kenntnis des eigenen Stromverbrauchs, sowie das Erstellen von Lastprognosen sind in diesem Fall auf minimale Kenntnisse über den Jahresverbrauch und die Höchstlast reduzierbar. Somit wird das Risiko der Beschaffung auf den Lieferanten übertragen. Der Kunde hat die Möglichkeit den Lieferanten zu wechseln und trägt dadurch zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit des Marktes bei. Ein All-Inclusive-Liefervertrag enthält die Art und den Umfang der Lieferung, also die Liefer- und Messspannung, sowie die Lieferstelle. Preisregelungen umfassen einerseits die Arbeitspreisregelung, für die ein Grundpreis in Euro pro Jahr und ein Arbeitspreis in Cent pro kWh festgelegt werden. Zusätzlich sind auch die Netzentgelte und Steuern enthalten, sowie Entgelte für die Messung, als auch die Bereitstellung der Daten und die Abrechnung, Vertragslaufzeit und Informationen zur Kündigung.<sup>225</sup>

Verträge können auch eine Klausel für eine Mindestabnahme an Strom enthalten. Der Besitz von Eigenstromanlagen erfordert meist einen Reserveliefervertrag, wodurch der Ausfall der Erzeugungseinheit durch den Bezug von Zusatzstrom kompensiert werden kann. Betrachtet man die Zusammensetzung der Kosten, wird ersichtlich, dass nur die Stromlieferung an sich verhandelbar ist. Der große prozentuale Anteil der fixen Kostenpositionen führt dazu, dass der Verhandlungsspielraum für den Strompreis relativ eingeschränkt ist

<sup>223</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.1

<sup>224</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.5

<sup>225</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.1

und eine kleine prozentuale Verminderung für die meisten Verbraucher kein ausreichend großes Einsparungspotential beinhaltet, um selbstständig am Strommarkt tätig zu sein. Kunden mit Leistungen von 50.000 bis 150.000 kWh Jahresverbrauch werden als leistungsgemessene Kunden bezeichnet, deren Lastprognose und Portfoliomanagement vom Lieferanten übernommen wird. Aus diesem Grund liegen die Kosten für eine Vollstromversorgung höher als durch die Beschaffung durch den Kunden selbst. Eine Variante der Vollstromversorgung beinhaltet die eigene Erstellung von Lastprognosen und die Übernahme der Haftung für Prognosefehler. Ein Grundlastvertrag deckt den Strombedarf, der über die gesamte Zeitspanne vorhanden ist. Ein langfristiger Vertrag für die Mittellast bezieht sich meist auf Stromlieferungen an Werktagen, an denen eine bessere Prognose möglich ist. Der Restbedarf an Strom wird durch Geschäfte am Spotmarkt abgedeckt. Die Absicherung von Base- und Peakload Produkten wird durch Futures-Produkte ermöglicht.<sup>226</sup>

### Band- und Programmlieferungen

Diese Art der Strombeschaffung setzt eine genaue Kenntnis des Strombedarfs und des zeitlichen Verlaufs in Viertelstunden, voraus. In der Regel können mit Hilfe von Band- und Programmlieferungen nur Teilbereiche des Strombedarfs abgedeckt werden. Bandlieferungen beziehen sich auf Stromlieferungen mit konstanter Leistung. Programmlieferungen sind hingegen auf spezielle Zeiten ausgerichtet, eingeteilt nach Tageszeiten und Wochentagen. Produziert ein Unternehmen seine Ware zu einer bestimmten Zeit, ist es sinnvoll, für diese Zeitspanne eine höhere Leistung zu bestellen. Die günstigeren Strombeschaffungskosten, werden um den Faktor des Mengenrisikos ergänzt, da der Kunde die bestellten Strommengen verbrauchen bzw. bei höherem Stromverbrauch als prognostiziert, zusätzliche Mengen vom Stromnetz beziehen muss. Daher sollten Kunden versuchen dieses Risiko durch ein Portfoliomanagement, das z.B. die Strombeschaffung an der Strombörse durch kurzfristige Lieferungen einschließt, auszugleichen.<sup>227</sup>

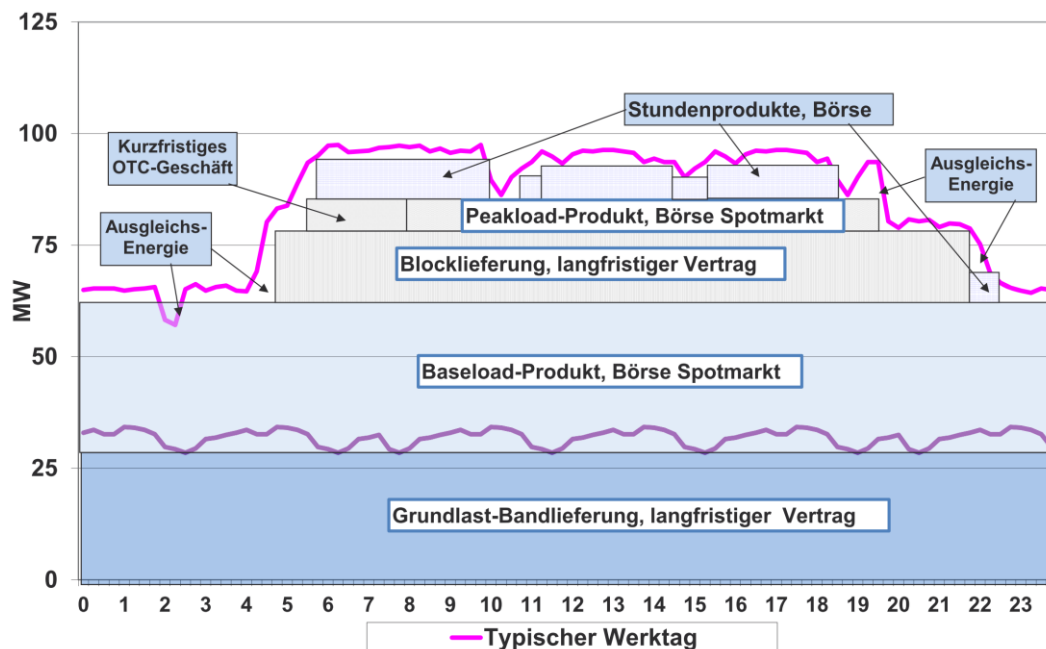


Abbildung 22: Deckung des Strombedarfs<sup>228</sup>

<sup>226</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.2

<sup>227</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.1

<sup>228</sup> Quelle: Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft (2013), S.67

Der Zusatzbedarf zu Band- und Programmlieferverträgen kann am Spotmarkt beschafft werden. Wird für den nächsten Tag ein höherer Strombedarf prognostiziert, können einzelne Megawatt am Spotmarkt gekauft werden. Diese Kombination aus Band-, Programm- und kurzfristigen Lieferungen, wie in Abbildung 22 ersichtlich, stellt eine einfache Form des Portfoliomanagements dar. Die Risiken des Handels am Spotmarkt können durch Termingeschäfte ausgeglichen werden.<sup>229</sup>

Vor der Fälligkeit eines Forwardgeschäftes kann eine Position, z.B. eine Long Position, durch ein Gegengeschäft, eine Short Position, glattgestellt werden. Es besteht auch die Möglichkeit den Forward zu verkaufen. Außerbörsliche Termingeschäfte sind schwerer durch Gegengeschäfte glattzustellen aufgrund der speziell für den Kunden ausgehandelten Vertragsbedingungen. Zusätzlich tragen die Vertragsparteien bei der Zahlungsunfähigkeit eines Vertragspartners das Ausfallsrisiko. Allerdings werden diese Risiken durch Vorteile einer individuellen Vertragskonstellation ausgeschlichen. Ein Swap wird als Austausch unterschiedlicher Basisgeschäfte, in Bezug auf den Austausch finanzieller Verpflichtungen, innerhalb einer gewissen Zeitspanne bezeichnet. Um eine langfristige Preisabsicherung gegen einen potentiellen Anstiegs des Spotpreises zu erreichen, kann ein Lieferant mit Hilfe eines Swaps die Lieferverpflichtungen zu einem festen Preis weiterreichen und im Gegenzug die Lieferverpflichtung auf Spotpreisbasis übernehmen. Preisdifferenzen werden durch Ausgleichszahlungen kompensiert.<sup>230</sup>

### **Zusatzversorgung und Reservelieferung**

Prognostizierte und unvorhergesehene Schwankungen des Strombedarfs können durch Zusatzversorgungen ausgeglichen werden. Eine Zusatzversorgung kann durch bilaterale Verträge mit Lieferanten oder durch Einzelgeschäfte an der Strombörse realisiert werden. Übernimmt der Kunde die Lastprognose, muss er bei Prognoseabweichungen für Mehrkosten aufkommen. Innerhalb einer Bilanzgruppe können sich diese Kosten durch den Ausgleich verringern. Betreibt ein Kunde Anlagen zur Eigenstromerzeugung, müssen Reservelieferungen vereinbart werden. Fallen diese Erzeugungsanlagen aus, wird dieser Ausfall durch einen Lieferanten kompensiert. Der Kunde bezahlt für die Bereitstellung eine Grundgebühr und bei Inanspruchnahme, einen hohen Arbeitspreis, aber einen niedrigen Leistungspreis.<sup>231</sup>

## **5.2.2 Modelle der Strombeschaffung**

### **Tranchenmodelle**

Das Tranchenmodell zur Strombeschaffung ermöglicht die Beschaffung von Teilmengen des gesamten Strombedarfs, zu einem vorab definierten Zeitpunkt. Der Prognoselastgang wird untersucht und in mehrere Tranchen zerlegt. Dabei wird zwischen dem horizontalen und dem vertikalen Tranchenmodell unterschieden.<sup>232</sup>

#### **Horizontales Tranchenmodell**

Der prognostizierte Lastgang wird in horizontale Tranchen von gleicher oder unterschiedlicher Größe zerlegt und in der Handelsperiode<sup>233</sup> beschafft. Der Preis der jeweiligen Tranche ergibt sich aus der Preisformel<sup>234</sup> :

<sup>229</sup> Vgl. Konstantin, P., Praxishandbuch Energiewirtschaft (2013), S.67

<sup>230</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.1

<sup>231</sup> Vgl. Zander, W. (2001), S.2

<sup>232</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.5

<sup>233</sup> Die Handelsperiode ist der Zeitbereich von Beginn des Handels der Standardprodukte.

$$P_t(\text{Tranche}) = X * \text{Base}_t + Y * \text{Peak}_t (+Z),$$

wobei X der Baseanteil, Y der Peakanteil und Z eine zusätzliche Komponente darstellen. Die Parameter können von unterschiedlichen Anbietern stammen und vom jeweiligen Lastgang abhängen. In die Formel gehen der Jahresbase- und Jahrespeakpreis mit ein. Kunden und Lieferanten einigen sich häufig auf einen Settlement-Preis der zum vereinbarten Zeitpunkt ermittelt wird und in die Formel miteinfließt.<sup>235</sup>

### Vertikales Tranchenmodell

Vertikale Tranchen erstrecken sich über bestimmte Zeitbereiche und können innerhalb der Lieferperiode<sup>236</sup> gehandelt werden. Kombinationen von vertikalen und horizontalen Tranchen sind marktüblich. Horizontale Tranchen können in der Handelsperiode gekauft werden, vertikale Tranchen in der Lieferperiode.<sup>237</sup>

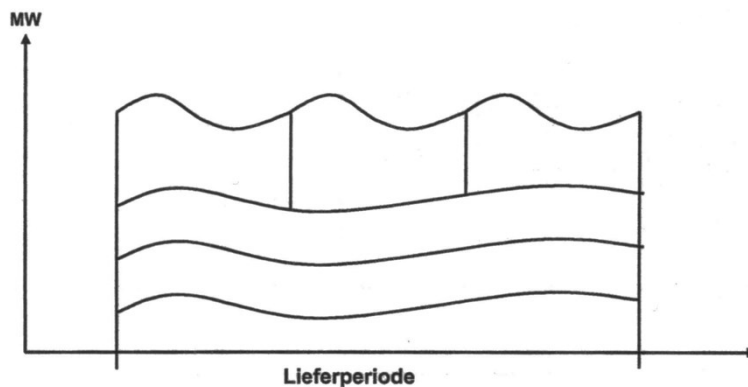


Abbildung 23: Beispiel für eine Kombination von vertikaler und horizontaler Tranchenbeschaffung<sup>238</sup>

Aufgrund des vordefinierten Zeitpunkts des Trancheneinkaufs kann auf eine einfache Weise Strom beschafft werden, gleichzeitig besteht jedoch das Risiko der Beschaffung zu einem ungünstigen Zeitpunkt. Preisobergrenzen können im Rahmen der Tranchenformel berechnet und mit dem Lieferanten vereinbart werden, wodurch das Preisrisiko auf den Lieferanten übergeht. Die auf Tranchenmodelle basierte Beschaffung muss mit den tatsächlichen Vertragsabschlüssen des Kunden übereinstimmen, da dies in der Wertschöpfungskette zu Deckungsbeitragsrisiken und in weiterer Folge zu finanziellen Verlusten führen kann.<sup>239</sup>

### Deckungsbeitragsorientierte Beschaffung

Die deckungsbeitragsorientierte Beschaffungsstrategie ist eng mit der Vertriebsmenge verknüpft. Das Beschaffungsportfolio wird dem Vertriebsportfolio gegenübergestellt, um eine Risikobewertung durchführen zu können. Die Strategie verfolgt ein durchgehendes Controlling des Deckungsbeitrages innerhalb eines Bandes. Die Voraussetzung dafür ist die genaue Kenntnis und Analyse der gekoppelten Daten. Für jede beschaffte Menge muss die Differenz der Vertriebs- und Beschaffungsprofile mit dem jeweiligen Marktwert bewertet werden. Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung dieser Strategie ist die Verwen-

<sup>234</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.5

<sup>235</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.6

<sup>236</sup> Die Lieferperiode ist der Zeitbereich, in dem physisch geliefert wird.

<sup>237</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.7

<sup>238</sup> Quelle: Bochert, J., Marambio, C., Von der Vollverstromung zur strukturierten Beschaffung aus Praxishandbuch Energiebeschaffung (2011), S.7

<sup>239</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.8



dung eines Vertriebsinformationsmanagementsystems, die genaue Beobachtung des Marktes und ein gewisse Höhe des Risikokapitals.<sup>240</sup>

### 5.3 Portfoliomanagement

Ein Portfolio umfasst alle vertraglichen Vereinbarungen über Stromlieferung und Strombezügen, die Möglichkeiten des Einsatzes von Eigenerzeugungsanlagen und Speicherkapazitäten. Das Portfoliomanagementsystem bildet Marktteilnehmerstrukturen, sowie die Verträge, Produkte und Geschäfte mit internen und externen Geschäftspartnern ab. Die Kosten und Leistung aller Positionen werden im Viertelstundenraster dargestellt.<sup>241</sup>

Die Analyse der Entwicklung der Bedarfsmengen, als auch der Marktpreise ist grundlegender Bestandteil für die Durchführung eines Portfoliomanagements. Der Strompreis und der Strombedarf sind wichtige Faktoren der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Der Strombedarf hängt von Faktoren wie dem Schichtbetrieb einer Industrieproduktionsanlage, der Höhe des Stromverbrauchs und auch der Verfügbarkeit von Eigenerzeugungsanlagen ab. Der Strompreis wird, wie in Kapitel 4.3.3 analysiert, von unterschiedlichsten Faktoren beeinflusst. Einerseits spielen die Brennstoffpreise eine große Rolle, aber auch die Strategien anderer Marktteilnehmer. Eine verlässliche Preisprognose lässt sich aufgrund der hohen Volatilität kaum realisieren.<sup>242</sup>

Vor dem Aufbau eines Portfoliomanagements muss eine Abschätzung der anfallenden Kosten und der Vorlaufzeiten mit Hilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden. Erst bei einem gewissen Handelsvolumen ist eine strukturierte Beschaffung sinnvoll. Anschließend müssen weitere Fragen bezüglich der rechtlichen, organisatorischen und wirtschaftlichen Struktur des Unternehmens geklärt werden. Der Aufbau einer strukturierten Beschaffung erfordert eine ausreichende Vorlaufzeit bis zum Übergang auf das neue Beschaffungskonzept und muss daher sorgfältig geplant werden.<sup>243</sup>

Eine Bilanzgruppensimulation ist vor allem für den Fall des Aufbaus einer Bilanzgruppe und die Übernahme der Aufgaben eines Bilanzgruppenverantwortlichen interessant. Es sollen die Kosten für die Ausgleichsenergie abgeschätzt werden, indem eine Lastprognose im Viertelstundenraster erstellt wird und die anfallenden Kosten der Ausgleichsenergie mit Hilfe von tatsächlichen Preisen ermittelt wird. Voraussetzung für ein erfolgreiches Portfoliomanagement sind Langfristprognosen für das Jahr nach der Umstellung zur strukturierten Beschaffung. Das Portfolio wird basierend auf den davor berechneten Prognosen in Produkte zerlegt. Dabei sollte die Einkaufsstrategie so gewählt werden, dass Standardprodukte zu einem möglichst günstigen Marktpreis gekauft werden. Das mit der Marktteilnahme einhergehende Risiko von Preisschwankungen wird durch ein an die Einkaufsstrategie angepasstes Risikomanagement begrenzt.<sup>244</sup>

Die strukturierte Beschaffung umfasst zusätzlich verschiedenste unternehmensinterne Geschäftsprozesse, wie die Bereitstellung von Messdaten oder Vertriebslastprognosen, den Produkthandel, die Abwicklung von Tagesgeschäften, sowie die Dokumentation und das Controlling.<sup>245</sup>

<sup>240</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.9

<sup>241</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.12

<sup>242</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.5

<sup>243</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.13

<sup>244</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.8

<sup>245</sup> Vgl. Bochert, J. und Marambio, C. (2011), S.14

### 5.3.1 Strategieentwicklung

Die Verfolgung einer Strategie setzt voraus, dass bestimmte Zeitpunkte und Mengen definiert werden müssen. Dafür werden Prognosen erstellt, die einerseits den erwarteten Verlauf und andererseits Extremszenarien abdecken. Im nächsten Schritt muss der Zeitpunkt der Beschaffung von Teilmengen festgelegt werden. Eine Beschaffung kann zeitlich gestaffelt für einige Jahre im Voraus erfolgen, wobei bestimmte Kriterien definiert werden müssen: Ob eine Beschaffung beispielsweise in festen Abständen oder etwa bei der Unter- oder Überschreitung von Preisgrenzen erfolgen soll. Diese Kriterien können auch für die unterschiedlichen Produkte, die aus der Zerlegung des Lastgangs resultieren, festgelegt werden.<sup>246</sup>

### 5.3.2 Portfoliomanagementstrategien

#### Planabsatzstrategie

Basierend auf einem Prognoselastgang, dessen Aufteilung in Base- und Peakloadmengen erfolgt, wird eine Absatzmenge für den zu bewirtschaftenden Zeitraum festgelegt. Diese Strategie verfolgt das Ziel der Beschaffung eines Durchschnittspreises unter dem Indexpreis, weist aber ein erhöhtes Preisrisiko auf, da der Beschaffungs- und Absatzzeitpunkt weit auseinanderliegen können. Die Ist-Absatzstrategie fokussiert sich auf aktuell abgeschlossene Vertriebsmengen. Beschaffungs- und Absatzzeitpunkt liegen näher beieinander und somit auch die Beschaffungs- und Absatzpreise. Das Preisrisiko wird durch die deckungsbeitragsorientierte Beschaffung minimiert.<sup>247</sup>

#### Einsetzbare Produkte

Produkte für die kurzfristige physische Lieferung können über den Spotmarkt der Strombörse gehandelt werden, begleitet durch eine langfristige Preisabsicherung. Diese Absicherung erfolgt durch finanzielle Produkte am Terminmarkt. Ein langfristiger physischer Bezug kann durch Forwards oder physische Futures zu einem fixen Preis gesichert werden. Kurzfristig benötigte Mengen werden durch verschiedenste Produkte an der Strombörse, wie Grund- und Spitzenlastbänder, Einzelstunden sowie Stundenblöcke, gehandelt. Über den Fahrplanhandel können Lastkurven in stündlicher und viertelstündlicher Auflösung, basierend auf einer stündlichen Terminpreiskurve gehandelt werden, um somit Strukturrisiken einzelner Stunden oder Ausgleichsenergie Risiken abzusichern. Um Erzeugungsmengen vor einem Preisverfall abzusichern, besteht die Möglichkeit mit Optionen, in diesem Fall einem minimalen Lieferpreis durch eine Put-Option, zu handeln.<sup>248</sup>

#### Preisrisikomanagement

Werden Marktentwicklungen im Beschaffungsplan berücksichtigt, spielt das Preisrisikomanagement eine zentrale Rolle. Unternehmen schlagen entweder risikoscheue, risikoneutrale oder risikofreudige Strategien ein.<sup>249</sup>

## 5.4 Einsatz von KWK-Anlagen

Die Zielsetzung der Kraftwerksoptimierung ist die Maximierung des Deckungsbeitrags, der sich aus dem Erlös für bereitgestellte Energie und den variablen Erzeugungskosten ergibt.

<sup>246</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.11

<sup>247</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.13

<sup>248</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.14

<sup>249</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.12

So führt der Betriebszustand von GuD<sup>250</sup>-Anlagen nur in wenigen Stunden des Jahres bei hohen Marktpreisen zu einem positiven Deckungsbeitrag. GuD-Anlagen als Bypass zu KWK<sup>251</sup>-Anlagen sind mit sehr hohen variablen Kosten verbunden, daher sollten sich Betreiber eher am Regelenergiemarkt orientieren.<sup>252</sup>

#### 5.4.1 Komponenten der Grenzkosten

KWK-Anlagen weisen aufgrund der flexiblen Erzeugung einen kontinuierlich veränderbaren Fahrplan auf. Grenzkosten lassen sich durch Parameter und zeitabhängige Einflussgrößen bestimmen. Sie werden hauptsächlich von den Brennstoffkosten dominiert, sowie vom Betrachtungszeitpunkt und dem Betriebspunkt. Dies erschwert eine Planung über einen längeren Zeitraum. Eine zusätzliche betriebsabhängige Komponente der Grenzkosten ist die Absicherung von störungsbedingten Ausfällen des Kraftwerks, da diese zu hohen Kosten für Ausgleichsenergie führen können.<sup>253</sup>

Kostenpositionen der Grenzkosten sind<sup>254</sup> :

- Die Brennstoffkosten für den Betrieb: Für KWK-Anlagen stellen Brennstoffkosten die entscheidende Marktbedingung dar. Die Kombination der Brennstoffkosten mit den Strommarktpreisen wird als Spread bezeichnet. Der Spread berücksichtigt den Wirkungsgrad der Stromerzeugung und zeigt auch das Rothertragspotential von Stromerzeugungsanlagen auf.
- Zusätzliche Kosten, z.B. Instandhaltungskosten.
- Kosten aufgrund von CO<sub>2</sub>-Ausstoß.
- Startkosten: Brennstoffkosten für den Anfahrwärmebedarf, Kostenkomponenten für den dadurch erhöhten Verschleiß und weitere Kosten für den Anfahrvorgang.
- Besicherung von Ausfällen einschließlich Ausgleichsenergiekosten.

Die Entscheidung über den Kraftwerkseinsatz folgt einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wobei eine Berechnung des Deckungsbeitrages durch den Kraftwerkseinsatz vorausgesetzt wird. Liegen die Marktpreise über den Grenzkosten, wird das Kraftwerk eingesetzt. Wird eine stundenweise Aktivierung des Kraftwerks in Betracht gezogen, müssen technische Parameter und Startkosten miteinberechnet werden. Da auch bei Stillstand des Kraftwerks Kosten anfallen, kann es wirtschaftlich sein, das Kraftwerk auch zu Zeiten mit niedrigen Marktpreisen zu betreiben, um dadurch Deckungsbeiträge zu generieren, die durch das übersteigen der Fixkosten schlussendlich Gewinn bringen.<sup>255</sup>

<sup>250</sup> Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk

<sup>251</sup> Kraft-Wärme-Kopplung

<sup>252</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.1

<sup>253</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.1

<sup>254</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.2

<sup>255</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.2

## 5.4.2 Vermarktung der Stromerzeugung

### Vermarktung der Eigenerzeugung am Spot- und Terminmarkt

Bei der Strategie der Vermarktung der Eigenerzeugung erfolgt ein vollständiger Bezug des eigenerzeugten Stroms. Die Voraussetzung der Teilnahme am Strommarkt ist die Erstellung von Fahrplänen statt ungeplanter Strommengen.<sup>256</sup>

Fahrpläne können entweder direkt am Strommarkt, über Broker oder auch OTC-Stromlieferverträge vermarktet werden. Gute Erlöse werden hauptsächlich in den Übergangszeiten und im Sommer erzielt.<sup>257</sup>

### Terminmarkt

Die Grenzkosten der Erzeugung sind bei langfristigen Lieferverträgen noch unbekannt, daher können Deckungsbeiträge noch nicht sicher bestimmt werden. Große Schwankungen innerhalb eines längeren Handelszeitraums führen dazu, dass die Absicherung eines guten Lieferpreises über den Terminmarkt sinnvoll ist.<sup>258</sup>

### Spotmarkt

Eine Beschaffung am Spotmarkt bietet eine bessere Planungsbasis für die Bestimmung der Grenzkosten, da die Brennstoffkosten zum Zeitpunkt der Beschaffung feststehen. Der Handel mit Spotmarktprodukten bietet eine flexible Möglichkeit für die Vermarktung von schwankenden Leistungen. Im Gegensatz dazu ist eine Preisabsicherung, vor allem aufgrund des limitierten Angebots am Spotmarkt schwer umzusetzen. Das Kraftwerk wird am Spotmarkt gespiegelt, wenn der Strom aus der Eigenerzeugungsanlage in das Netz gespeist und an Dritte weiterverkauft wird. Die Koppelung an die gleichzeitige Wärmenutzung stellt dabei eine Restriktion dar. Je kurzfristiger das Kraftwerk am Spotmarkt gespiegelt werden kann, desto eher kann von hohen Strompreisen profitiert werden. Wenn möglich, ist das Kraftwerk bei niedrigen Strompreisen herunter zu fahren. Bei dieser Strategie liegen jedoch die Aufwendungen für die Ausgleichsenergie und die Besicherung des Fahrplans durch Ausfallreserve, höher.<sup>259</sup>

### Intra-Day-Markt

Durch eine schnelle und kurzfristige Änderung der Fahrweise können Kraftwerksbetreiber an einer Teilnahme am Intra-Day-Markt profitieren, da sich durch eine kurzfristige Anpassung an die schwankenden Preise zusätzliche Deckungsbeiträge generieren lassen. Durch die Prognosefehler der erneuerbaren Energieträger weichen die Intra-Day-Preise oftmals stark von den Day-Ahead Preisen ab. Eine schwache Einspeisung von Windenergie führt zu einer Verknappung des Stromangebots, was steigende Intra-Day-Preise mit sich bringt. Aus diesem Grund kann sich auch das Hochfahren von stillstehenden Kraftwerken lohnen.<sup>260</sup>

<sup>256</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.2

<sup>257</sup> Vgl. Diekelmann, N., Roggenbau, M. (2011), S.16

<sup>258</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.8

<sup>259</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.9

<sup>260</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012), S.9

## Regelenergiemarkt

Der Regelenergiemarkt hat nur eine geringe Anzahl an Marktteilnehmern, bietet aber gleichzeitig ein großes Potential für schnell regelbare Kraftwerke. Je nach technischer Voraussetzung (siehe Kapitel 4.4.2) kann eine Teilnahme am Sekundär- oder auch der Tertiärregelenergiemarkt angestrebt werden.<sup>261</sup>

## Deckung des Eigenbedarfs und Bewertung nach vermiedenem Bezug

Eine weitere Strategie verfolgt die Deckung des Stromeigenbedarfs und die Bewertung des erzeugten Stroms nach vermiedenem Bezug. Als vermiedenen Bezug bezeichnet man die Differenz der Stromkosten ohne Eigenerzeugung zu den Stromkosten mit Eigenerzeugung. KWK-Anlagen werden dann betrieben, wenn die Stromerlöse oberhalb der Grenzkosten für die Stromerzeugung liegen. Stromerlöse entstehen entweder durch vermiedenen Bezug oder durch Teilnahme am Strommarkt, wobei die Startkosten berücksichtigt werden müssen.<sup>262</sup>

## Vermiedener Bezug

Der vermiedene Bezug ist die saldierte Abweichung des Strombedarfs und der Stromerzeugung. Bei hoher Eigenstromerzeugung ist Überschussstrom vorhanden, der ins Netz eingespeist werden kann. Bei niedriger Eigenstromerzeugung ist Zusatzstrom erforderlich, der den zusätzlichen Strombezug darstellt. Als vermiedene Kosten des Strombezuges gelten beispielsweise Netzentgelte. Anlagen sollten somit zu Zeiten des höchsten Strombedarfs betrieben werden. Liegen die Grenzkosten der Anlage unter den Niedertarifpreisen des Strombezugs, ist ein ganzjähriger Betrieb der Eigenerzeugungsanlage zu empfehlen. Liegen die Grenzkosten unter den Hochtarifpreisen, ist ein Anlagenbetrieb nur zu Hochtarifzeiten sinnvoll. Die Anwendung der Strategie des vermiedenen Bezuges ist vor allem bei hohen Laufzeiten von KWK-Anlagen empfehlenswert.<sup>263</sup>

## Vermiedene Netzentgelte

Die Leistungskomponente der vermiedenen Netzentgelte der vorgelagerten Netzebene wird stündlich aus den Lastgängen ermittelt. Die Vermeidungsleistung ergibt sich aus dem Vergleich der Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes mit und ohne Einspeisung. Die Arbeitskomponente wird mit Hilfe der eingespeisten Mengen ermittelt. Das Verfolgen der Strategie der vermiedenen Netzentgelte ist im Großen und Ganzen weniger empfehlenswert, als diejenige des vermiedenen Bezugs, da die vorgelagerte Netzebene betrachtet wird.<sup>264</sup>

## Realloption

Wird man das Kraftwerk als Realloption<sup>265</sup> betrachtet vermindert dies das Risiko des Strombedarfs und die daraus entstehenden Kosten. Abbildung 24 zeigt, dass tiefe Strompreise einerseits den Gewinn durch die Fixkosten des Kraftwerks reduzieren und andererseits Mehrerlöse der Eigenstromerzeugung entstehende Verluste bei höheren Strompreisen senken.<sup>266</sup>

<sup>261</sup> Vgl. Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M (2012), S.10

<sup>262</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.3

<sup>263</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.3

<sup>264</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.5

<sup>265</sup> Eine Realloption ist die einem Unternehmen zur Verfügung stehende Handlungsmöglichkeit betreffend einer Investitionsentscheidung.

<sup>266</sup> Vgl. Schrader, K. (2008), S.9

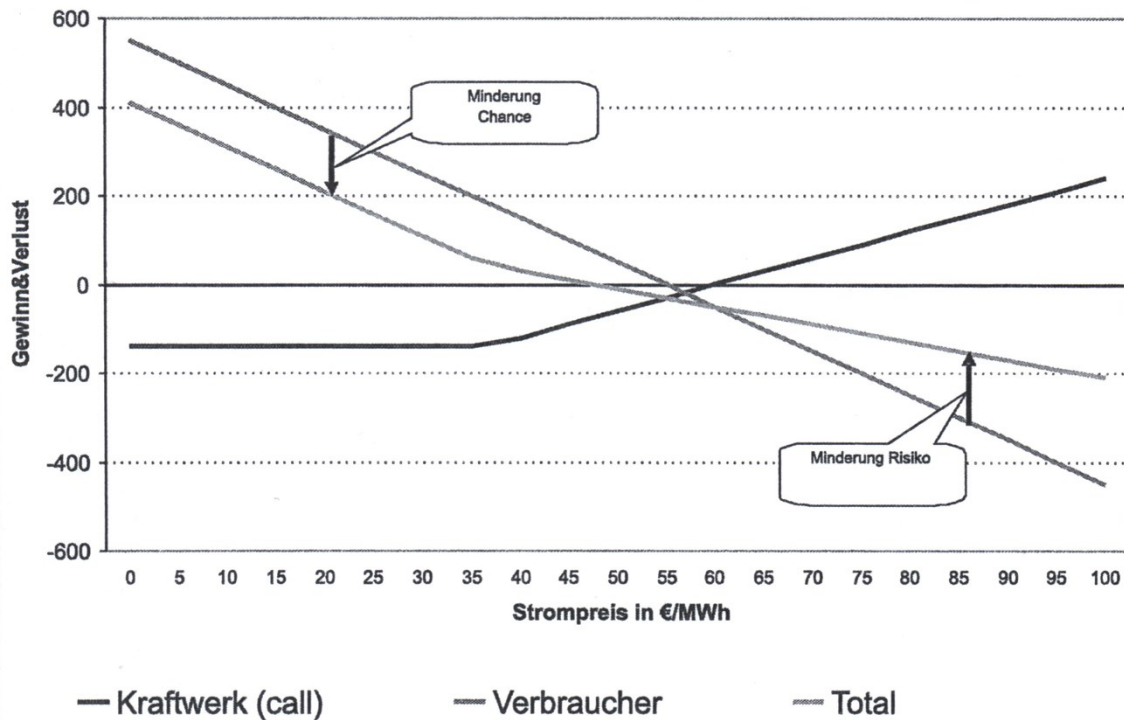


Abbildung 24: Long Hedge eines Kraftwerks, betrachtet als Realoption<sup>267</sup>

## 5.5 Schlussfolgerung

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Aspekte und Strategien der Strombeschaffung diskutiert. Eine wichtige Komponente, die bei der Entwicklung eines Strombeschaffungskonzeptes beachtet werden muss, ist die Strompreiszusammensetzung, die je nach Stromverbrauch und Anschluss an die Netzebene variiert. Nur rund 40% des Strompreises werden durch den Großhandelspreis bestimmt, der durch die Anwendung verschiedenster Strombeschaffungskonzepte optimiert werden soll. Die unterschiedlichen Strategien reichen von der Beschaffung an einem Tag bis hin zu einem strukturierten Beschaffungsportfolio. Kunden können sich entscheiden, ob sie ihren Strom durch bilaterale Geschäfte oder über den Strommarkt kaufen. Mittels Lieferverträgen kann die gesamte Vollstromversorgung durch All-Inclusive-Verträge, eine Zusatzstromversorgung oder nur ein Teil der Grundlast abgedeckt werden. Bei Letzterem wird Strom zusätzlich am Strommarkt beschafft, wobei sowohl das Mengenrisiko, als auch das Preisrisiko beachtet werden müssen. Lieferanten versuchen durch strategische Beschaffung das Mengen- und Preisrisiko zu minimieren. Tranchenmodelle ermöglichen eine gezielte Beschaffung von Teilmengen des Strombedarfs zu einem definierten Zeitpunkt. Die deckungsbeitragsorientierte Beschaffung setzt ein durchgehendes Controlling des Deckungsbeitrages voraus und ist somit eng mit der Menge und der genauen Kenntnis der gekoppelten Vertriebsdaten verknüpft. Das Portfoliomanagement bezeichnet die Strombeschaffung mittels Kombinationen mehrerer Strommarktprodukte.

Der Einsatz von KWK-Anlagen in Kraftwerken ermöglicht durch eine flexible Erzeugung und Veränderung der Fahrpläne eine Vermarktung der Eigenstromerzeugung entweder direkt am Strommarkt, über Broker oder auch OTC-Stromlieferverträge. Abhängig von der Planbarkeit und der Bestimmung der Deckungsbeiträge können Sicherungsgeschäfte am

<sup>267</sup> Quelle: Schrade, K., *Optionalität von KWK-Anlagen*, aus *Praxisbuch Energiebeschaffung* (2008), S.9

Terminmarkt durchgeführt werden oder schwankende Leistungen durch den flexibleren Handel mit Spotmarktprodukten vermarktet werden. Die Deckung des Eigenbedarfs und die Bewertung des erzeugten Stroms können durch die Strategie der vermiedenen Bezüge erfolgen. Abhängig von den Grenzkosten wird Strom in das Stromnetz eingespeist oder vom Netz bezogen. Zusätzlich bietet eine Teilnahme am Regenergiemarkt ein großes Potential für regelbare Kraftwerke Gewinne zu erwirtschaften.

Je nachdem, welche Beschaffungsstrategie gewählt wird, müssen Lastanalysen und -prognosen durchgeführt werden. Die Risiken, die eine Strombeschaffung mit sich bringen, können jedoch durch eine genaue Markt- und Preisbeobachtung gesteuert werden.

## **6 Strombeschaffungskonzept für den Industriestandort voestalpine Stahl Donawitz**

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 5 diskutierten theoretischen Konzepte der Konzept- und Strategieentwicklung für die Strombeschaffung, in praktischer Form am Beispiel eines energieintensiven Industrieunternehmens, umgesetzt. Zu diesem Zweck stellt das Unternehmen voestalpine Stahl Donawitz GmbH das Jahreslastprofil, einschließlich der Daten über den Stromverbrauch, der Stromerzeugung, sowie über den Strombezug, zur Verfügung. Die Grundlage für die Entwicklung von Beschaffungsstrategien ohne zusätzliche Gassubstitution bildet die Analyse der Lastprofile und Definition von Standardlastprofilen. Basierend auf diesen Standardlastprofilen werden verschiedene Strategien vorgestellt, die von einer konservativen Beschaffungsstrategie bis hin zu einer Kombination aus Band- und Programmlieferungen reichen, die die Grundlastabdeckung durch zusätzliche Bezüge am Spotmarkt erweitern.

Die Strombeschaffung mit Substitutionsmöglichkeiten durch Erdgas wird durch die zusätzliche Stromerzeugung durch die Gasturbine, sowie zwei Dual Fuel Maschinen realisiert. In Kapitel 6.3 werden die verschiedensten Möglichkeiten der Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt und ihre wirtschaftliche Relevanz analysiert. Die beeinflussenden Faktoren der Deltaregelzone, sowie die potentiellen Erlöse, die mit Hilfe der Gasturbinen und Dual Fuel Maschinen erzielt werden können, werden genauer untersucht.

### **6.1 voestalpine Stahl Donawitz GmbH**

Das integrierte Hüttenstahlwerk des Industriebetriebes voestalpine Stahl Donawitz GmbH ist spezialisiert auf die Produktion von hochlegierten Sonderwerkstoffen im Bereich der Langprodukte Schienen, Draht, Rohr und Knüppel, wobei zwei Hochöfen, ein Kompaktstahlwerk mit zwei LD-Tiegeln, zwei Stranggußanlagen und ein Knüppelwalzwerk betrieben werden. Das im Hochofen anfallende Kuppelprodukt Gichtgas, sowie das Kuppelprodukt Tiegelgas, welches im Stahlwerk anfällt, werden in den Kraftwerksanlagen zur Erzeugung von Dampf und Strom, durch den Einsatz einer Dampfturbine, verwertet und dienen zur Energieversorgung für verschiedenste Produktionsbereiche der voestalpine im Standort Donawitz.

Zusätzlich besteht der Kraftwerkspark aus einer GuD-Turbine und zwei Dual-Fuel Maschinen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden können.

Im Zuge dieser Arbeit soll ein Strombeschaffungskonzept mit und ohne Erdgassubstitution erarbeitet werden. Dieses Konzept basiert auf den Stromverbrauchsdaten des Kraftwerks aus dem Jahr 2012 (siehe Abbildung 25).



## Lastprofil VA Donawitz KJ 2012

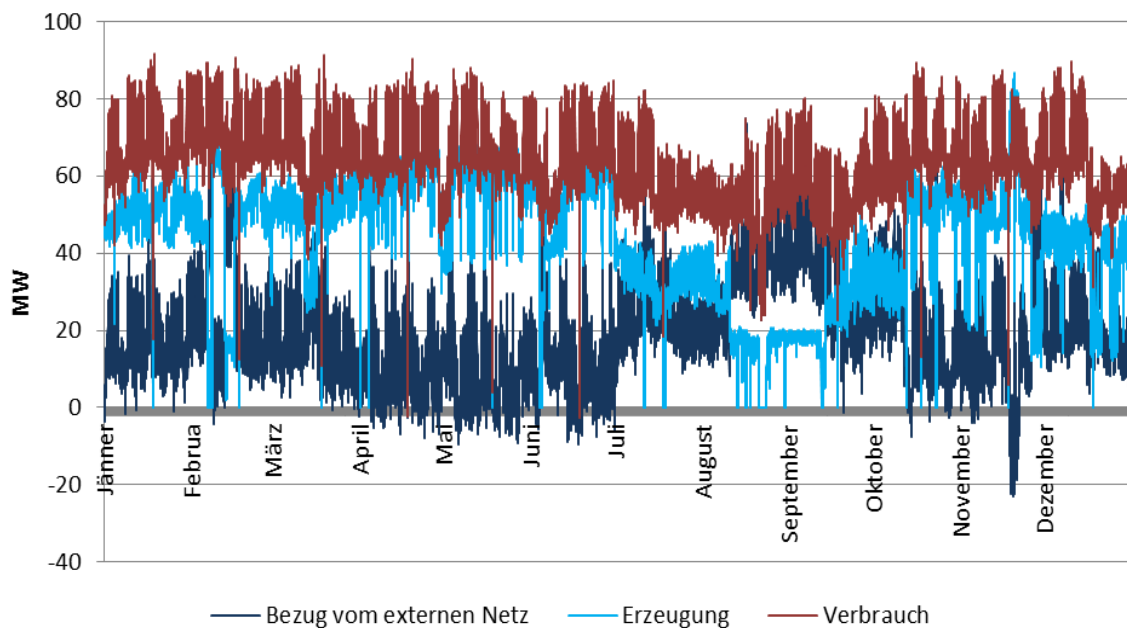


Abbildung 25: Lastprofil des Jahres 2012

Um ein Strombeschaffungskonzept an das vorliegende Lastprofil anzupassen, müssen die Tageslastprofile genauer analysiert werden. Dies dient zur Charakterisierung und Definition möglicher Standardlastprofile, die eine strategische Beschaffung und die Entwicklung von Beschaffungsszenarien erst ermöglichen.

Zur Identifikation potentieller Standardlastprofile wurden die Tageslastprofile mit Hilfe einer Zeitreihenanalyse untersucht. Dies setzt voraus, dass die Zeitreihenpunkte äquidistant angeordnet sind

Die Lastprofile werden mit einer viertelstündlichen Auflösung ausgegeben. Die Viertelstunden wurden jeweils mit dem viertelstündlichen Maximalwert zu einer Stunde zusammengefasst. Die Tageslastprofile, bestehend aus den 24 Werten der zu Stunden zusammengefassten Viertelstundenmaxima, werden einer Korrelationsanalyse unterzogen.

Für jede Stunde wird ein Rangkorrelationskoeffizient berechnet. Der Vorteil dieses Korrelationskoeffizienten ist, dass er parameterfrei den Zusammenhang zweier Variablen für beliebig monotone Funktionen beschreibt. Im Gegensatz zum Pearson Korrelationskoeffizient müssen also keine Annahmen über die Verteilung der Wahrscheinlichkeit getroffen werden. Zusätzlich ist dieser Koeffizient weniger anfällig für Ausreißer.

Die aus der Korrelationsberechnung resultierende Korrelationsmatrix gibt die paarweise linearen Korrelationskoeffizienten zwischen jedem einzelnen Tag zueinander, im Intervall  $[-1, 1]$  an, wobei der Wert 1 einem hohen linearen Zusammenhang entspricht, -1 einem negativen Zusammenhang und Werte um 0 keine Korrelation aufweisen.

Die Analyse der Korrelationsmatrix ergab, dass 50% aller Lastprofile eine positive Korrelation mit einem Korrelationskoeffizienten  $c \geq 0.6$  aufweisen, 20% aller Lastprofile weisen keinen linearen Zusammenhang auf ( $0.2 < c < 0,2$ ) und 10% sind negativ korreliert ( $c \leq 0.4$ ). Zusätzlich wurde an Tagen, in dem keine bzw. eine geringe Stromerzeugung festgestellt wurde, ein insgesamt geringerer Stromverbrauch festgestellt.

### Standardlastprofil - hohe Korrelation

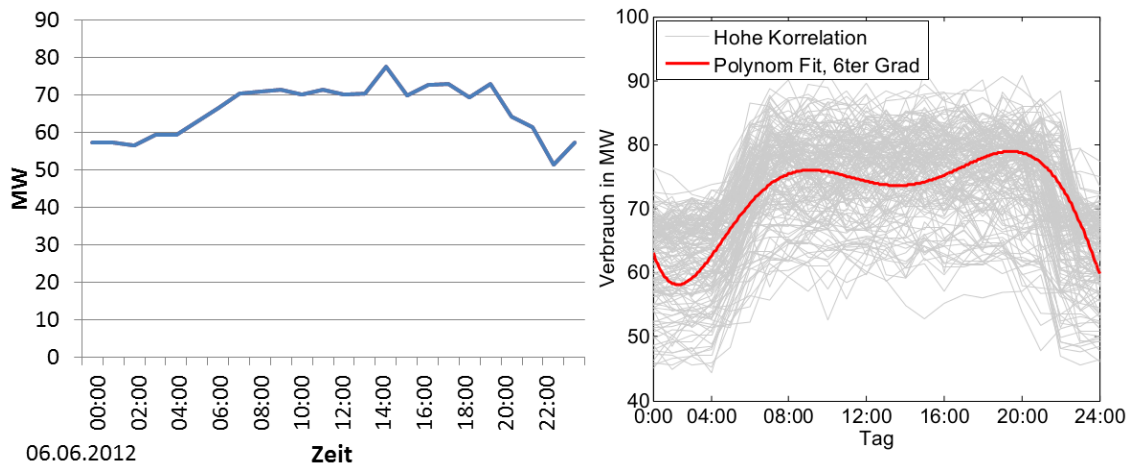


Abbildung 26: Identifikation der positiv korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil mit hoher Korrelation; (rechts) Kurvenschar der positiv korrelierten Standardlastprofile und Polynom sechsten Grades

### Standardlastprofil - keine Korrelation

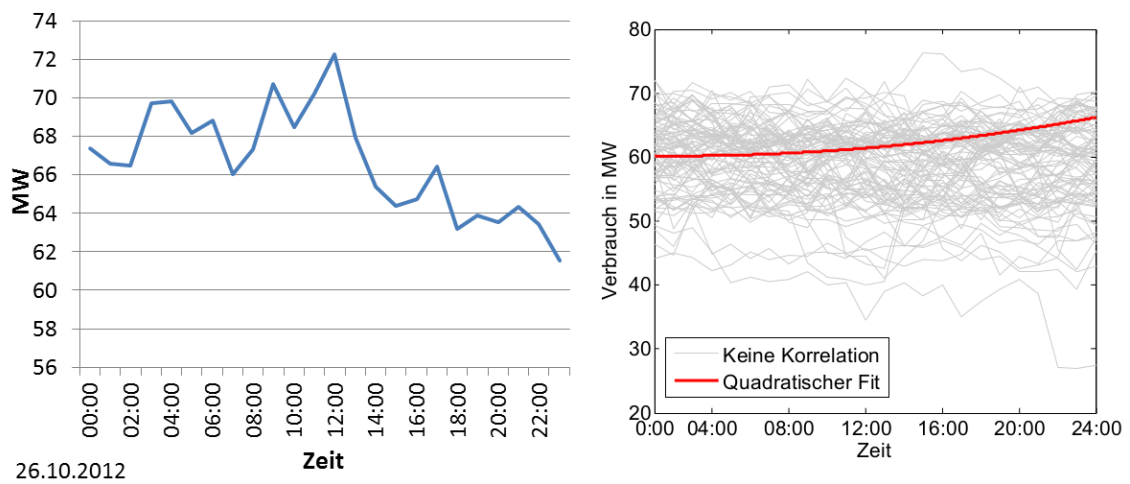


Abbildung 27: Identifikation der nicht-korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil ohne linearen Zusammenhang; (rechts) Kurvenschar der nicht-korrelierten Standardlastprofile und quadratischer Fit

### Standardlastprofil - negative Korrelation

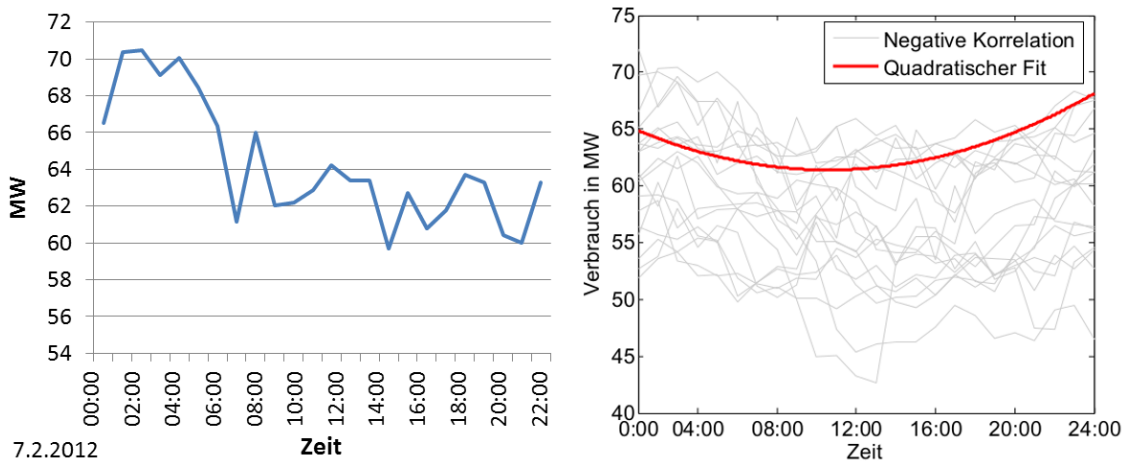


Abbildung 28: Identifikation der negativ korrelierten Standardlastprofile. (links) Beispiel eines Standardlastprofil mit negativer Korrelation; (rechts) Kurvenschar der negativ korrelierten Standardlastprofile und quadratischer Fit

### Standardlastprofil red. Menge

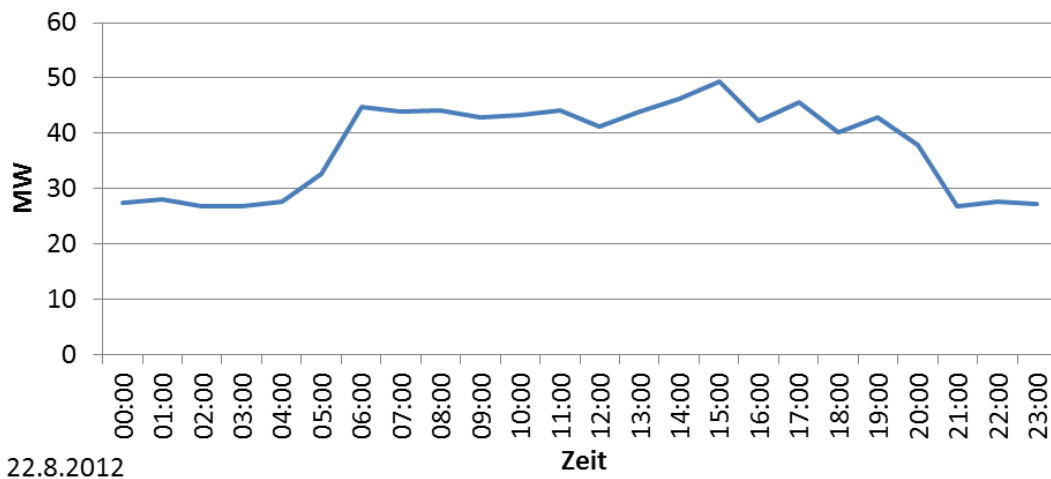


Abbildung 29: Standardlastprofil mit reduziertem Verbrauch

Aus den mit Hilfe der Korrelationsanalyse ermittelten unterschiedlichen Lastprofilen, geht hervor, dass keineswegs nur ein Standardlastprofil für die Entwicklung eines Strombeschaffungskonzeptes existiert. Die verschiedenen Tagesprofile variieren täglich, sowohl in ihrem Verlauf, als auch in der Höhe des mittleren Stromverbrauchs (siehe Abbildung 29). Zusätzlich müssen verschiedenste Faktoren, wie z.B. der mögliche Ausfall eines Hochofens und dessen Auswirkung auf die Stromproduktion, berücksichtigt werden.

Der Vorteil der Einteilung in verschiedene Standardlastprofile ist, dass unterschiedliche Beschaffungsstrategien auf jedes individuelle Lastprofil zugeschnitten werden können. Vor allem für die Fälle positiver (siehe Abbildung 26) und negativer Korrelation (siehe Abbildung 28), sowie keiner Korrelation (siehe Abbildung 27) können unterschiedliche Ansätze getroffen werden.

## 6.2 Strombeschaffung ohne zusätzliche Erdgassubstitution

Bei dieser Art der Strombeschaffung werden die im Kraftwerkspark zur Verfügung stehenden Dual-Fuel Maschinen und die Gasturbine nicht miteinbezogen. Der Stromverbrauch ergibt sich, wie im Lastprofil ersichtlich, durch die Summe aus Bezug vom Stromnetz und zusätzlichen Stromerzeugung durch die Dampfturbine.

Wie in Kapitel 5 ausführlich analysiert, existieren verschiedenste Strategien der Strombeschaffung. Bei der konservativen Strategie wird ein Großteil des Stromverbrauchs, die Grundlast, mit Hilfe von Langzeitverträgen abgedeckt. Bei Band- und Programmlieferungen, wird die Strombeschaffung, neben der Grundlastabdeckung, durch zusätzliche Bezüge am Spotmarkt erweitert. Diese Art der Beschaffung setzt jedoch eine genaue Kenntnis des Lastprofils voraus. Da der Strombedarf Großteils durch die Stromerzeugung mit Hilfe der Dampfturbine abgedeckt wird und diese wiederum von der Tiegel und Gichtgasproduktion abhängt, müssen zusätzliche Ausfallsstrategien berücksichtigt werden.

### 6.2.1 Strategie 1

Die Strategie 1 verfolgt eine marktorientierte Beschaffung der Grundlast und die restliche Abdeckung des Verbrauchs durch Eigenstromerzeugung.

Es existieren verschiedenste Möglichkeiten die Grundlast zu beschaffen. Einerseits können Verträge direkt mit den Lieferanten OTC abgeschlossen werden, andererseits besteht auch die Möglichkeit, die Grundlast physisch am Terminmarkt zu beschaffen. Die für die Berechnung zugrunde liegenden Großhandelspreise wurden aus der Strompreiserhebung für Industriekunden der E-Control<sup>268</sup> ermittelt, da Jahreskontrakte, die bilateral abgeschlossen werden, der Öffentlichkeit nicht frei zugänglich sind. Im Gegensatz dazu sind Preise von Jahreskontrakten am Terminmarkt der EEX frei zugänglich und dienen zusätzlich zu den von der E-Control veröffentlichten Industriepreisen als Berechnungsgrundlage. Des Weiteren muss beachtet werden, dass, je nach Beschaffungsstrategie der Großhandelspreis der nahezu einzig variable Bestandteil des Stromgroßhandelspreises ist.

Die Menge des zu beschaffenden Jahresbandes hängt von der Restriktion und Regelbarkeit der Dampfturbine ab. Die minimale Stromerzeugung beträgt ~20 MW, bei maximaler Auslastung können 72 MW erzeugt werden. Im Falle einer Abstellung eines Hochofens treten durchschnittlich Verluste bis zu 20 MW auf. Aus diesem Grund sollte die Dampfturbine bei dieser Strategie durchschnittlich 50 MW erzeugen. Aus der Analyse des Jahreslastprofils ist zu erkennen, dass der maximale Verbrauch des Jahres 2012 bei ~91 MW am 18.01.2012 lag. Wird also beispielsweise eine jährliche Grundlast von 30 MW bezogen, so muss die Dampfturbine noch zusätzlich 61 MW an Strom erzeugen. Der minimale Stromverbrauch des Jahres 2012 betrug am 22.08.2012 25 MW.

Diese Verbrauchszahlen lassen darauf schließen, dass eine Jahresgrundlast von 30 MW bezogen werden kann:

---

<sup>268</sup> Vgl. E-Control, Industriepreiserhebung Auswertung 1. Halbjahr 2011

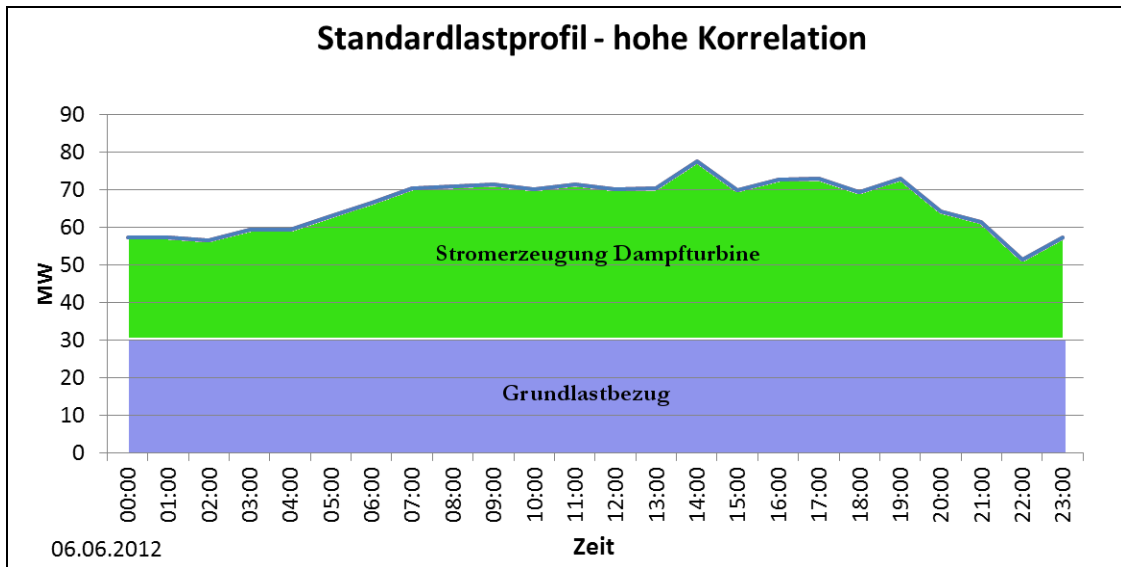


Abbildung 30: Strategie 1 am Beispiel eines Standardlastprofils

Folgende Kosten fallen bei dieser Strategie auf Basis der unterschiedlichen Angaben für durchschnittliche Stromkosten an.

Tabelle 1: Strombeschaffungskosten für die Grundlast auf Basis unterschiedlicher Preise.

	<b>EEX Year 2012</b>	<b>E-Control 2011</b>
Preis in € / MW	59,8	67,2
<b>Baseload MW</b>	<b>EEX in € für 2012</b>	<b>E-Control in € für 2012</b>
10	5.252.832,00	5.902.848,00
20	10.505.664,00	11.805.696,00
30	15.758.496,00	17.708.544,00
40	21.011.328,00	23.611.392,00

### **Ausfallsrisikoabdeckung:**

Bei Ausfall oder Reduktion der Stromerzeugung durch die Abschaltung eines Hochofens und dem daraus resultierenden Einbruch der Lastkurve, können verschiedene Optionen in Betracht gezogen werden. Einerseits besteht die Möglichkeit, am Spotmarkt für die betroffenen Tage Strom zu beschaffen, andererseits können mit einem Lieferanten Ausfalls- und Reserveverträge abgeschlossen werden.

Die Option der Risikoabdeckung durch den Spotmarkt erfolgt durch eine Überprüfung der Häufigkeit von zusätzlichen Strombezügen vom Netz, anhand der Tage, an denen zu wenig Strom erzeugt wurde. Dafür werden Verbrauchsstundendaten mit Hilfe der Berechnung: Verbrauch - Erzeugung - Baseload > 0 herangezogen. Der Berechnung zufolge trat dieser Fall im Jahr 2012 26 Mal ein. An den betreffenden Tagen werden die in den jeweiligen Stunden zu wenig erzeugten MW mit dem Phelix Base-Preis dieses Tages multipliziert.

Als Grundlagen dienen die Phelix Day Base Preise des Jahres 2012<sup>269</sup>.

Tabelle 2: Reserveenergiekosten auf Basis des Phelix Day Base.

	<b>EEX Base in €/Jahr</b>
Reservekosten	501.392,25

Die dadurch entstehenden Kosten belaufen sich auf 501.392,25 €. Im Falle eines abgeschlossenen Vertrages für Reserveenergie fallen die Preise pro MW höher aus.

Die Kosten der Strategie 1 (Großhandelspreise) belaufen sich in Summe auf:

Tabelle 3: Kosten resultierend aus der Beschaffungsstrategie 1.

	<b>Kosten Strategie 1 in €/Jahr</b>
<b>Baseload (30 MW) + Reserveenergie</b>	<b>18.209.936,25</b>

## 6.2.2 Strategie 2

Bei der Strategie 2 handelt es sich um eine Band-, bzw. Programmbeschaffungsstrategie. Wie auch in Strategie 1 wird die Grundlast am OTC-Markt bzw. über die Börse beschafft. Die Dampfturbine deckt, wie auch in Strategie 1, einen Großteil des Strombedarfs ab. Die Bedarfsspitzen werden durch Spotmarktkontrakte täglich beschafft. Diese Beschaffungsstrategie ist eng an den Spotmarktpreis geknüpft. Ist der Spotpreis besonders niedrig, wird die Dampfturbine mittellastig betrieben und der Restbedarf wird den Spotmarkt abgedeckt. Ist der Spotpreis jedoch hoch, wird, wie schon zuvor beschrieben, der Restbedarf durch die Eigenstromerzeugung abgedeckt und der mögliche Stromüberschuss am Intra-Day-Markt gewinnbringend verkauft.

In diesem Fall beträgt der Grundlastbezug 20 MW, der jedoch beliebig variiert werden kann. Die Dampfturbine übernimmt mit 30 – 40 MW einen Großteil des Verbrauchs.

Diese Strategie profitiert von der Lastprofilanalyse und in diesem Zusammenhang, von der Charakterisierung von Standardlastprofilen.

Im Falle des Lastprofils 1 (hohe Korrelation; siehe Abbildung 30) kann aufgrund des Verlaufs der Lastkurve eine Spitzenlast-Lieferung, die Day Peak Bandlieferung, beschafft werden. Alle Lastprofile, die eine hohe lineare Abhängigkeit aufweisen, werden nun einzeln dahingehend analysiert, ob ein Kauf eines Day Peak Produktes, gemäß dem Verlauf der Verbrauchskurve, möglich ist.

Zu diesem Zweck wurden alle lokalen Minima der Lastkurve untersucht. Liegt ein lokales Minimum innerhalb der Zeitperiode des Peak Produktes, zwischen 08:00 und 20:00 Uhr, gelangt dieses in die engere Auswahl. Alle lokalen Minima innerhalb des Zeitintervalls werden nun miteinander verglichen. Es ist sinnvoll ein Day Peak Produkt über die Strombörse EEX zu kaufen, wenn folgende Bedingungen auf die lokalen Minima zutreffen:

Liegen ein oder mehrere lokale Minima unter 11 Uhr und weisen diese Minima im Vergleich zum Verbrauchswert der zwei vorhergehenden Stunden einen hohen Gradienten

<sup>269</sup> Vgl. <http://www.eex.com/en/Market%20Data>, abgerufen am 15.10.2013

auf, der sich durch einen starken Anstieg des Verbrauchs auszeichnet, werden diese mit den zeitlich folgenden Minima verglichen. Daraufhin erfolgt eine Berechnung der Stunden-Differenz zwischen den zuvor ermittelten Minima zu den restlichen, sich im Intervall befindlichen Minima. Ergibt sich ein Differenzbetrag von mehr als sieben Stunden, werden die entsprechenden Minima als Endpunkte markiert und nach ihrer Stunde absteigend sortiert. Anschließend wird die Differenz des tatsächlichen Verbrauchs in MW zwischen den berechneten Anfangs- und Endpunkten ermittelt. Liegt die Differenz des tatsächlichen Verbrauchs unterhalb von drei MW, wird das Verbrauchsmaximum vom entsprechenden Anfangs- und Endpunkt als Referenzwert zur Bestimmung der Beschaffungsmenge für das Day Peak Produkt bestimmt (siehe Abbildung 31).

Erfüllt ein Tageslastprofil diese Bedingungen, wird ein Day Peak Produkt für diesen Tag in der Höhe der Differenz des ermittelten Referenzwertes und des Tages-Minimum Wertes, beschafft.

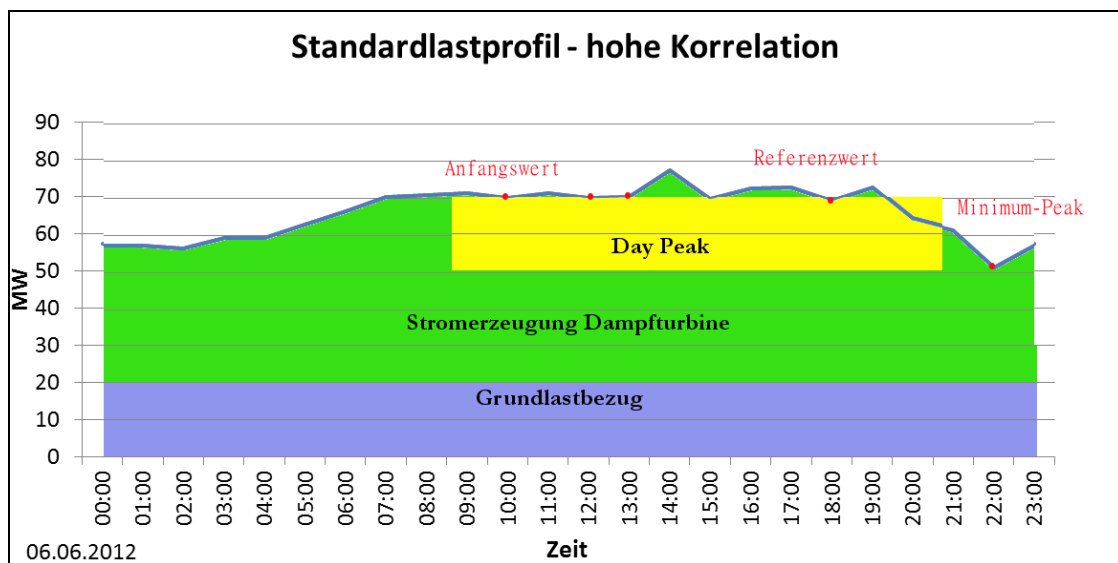


Abbildung 31: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile mit positiver Korrelation

Wird die Abdeckung der restlichen Verbrauchspeaks nicht durch eine Erhöhung der Stromerzeugung durch die Dampfturbine gewährleistet, ist auch eine Intra-Day-Beschaffung von Einzelstunden möglich. Alle Tagesprofile wurden nach diesem Schema untersucht, um dadurch eine Beschaffung von Peak-Produkten zu ermöglichen.

Im Falle von Tagesprofilen, die einen negativen linearen Zusammenhang aufweisen, sind andere Möglichkeiten der Beschaffung gegeben. Diese Art der Profile weist einen starken Verbrauchsabfall zu Beginn und einen Verbrauchsanstieg zum Ende des Tages hin, auf. Für diese Lastverläufe sind die Produkte Offpeak I und Offpeak II von Interesse.

Alle Profile werden dabei nach dem vorher beschriebenen Schema analysiert, in diesem Fall jedoch bezogen auf die Produkte Offpeak I zwischen 00:00 und 08:00 Uhr, und Offpeak II zwischen 20:00 und 24:00 Uhr. Die Lastprofile werden auf lokale Leistungsverbrauchs-Minima in den jeweiligen Offpeak I- und Offpeak II-Zeitintervallen untersucht (siehe Abbildung 32). Die detektierten lokalen Minima werden auf ihre Leistungsverbrauchs-Differenz zueinander geprüft. Liegen alle detektierten lokalen Minima, die in das Zeitfenster für das Produkt Offpeak I fallen, innerhalb von 10 MW, wird für diesen Tag das Offpeak I Produkt beschafft. Dieselben Bedingungen müssen analog für das Offpeak II Produkt zutreffen.

Die jeweilige Strommenge, die für diese Stundenbereiche beschafft wird, ergibt sich aus der Differenz des Mittelwerts der detektierten Leistungsminima zum Tagesverbrauchsminimum.

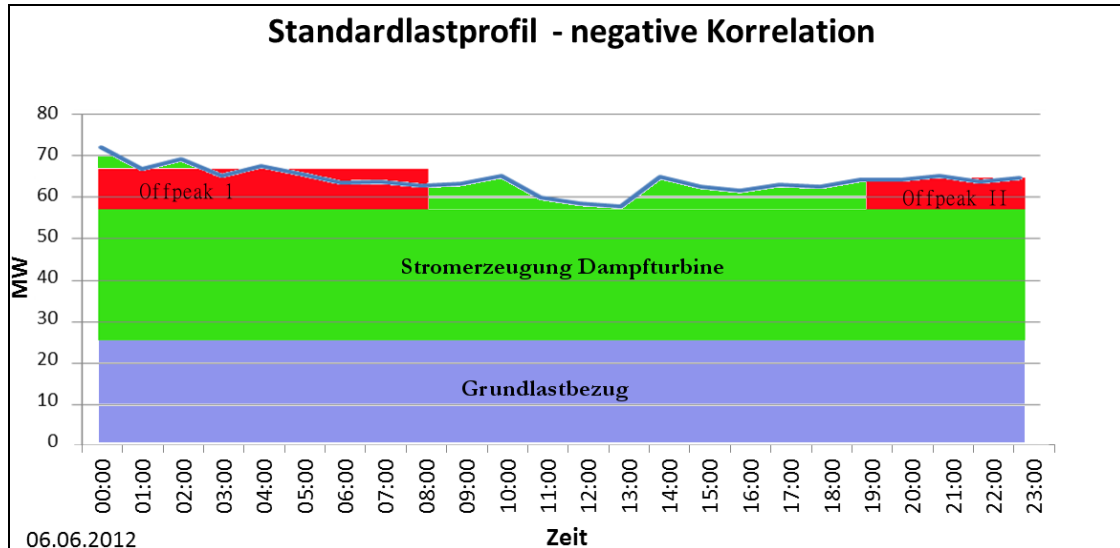


Abbildung 32: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile mit negativer Korrelation

Entsprechen Tageslastprofile den beschriebenen Bedingungen, können die Produkte Offpeak I und Offpeak II in Betracht gezogen werden. Auch in diesen Fällen kann die Restmenge über den Intra-Day-Markt oder durch eine zusätzliche Steigerung der Stromerzeugung durch die Dampfturbine beschafft werden.

Für Standardlastprofile, die keinen linearen Zusammenhang aufweisen, wie in Abbildung 33 ersichtlich, wird neben dem konstanten Jahresgrundlastbezug die Eigenstromerzeugung durch die Dampfturbine bis zum globalen Verbrauchsminimum ausgedehnt. Der restliche Strombedarf wird durch das Day Base Produkt gedeckt. Die dafür zu beschaffende Menge ergibt sich aus der Differenz vom globalen Minimum zum berechneten Mittelwert.

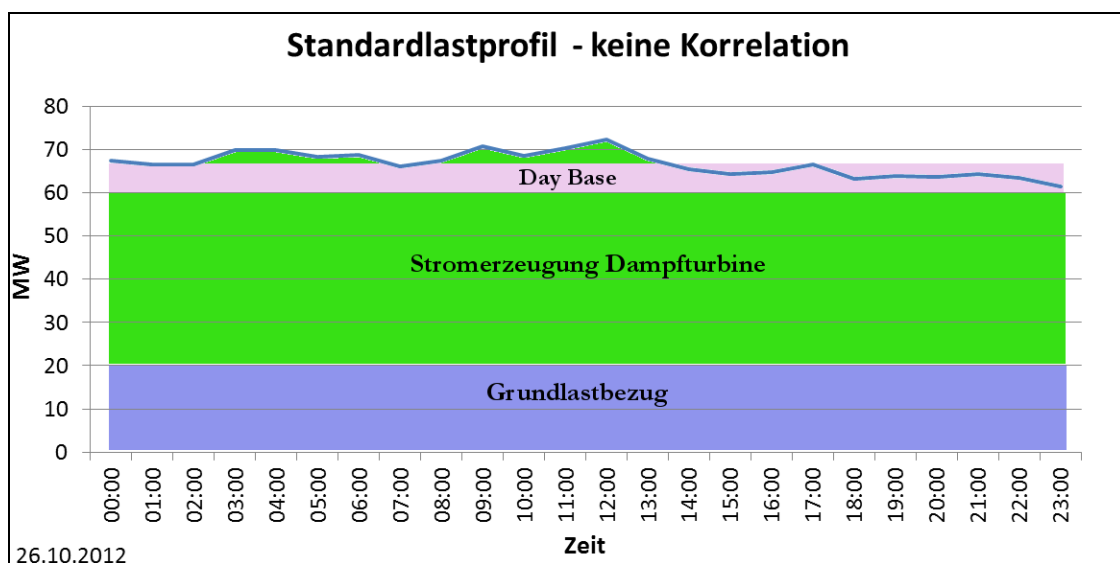


Abbildung 33: Strategie 2 angewandt auf Standardlastprofile ohne linearen Zusammenhang



Bei diesem Szenario, welches die einzelnen Standardlastprofile berücksichtigt, ergeben sich folgende Kosten ohne Zukäufe einzelner Stunden in der Peak Zeit mit einer Grundlastabdeckung von 20 MW:

Tabelle 4: Kostenaufschlüsselung der Beschaffungsstrategie 2.

	Positiv korreliert	Negativ korreliert	Nicht korreliert	$\Sigma$ Lastprofile
Kosten in €	2.451.924,11	317.842,66	789.171,40	3.558.938,18
Kosten in € für Baseload 20 MW				11.805.696,00
Kosten in € für Baseload 10 MW				5.902.848,00
<b>Kosten in € für Baseload (20 MW) und Eigenstromproduktion (38 MW)</b>				<b>15.364.634,18</b>
Kosten in € + Baseload (10 MW) und Eigenstromproduktion (48 MW)				9.461.786,18

Bei einer Grundlasterzeugung von 20 MW und einer durchschnittlichen Erzeugung von 38 MW der Dampfturbine, ergeben sich schlussendlich Kosten in Höhe von 15.364.634,18 €.

### 6.2.3 Strategie 3

Eine oftmals verfolgte Strategie ist die Abwicklung von Sicherungsgeschäften am Terminmarkt der EEX. Am Terminmarkt werden Futures gekauft und am Spotmarkt glattgestellt. In der Regel ist dieser Futures-Preis nicht mit dem durchschnittlichen Monatspreis des Spotmarkts ident, wodurch bei einem niedrigeren Spotmarktpreis die Differenz als Barausgleich ausbezahlt wird. Ist der Spotmarktpreis höher, muss ein Barausgleich bezahlt werden. Diese Art von Geschäften dient beim Abschluss von langfristigen Verträgen zur Absicherung gegenüber hohen Preisen am Spotmarkt.

Um dieses Szenario zu testen, wurde im Vormonat für den folgenden Monat am Terminmarkt ein Monatsfuture für die maximale Abweichung des Monatsverbrauchs beschafft. Pro Tag wurde die beschaffte Menge mit Stundenkontrakten wieder glattgestellt.

Die berechneten Deltas zwischen dem Minimum Verbrauchspeak eines Monats (siehe Abbildung 34) und dem Maximum der Lastprofilskurve des Monats betrug im Jahr 2012, in Abbildung 34 ersichtlich, durchschnittlich 30 MW pro Monat. Teilweise variierten die Monatsdelta aufgrund der Verbrauchsschwankungen sehr stark.

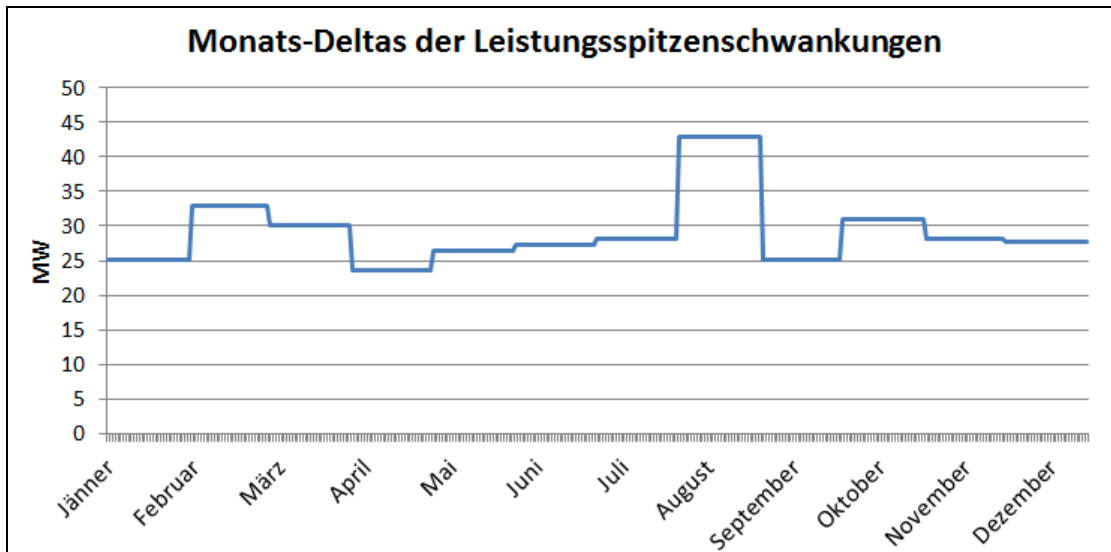


Abbildung 34: Berechnete Differenzen aus dem Minimum Verbrauchspeaks eines Monats und dem Maximum der Lastprofilkurve des Monats im Jahr 2012

Auf Basis dieser Verbrauchsdaten wurden die Kosten der pro Monat am Terminmarkt beschafften Monatsprodukte berechnet:

Tabelle 5: Kostenaufschlüsselung der Beschaffungsstrategie 3.

Kosten des Termingeschäfts für das Jahr 2012 in €	11.454.763,19
Ertrag aus der Glattstellung des Termingeschäfts am Spotmarkt pro Tag in €	10.933.882,78
<b>Differenz der Kosten und des Ertrags in €</b>	<b>-520.880,41</b>

Aus diesen Zahlen ist ersichtlich, dass diese Art der Risikoabsicherung einen Verlust von ungefähr 500 000€ einbrachte, wenn am Terminmarkt für das folgende Monat am 26. des jeweils vorherigen Monats beschafft wird. Da die Lastspitzen bei dieser Art des finanziellen Termingeschäfts nicht abgedeckt werden, müssen zusätzlich durchschnittlich 212 MW an Strom durch die Dampfturbine erzeugt werden. Im Verlauf des im laufenden Monat vollzogenen Geschäfts, ist der täglich ermittelte Spotpreis gegenüber dem vereinbarten Monats-Future gefallen.

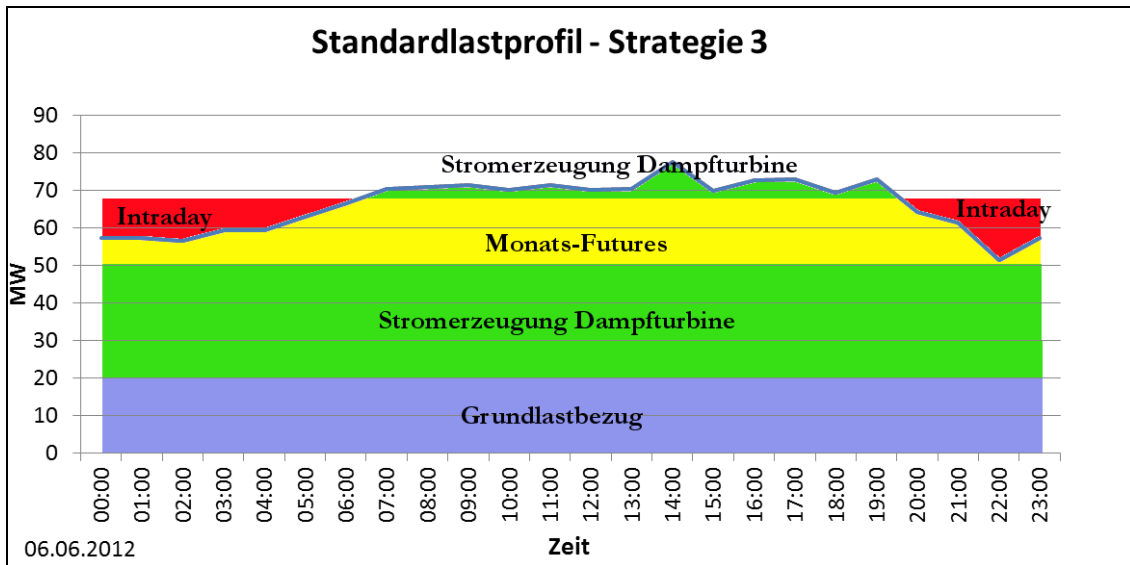


Abbildung 35: Strategie 3 angewandt auf ein Standardlastprofil

Als zweites Szenario wird davon ausgegangen, dass das Termingeschäft physischer Natur ist, d.h. der Strom wird physisch geliefert, und zur Abdeckung der Lastspitzen verbraucht. Die hohen Verbrauchsschwankungen von bis zu 40 MW ermöglichen jedoch, zusätzlich Strom am Spotmarkt zu veräußern. In diesem Szenario wird der „Überschuss-Strom“ durch Stundenkontrakte am Strommarkt verkauft. Mit dem Verkauf der Einzelstunden konnte ein Gewinn von 6.768.407,75 € erzielt werden.

Bei einem Jahresbaseload-Kontrakt von 20 MW, der Beschaffung der Monats-Futures (physisch) und dem zusätzlichen Verkauf der Einzelstunden, werden die Kosten der Jahresstrombeschaffung auf 16.492.051 € berechnet. Dies setzt jedoch eine Durchschnittstromproduktion der Dampfturbine von 38,2 MW voraus.

Wird eine Jahresbaseload von nur 10 MW beschafft, belaufen sich die Kosten dieses Szenarios auf 10.589.203,44 €, wobei die benötigte Eigenstromproduktion um 10 MW auf durchschnittlich 48,2 MW steigt.

Tabelle 6: Strategie 3 mit zusätzlichem Verkauf von Einzelstunden auf Basis von 20 MW Grundlast.

Kosten für den Baseload Kontrakt für 20 MW in €	11.805.696,00
Kosten in € der Futures-Geschäfte in €	11.454.763,19
Gewinn durch Glattstellung der physischen Futuresgeschäfte	6.768.407,75
<b>Gesamtkosten in € bei einer durchschnittlichen Eigenproduktion von 38,2 MW</b>	<b>16.492.051,44</b>

Tabelle 7: Strategie 3 mit zusätzlichem Verkauf von Einzelstunden auf Basis von 10 MW Grundlast.

Kosten für den Baseload Kontrakt für 10 MW in €	5.902.848,00
Kosten der Futures-Geschäfte in €	11.454.763,19
Gewinn durch Glattstellung der physischen Futuresgeschäfte	6.768.407,75
<b>Gesamtkosten bei einer durchschnittlichen Eigenproduktion von 48,2 MW in €</b>	<b>10.589.203,44</b>

### 6.2.4 Schlussfolgerung

In diesem Unterkapitel wurden unterschiedliche Strategien der Strombeschaffung ohne Erdgassubstitution detailliert beschrieben. Strategie 1 fokussiert sich auf die konservative Strombeschaffung, die die Beschaffung einer fixen Jahresgrundlast vorsieht und die zusätzliche Strombedarfsdeckung mit Hilfe der Dampfturbine erfolgt.

Strategie 2 umfasst zusätzlich zur Grundlastlieferung, Band- bzw. Programmbeschaffungsstrategien. Dies erfordert eine genaue Analyse der verschiedenen Lastprofilstypen, wobei für jedes Lastprofil automatisiert eine eigene Beschaffungsstrategie entwickelt wurde, die sich an den Preisen am Spotmarkt orientieren.

Strategie 3 befasst sich mit Sicherungsgeschäften am Terminmarkt der EEX, wobei Futures im Vormonat gekauft und täglich zu Spotmarktpreisen glattgestellt werden.

Die folgende Tabelle 8 zeigt einen Vergleich der Kosten für die jeweiligen Strategien:

Tabelle 8: Kosten der verschiedenen Strombeschaffungsstrategie ohne zusätzliche Erdgassubstitution.

Strategie	Grundlast in MW	Eigenerzeugung in MW	Beschaffungskosten in €
Strategie 1	20	Rest	<b>24.112.784,25</b>
Strategie 1	30	Rest	<b>18.209.936,25</b>
Strategie 2	20	Durchschnittlich 38	<b>15.364.634,18</b>
Strategie 2	20	Durchschnittlich 48	<b>9.461.786,18</b>
Strategie 3	20	Durchschnittlich 38,2	<b>16.492.051,44</b>
Strategie 3	10	Durchschnittlich 48,2	<b>10.589.203,44</b>

### 6.3 Strombeschaffung mit Erdgassubstitution

Die im vorigen Kapitel erläuterten Beschaffungsszenarien orientieren sich allein an der momentanen Ausgangssituation, die eine Teilabdeckung des Strombedarfs mit Hilfe der Dampfturbine vorsieht. Aus diesem Grund orientiert sich diese Konzepterstellung am Jahreslastprofil.

Die Strombeschaffung mit Substitutionsmöglichkeiten durch Erdgas wird vor allem durch die zusätzliche Stromerzeugung durch die Gasturbine, sowie zwei Dual-Fuel Maschinen realisiert.

Die zusätzliche Stromgewinnung durch die Erdgasturbine hängt von verschiedenen Faktoren ab. Einerseits sind die Grenzkosten ausschlaggebend für den Betrieb der Gasturbine und andererseits die Attraktivität der am Markt angebotenen Produkte. Bezüglich der Grenzkosten werden meist die Anteile der Brennstoffkosten in Betracht gezogen.

Die Gasturbine liefert eine elektrische Leistung von 29 bis 37 MW und somit besteht die Möglichkeit 8 MW frei zu regeln. Zwei Dual-Fuel Maschinen erzeugen jeweils 4,5 MW und sind ohne große Einschränkungen regelbar. Diese Tatsachen qualifizieren diese technische Einheit zur Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt und des Weiteren mit zusätzlichen 2 MW einer anderen technischen Einheit zur Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt.

Die Möglichkeiten der Teilnahme am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt und ihre wirtschaftliche Relevanz - die potentiellen Erlöse, die mit Hilfe der Gasturbinen und Dual-Fuel Maschinen erzielt werden können- werden im nächsten Kapitel genauer untersucht.

#### 6.3.1 Teilnahme am Regelenergiemarkt

Wie bereits zu Beginn dieses Kapitels erwähnt, erfüllen die zur Verfügung stehenden technischen Einheiten die grundsätzlichen Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. Um das Vorgehen im Regelenergiemarkt und dessen Wirtschaftlichkeit besser zu veranschaulichen, wird eine detaillierte Analyse der Abrufwahrscheinlichkeiten und der Abrufmengen präsentiert.

Der Markt wird sowohl von der E-Control, als auch von der APG als „gewinnbringende Vermarktung der eigenen Anlagenleistung“ und als „Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit“ angepriesen<sup>270</sup>, womit neue Marktteilnehmer angeworben und die Anzahl der marktteilnehmenden Industrieunternehmen erhöht werden soll. Die Homepage der APG<sup>271</sup> beinhaltet viele Informationen in Bezug auf Regelenergie, hauptsächlich ausgerichtet auf Industrie- und Gewerbekunden. So sind sowohl Informationen zur aktuellen Marktsituation, als auch zu historischen Preisen zugänglich. Auch die Teilnahmebedingungen werden detailliert dargestellt.

Die zum Teil sehr hohen Kosten der Regelreserve fallen allen Stromkunden durch das Systemdienstleistungsentgelt indirekt zur Last, denn die Sekundärregelenergie und -regelleistung waren 2012 Hauptverursacher der Kosten in Höhe von fast 100.000.000 €. Dies ist ein weiterer Grund, neue Teilnehmer für den Regelenergiemarkt zu gewinnen.

#### 6.3.2 Sekundärregelung

Seit 2012 erfolgt die Beschaffung der Regelenergie vollständig am Markt. Die Ausschreibung der Sekundärregelleistung erfolgt wöchentlich mit den zur Verfügung stehenden Zeit-

---

<sup>270</sup>Vgl. Vortrag Martin Graf, Regelenergiemarkt in Österreich – Status Quo, 1. Marktforum Regelenergie am 26.09.2013

<sup>271</sup>Vgl. [www.apg.at/de/markt/netzregelung](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung), abgerufen am 12.12.2013

scheiben Peak und Off-Peak, sowie Weekend. Es kann sowohl für Arbeits-, als auch für Leistungspreise geboten werden. Angebote werden aufsteigend nach dem Leistungspreis sortiert. Zuschlag erhalten die günstigsten Preise zur Bereitstellung, bis die Menge erreicht wird, die ursprünglich ausgeschrieben wurde. Diese Angebote werden daraufhin nach den jeweiligen Arbeitspreisen sortiert und nach Bedarf abgerufen und vergütet.

Die Attraktivität der Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt soll in diesem Kapitel mit Hilfe der Darstellung des Erlöspotentials am Beispiel der zur Verfügung stehenden technischen Einheiten, d.h. der Dual-Fuel Maschinen oder der Gasturbine, veranschaulicht werden.

Die potentiellen Erlöse der Leistungsvorhaltung werden mit Hilfe von Daten der zugrunde liegenden Plattform „Ausschreibungssystem – Regelenergiemarkt“<sup>272</sup>, gewonnen. Historische Daten der Preise für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung sind in den „Report Ergebnissen“ abrufbar. Auf Basis dieser Daten wird der Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung in Euro pro MW und Stunde der Jahre 2012 (beginnend mit Woche 5) und 2013 (bis einschließlich Woche 49) in Abbildung 36 dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass die Preise sowohl für die positive als auch für die negative Leistungsvorhaltung ab der Woche 35 des Jahres 2013 wieder stark anstiegen. Dieser Trend lässt auf ein großes Potenzial des Sekundärregelmarktes schließen. Da die Preisspitzen in den Jahren 2012 und 2013 zu verschiedenen Zeitpunkten auftreten, bedarf es einer zusätzlichen Analyse der jeweiligen Zeitscheiben, um die beiden Jahre anschaulich vergleichen zu können. Des Weiteren ist aus Abbildung 36 ersichtlich, dass der Verlauf der Produktzeitscheibe „Peak“ im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahrespeak konstant bleibt und mit dem Verlauf der übrigen Produktzeitscheiben nur schwach korreliert.

---

<sup>272</sup> Siehe <https://www.apg.at/emwebapgregm/startApp.do>, abgerufen am 14.12.2013

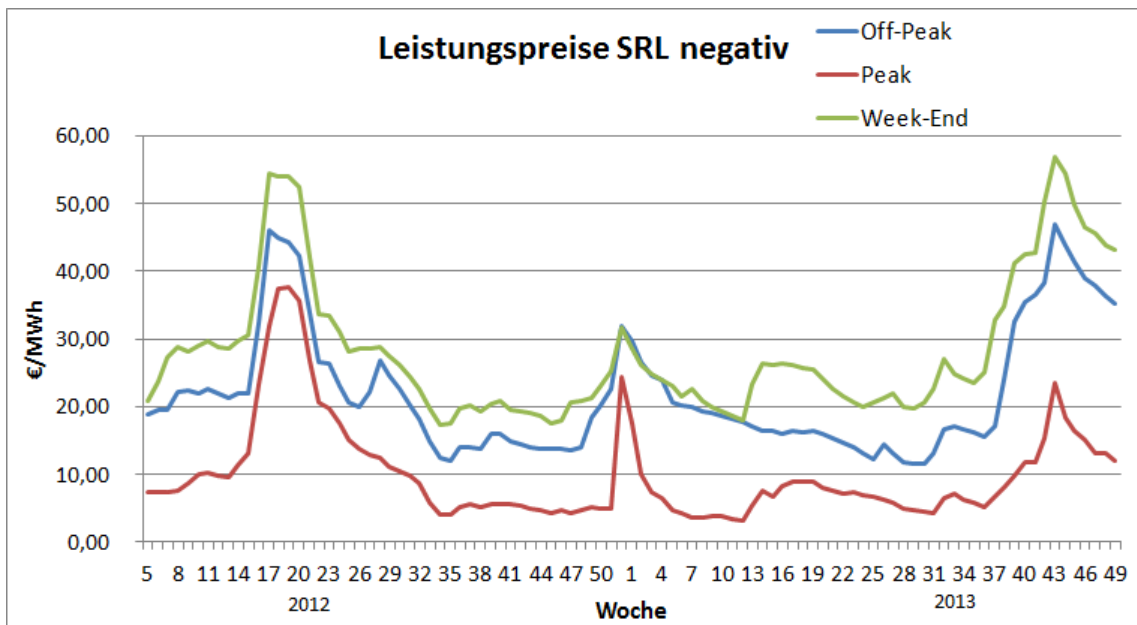
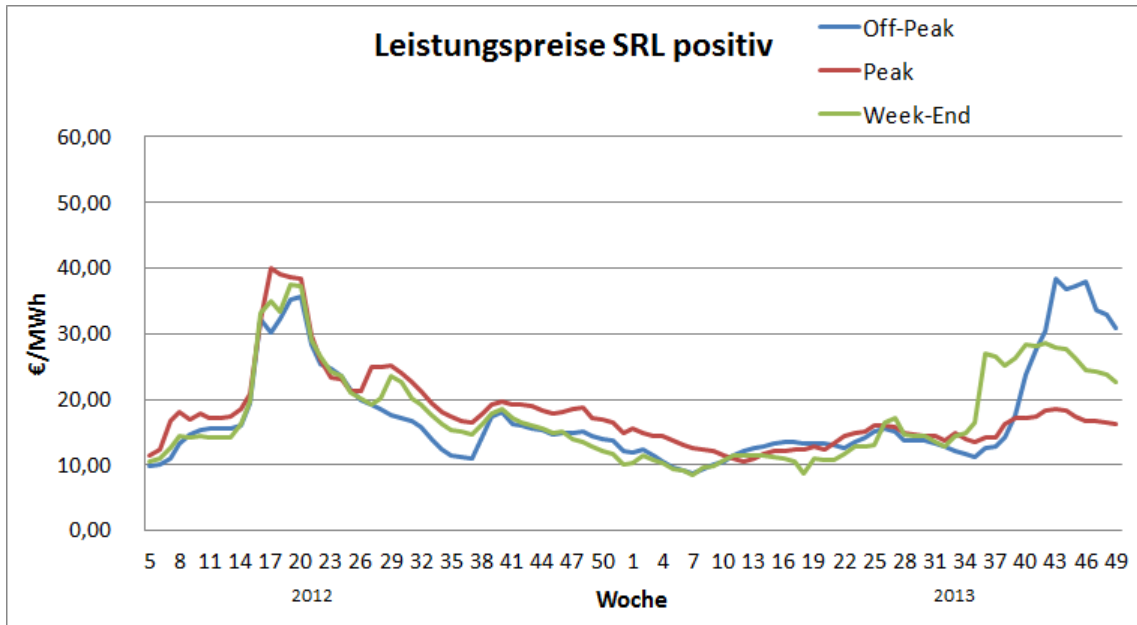


Abbildung 36: Leistungspreise der positiven und negativen Sekundärregelleistung für die Zeitscheiben Off-Peak, Peak und Wochenende

Ein quantitativer Vergleich erfolgt mittels der durchschnittlichen Preise in Euro pro MW und Stunde für die Wochenauktionen der verschiedenen Produktzeitscheiben, sowie der Angabe der jeweiligen Erlöse mit der Annahme, dass an allen Produktzeitscheiben<sup>273</sup> 5 MW geboten werden.

Für die Jahre 2012 und 2013 zusammen ergeben sich folgende Erlöse:

<sup>273</sup> OP (+): Off-Peak positive Sekundärregelleistung, P(+): Peak positiv, WE(+): Wochenende positiv, OP(-): Off-Peak negative Sekundärregelleistung, P(-): Peak negativ, WE(-): Wochenende negativ

Tabelle 9: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelleistung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.

Produkte (Angebot 5 MW)	Mittelwert Wochenauktion in €	Erlöse in €
OP (+)	17,29	1.408.410,64
P (+)	17,80	1.450.139,18
WE (+)	17,40	1.417.418,06
OP (-)	21,95	1.788.634,13
P (-)	10,04	817.700,39
WE (-)	28,23	2.300.028,61
<b>Durchschnitt über alle Produkte</b>	<b>18,78</b>	<b>1.530.388,50</b>

Betrachtet man die Jahre 2012 und 2013 getrennt, ergeben sich folgende Ergebnisse:

Tabelle 10: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelleistung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben für die Jahre 2012 und 2013

Produkte Angebot 5MW	Mittelwert Wochenauktion 2012 in €	Erlöse 2012 in €	Mittelwert Wochenauktion 2013 in €	Erlöse 2013 in €
OP (+)	17,85	719.802,28	16,73	688.608,36
P (+)	21,23	856.132,05	14,43	594.007,13
WE (+)	18,80	757.889,05	16,02	659.529,01
OP (-)	21,83	880.149,26	22,07	908.484,87
P (-)	11,80	475.772,62	8,31	341.927,77
WE (-)	27,63	1.114.099,8	28,81	1.185.928,79
<b>Durchschn.</b>	<b>19,86</b>	<b>800.640,85</b>	<b>17,73</b>	<b>729.747,65</b>

Tabelle 10 zeigt die Unterschiede der potentiellen Erlöse für alle Produktzeitscheiben in den Jahren 2012 im Vergleich zu 2013. Das Produkt „Peak (+)“ zeigt, wie im Kurvenverlauf vermutet, einen klaren Preisunterschied der Jahre 2012 und 2013. Der durchschnittliche Erlös, über alle Produktzeitscheiben gemittelt, zeigt für das Jahr 2013 eine Differenz von -30.000 € im Vergleich zum Vorjahr.

Um die Auswirkungen der Kooperation „Imbalance Netting Cooperation“ mit der slowenischen ELES (siehe Kapitel 4.4.2) zu untersuchen, wurden die jeweiligen durchschnittlichen Wochenauktionen seit Beginn der Kooperation am 14.05.2013 (Woche 20) bis Woche 49 mit den durchschnittlichen Wochenauktionen des Jahres 2012 verglichen.



Tabelle 11: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelleistung durch Wochenauktionen an allen Produktzeitscheiben seit Beginn der Kooperation mit ELES für die Wochen 20 bis 49 der Jahre 2012 und 2013.

Produkte (5 MW)	Mittelwert 2012 (KW 20-49) in €	Erlöse 2012 in €	Mittelwert 2012 (KW 20-49) in €	Erlöse 2013 in €
OP (+)	17,70	461.010,16	20,03	521.638,05
P (+)	21,23	552.780,83	15,56	405.053,94
WE (+)	19,12	497.937,75	19,57	509.566,78
OP (-)	19,05	495.957,16	23,60	614.654,24
P (-)	9,98	259.978,36	8,31	216.321,65
WE (-)	24,57	639.896,25	32,16	837.354,18
<b>Durchschn.</b>	<b>20,04</b>	<b>484.593,42</b>	<b>20,04</b>	<b>521.927,68</b>

Der quantitative Vergleich der potentiellen durchschnittlichen Erlöse für die Jahre 2012 und 2013 in den Wochen 20 bis 49 zeigt, dass die Kooperation mit Slowenien keine negativen Auswirkungen auf die potentiellen Erlöse durch die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt hat. Betrachtet man diese Auswertung genauer, ist ein Anstieg der durchschnittlichen Erlöse aller Produktzeitscheiben von fast 10% ersichtlich. Lediglich die Produktzeitscheibe Peak (+) weist einen Rückgang der potentiellen Erlöse von ~35 % auf.

Die Entwicklung der Abrufpreise und -mengen der Sekundärregelenergie wurde aus den von der APG frei zur Verfügung gestellten Daten<sup>274</sup> generiert. Abbildung 37 zeigt den Verlauf dieser für die Jahre 2012 und 2013 (bis Kalenderwoche 42). Werden die Jahre 2012 und 2013 miteinander verglichen, so zeigt sich, dass sich der Abrufpreis für positive Sekundärregelenergie für das Jahr 2013, trotz steigender Abrufmengen, konstant verhält. Im Gegensatz dazu schwankt der Abrufpreis für negative Sekundärregelenergie deutlich.

Auf Basis der Abrufpreise, sowie der -mengen, lassen sich die Abrufwahrscheinlichkeiten für die positive und die negative Sekundärregelenergie die Abrufwahrscheinlichkeiten aus den durchschnittlichen potentiellen Erlösen berechnen. Auch für diesen Fall wird angenommen, dass 5 MW an allen Produktzeitscheiben geboten wird.

<sup>274</sup> „Balancing statistics“ im Downloadbereich der Webpage <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>, abgerufen am 12.12.2013

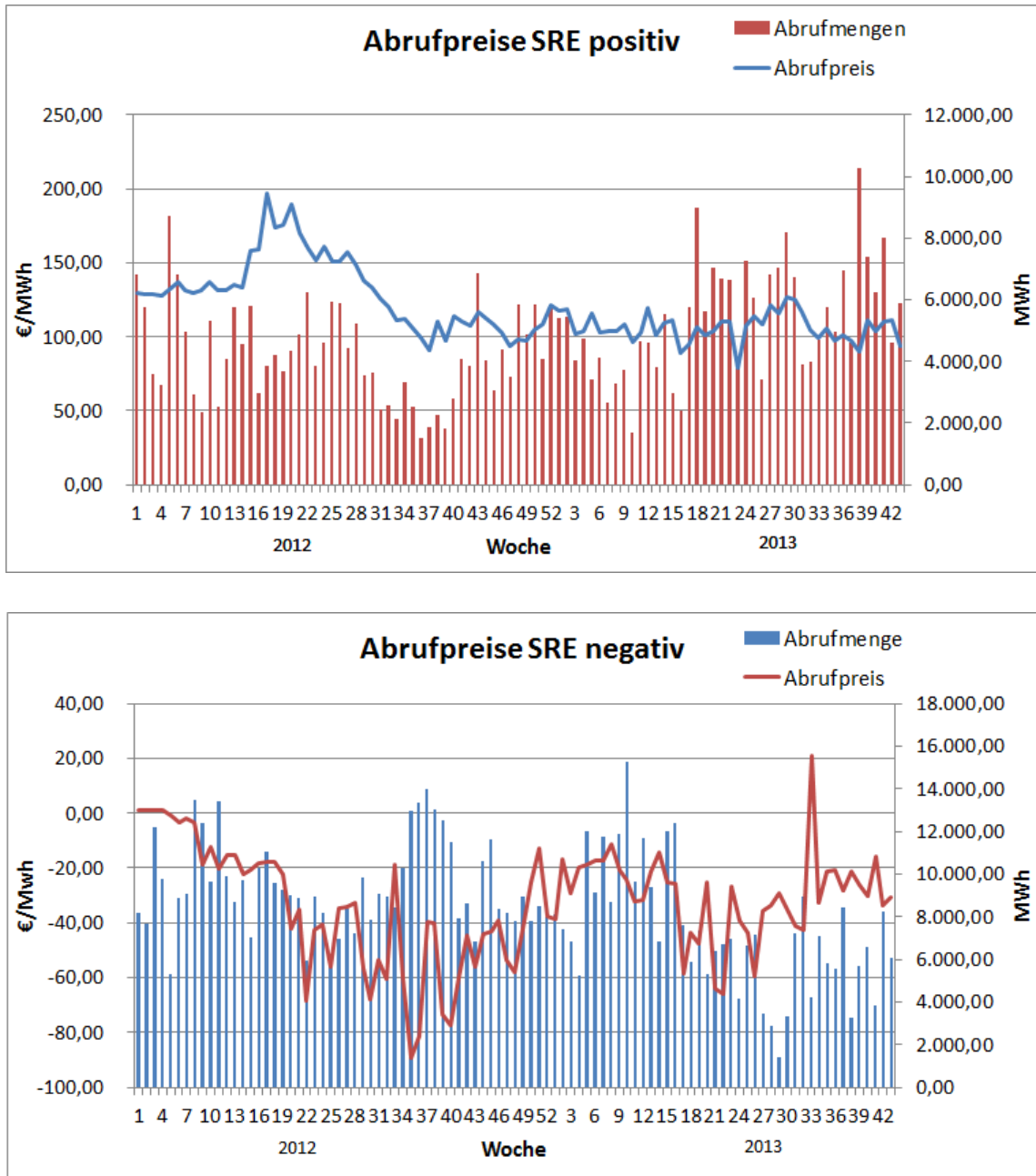


Abbildung 37: Abrufpreise in € pro MWh und Abrufmenge in MWh der Sekundärregelenergie

Die Auswertung für die Jahre 2012 und 2013 zeigt insgesamt folgende potentielle Erlöse:

Tabelle 12: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Sekundärregelenergie der Jahre 2012 und 2013.

	Durchschnittliche Erlöse 2012 & 2013 in €	Durchschnittliche Mengen 2012 & 2013 in MWh
Mittelwert positive SRE	119,54	4.736,22
Stunden Wert positiv		28,19
Mittelwert negative SRE	-32,90	8.466,34
Stunden Wert negativ		50,39

Auf Basis des hier berechneten Stundenabrufwertes lässt sich nun die Abrufwahrscheinlichkeit für die positive und negative Sekundärregelenergie berechnen, unter der Annahme, dass sich die Regelzone APG eine Sekundärregelleistung auf +/- 200 MW benötigt:

Tabelle 13: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Sekundärregelenergie.

Abrufwahrscheinlichkeit für positive Sekundärregelenergie für 2012 & 2013	14 %
Abrufwahrscheinlichkeit für negative Sekundärregelenergie für 2012 & 2013	25 %

Werden bei allen Zeitscheiben 5 MW geboten ergeben sich folgende Erlöse für das Jahr 2012 & 2013:

Tabelle 14: Potentielle Erlöse der Arbeitspreise für die Sekundärregelung der Jahre 2012 und 2013.

	Abrufpreis pro 5 MW in €	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit in €
Arbeitspreis (+)	9.539.307,55	1.344.650,15
Arbeitspreis (-)	-2.625.569,70	661.576,70
Summe prozentueller Abruf		<b>2.006.226,85</b>

Um die Unterschiede der Jahre 2012 und 2013 genauer zu betrachten, wurden alle Berechnungen separat an den beiden Jahren (bis zur Kalenderwoche 43) durchgeführt.

Tabelle 15: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Sekundärregelenergie getrennt aufgeschlüsselt für die Jahre 2012 und 2013.

	Durchschn. Wochen Erlöse 2012 in €	Durchschn. Wochen Mengen 2012 in MWh	Durchschn. Wochen-Erlöse 2013 in €	Durchschn. Wochen-Mengen 2013 in MWh
Mittelwert SRE (+)	136,24	4.155,59	106,29	5.343,45
Stunden Wert (+)		24,74		31,81
Mittelwert SRE (-)	-33,73	9.531,75	-30,16	7.315,82
Stunden negativ (-)		56,74		43,55

Tabelle 16: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Sekundärregelenergie für 2012 und 2013.

	2012	2013
Abrufwahrscheinlichkeit für positive Sekundärregelenergie	13 %	16 %
Abrufwahrscheinlichkeit für negative Sekundärregelenergie	28 %	22 %

Tabelle 17: Separate Kostenaufschlüsselung für 2012 und 2013 für positive und negative Arbeitspreise der Sekundärregelung.

	Abrufpreis/5MW 2012	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit 2012	Abrufpreis/5 MW 2013	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit 2013
Arbeitspreis (+)	€ 5.950.789,85	€ 735.983,87	€ 3.839.155,02	€ 610.546,02
Arbeitspreis (-)	-€ 1.473.343,01	€ 417.962,53	-€ 1.089.302,06	€ 237.176,66
<b>Summe prozentueller Abruf</b>		<b>€ 1.153.946,40</b>		<b>€ 847.722,68</b>

Die separate Auswertung der Jahre 2012 und 2013 zeigt einen eindeutigen Rückgang der Abrufwahrscheinlichkeit für negative Sekundärregelenergie von 6% für das Jahr 2013. Aus diesem Grund ergibt sich für den Abrufpreis eine Differenz von ungefähr 300.000 € zum Vorjahr.

Um auch für die Sekundärregelenergie die Auswirkungen der Kooperation mit Slowenien zu betrachten, wurden die Jahre 2012 und 2013 im Zeitraum Kalenderwoche 20 bis Kalenderwoche 43 untersucht.

Tabelle 18: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Sekundärregelenergie seit Beginn der Kooperation mit ELES für die Wochen 20 bis 43 der Jahre 2012 und 2013.

	2012 (KW 20 - 43)	2013 (KW 20 - 43)
Abgerufenen Menge (+)	3.779,44	6.121,39
Abgerufener Preis (+)	130,51	106,79
Abgerufenen Menge (-)	9.351,74	5.646,62
Abgerufener Preis (-)	-52,73	-32,58
Abrufwahrscheinlichkeit (+)	11 %	18 %
Abrufwahrscheinlichkeit (-)	28 %	17 %
Arbeitspreis mit Abrufwsk (+)/5 MW	€ 295.950,77	€ 392.219,19
Arbeitspreis mit Abrufwsk (-)/5 MW	€ 295.892,16	€ 110.370,81
<b>Summe prozentualer Abruf</b>	<b>€ 591.842,93</b>	<b>€ 502.590,01</b>

Tabelle 18 zeigt den quantitativen Vergleich der Jahre 2012 und 2013 seit der Kooperation mit Slowenien. Die abgerufene Menge an positiver Sekundärregelenergie hat sich fast verdoppelt, wobei sich die Menge der negativen Sekundärregelenergie halbiert hat. Dadurch stieg die Abrufwahrscheinlichkeit für positive Sekundärregelenergie um 7 %, die Wahrscheinlichkeit für den Abruf von negativer Sekundärregelenergie sank hingegen um 11 %. Betrachtet man die Summe aus den Erlösen für positive und negative Abrufpreise, ergibt sich ein um 17 % geringerer Erlös für das Jahr 2013 im Vergleich zum Jahr 2012.

Die Kooperation mit Slowenien führt insgesamt zu einer Reduktion der Kosten für den Abruf von Sekundärregelenergie.

### 6.3.3 Tertiärregelung

Die APG schreibt die Tertiärregelung mit Leistungspreis (Marketmarker) getrennt für das kommende Wochenende und die Folgewoche (Montag bis Freitag) zu jeweils sechs Produktzeitscheiben aus. Die Produktzeitscheiben, für die geboten werden kann, sind 0:00 – 4:00, 4:00 – 8:00, 8:00 - 12:00, 12:00 - 16:00, 16:00 – 20:00, 20:00 – 24:00. Bei der Day-Ahead-Ausschreibung, kann einen Tag zuvor für die sechs Produktzeitscheiben nur ein Arbeitspreis geboten werden. Zusätzlich ist es auch möglich, an beiden Ausschreibungen teilzunehmen und den in der Marketmarker-Ausschreibung eingetragenen Wert für den Arbeitspreis nachzubessern. Für die Teilnahme an den Ausschreibungen müssen mindestens 10 MW geboten werden, dies soll jedoch 2014 durch die Einführung eines MOL Servers auf 5 MW reduziert werden.

Für die momentane Situation zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die Tertiärregelenergie bedeutet dies, dass die geforderten 10 MW durch die regelbaren 8 M der Gasturbine, sowie durch zusätzliche 2 MW der Dual Fuel Maschinen, erzeugt werden müssten.

Die potentiellen Erlöse der Leistungsvorhaltung werden mit Hilfe von Daten des zugrunde liegenden „Ausschreibungssystems – Regelenergiemarkt“ gewonnen. Historische Daten der Tertiärregelleistung sind in den Report Ergebnissen abrufbar. Auf Basis dieser Daten wird der Verlauf der Preise der Tertiärregelleistung der Jahre 2012 (beginnend mit Woche 1) und 2013 (bis einschließlich Woche 49) dargestellt. Die sechs Zeitscheiben werden der Vergleichbarkeit halber unterteilt in Off-Peak (OP), 0:00 – 4:00, 4:00 – 8:00 und 20:00 – 24:00 Uhr, sowie Peak (P), 8:00 – 12:00, 12:00 – 16:00 und 16:00 – 20:00. Die unterschiedlichen Vorzeichen (+,-) stellen positive und negative Leistungsregelung dar. Der Verlauf der Leistungspreise (siehe Abbildung 38) zeigt im Jahr 2013 ab Kalenderwoche 39 einen starken Anstieg der negativen Leistungsvorhaltungspreise, sowohl für Wochen, als auch für Wochenendauktionen.

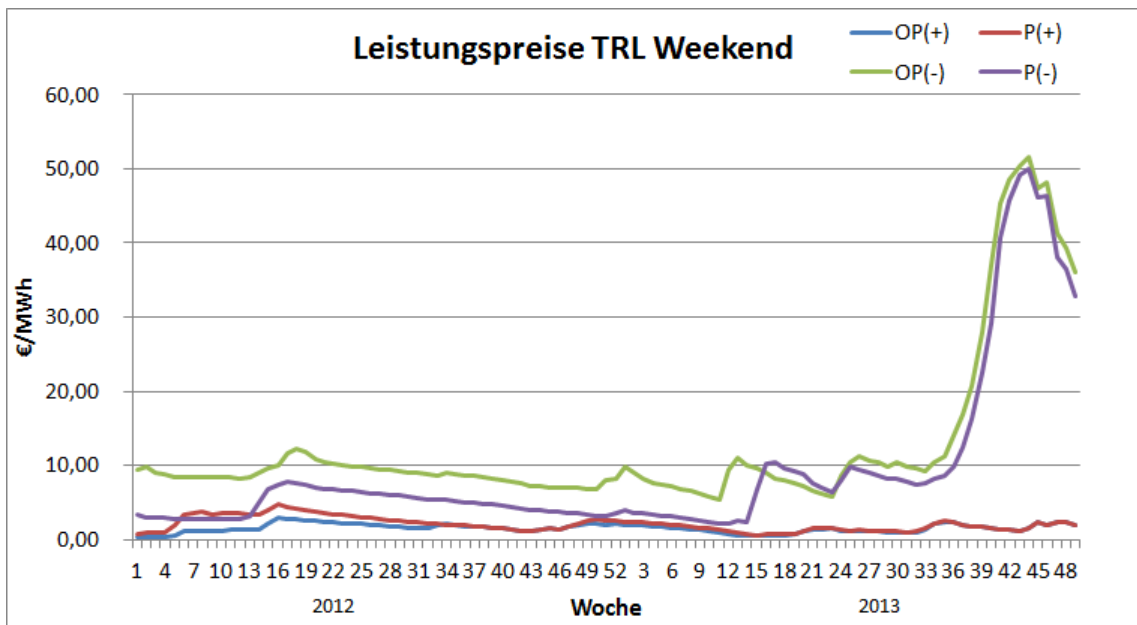
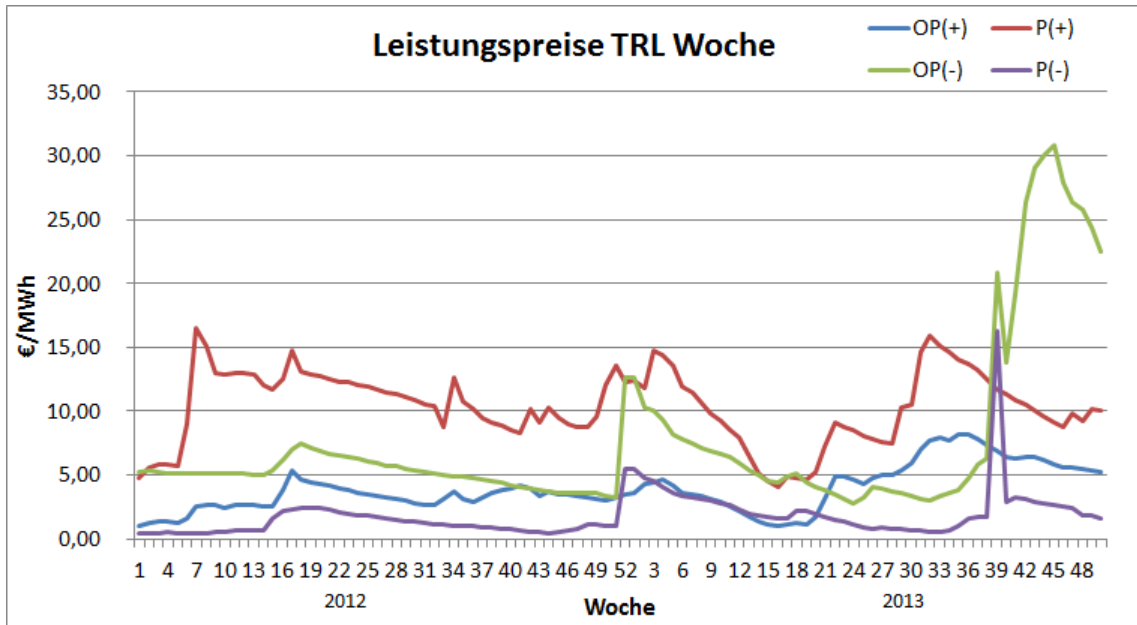


Abbildung 38: Leistungspreise der positiven und negativen Tertiärregelleistung für die Zeitscheiben Off-Peak, Peak jeweils für Wochen- und Wochenendauctionen

Ein quantitativer Vergleich erfolgt mittels der durchschnittlichen Preise für die Wochen- und Wochenendauctionen der verschiedenen Produktzeitscheiben, sowie der Angabe der jeweiligen Erlöse mit der Annahme, dass an allen Produktzeitscheiben 5 MW (im Sinne der Vergleichbarkeit) geboten werden.

Für die Jahre 2012 und 2013 ergeben sich folgende Erlöse:

Tabelle 19: Darstellung der durchschnittlichen potentiellen Erlöse der Tertiärregelleistung durch Wochenauktionen und Wochenendauktionen insgesamt für die Jahre 2012, 2013.

	Mittelwert Auktionen in €	Erlöse in €
Mo – Fr (+)	7,13	580.774,46
Sa – So (+)	1,80	146.774,68
Mo – Fr (-)	4,70	383.152,50
Sa – So (-)	11,01	896.776,57
<b>Durchschnittlich</b>	<b>6,14</b>	<b>500.294,52</b>

Die genaue Aufschlüsselung für alle Zeitscheiben:

Tabelle 20: Darstellung der potentiellen Wochendurchschnittserlöse der Tertiärregelleistung aufgeschlüsselt für allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.

	0:00–4:00	4:00–8:00	8:00–12:00	12:00–16:00	16:00–20:00	20:00–24:00
Mo–Fr (+)	2,06	4,36	11,34	8,05	11,69	5,27
Sa–So (+)	1,41	1,41	1,57	1,57	3,07	1,77
Mo–Fr (-)	10,89	9,85	1,74	1,79	1,88	2,06
Sa–So (-)	15,01	16,59	8,74	10,71	8,45	6,54

Davon die jeweiligen Erlöse:

Tabelle 21 Darstellung der potentiellen Erlöse der Tertiärregelleistung aufgeschlüsselt für allen Produktzeitscheiben insgesamt für die Jahre 2012, 2013.

	0:00–4:00	4:00–8:00	8:00–12:00	12:00–16:00	16:00–20:00	20:00–24:00
Mo–Fr (+)	168.192,03	355.591,73	923.600,43	655.561,24	952.606,29	429.095,06
Sa–So (+)	115.017,69	115.193,28	128.202,80	128.067,91	249.773,39	144.393,05
Mo–Fr (-)	887.274,58	802.511,50	141.913,83	146.103,30	152.924,69	168.187,12
Sa–So (-)	1.223.030,9	1.351.665,73	712.116,84	872.987,16	688.267,90	532.590,87

Betrachtet man die durchschnittliche Preisentwicklung der Tertiärregelleistungserlöse aller Zeitscheiben, gemittelt über die Jahre 2012 und 2013, ergeben sich die in Abbildung 39 ersichtlichen Trends. Am deutlichsten erkennbar ist die Abnahme des Erlöses der negati-



ven Leistungsvorhaltung im Laufe des Tages-, sowohl für Wochenend-, als auch Wochenauktionen. In diesem Zusammenhang erscheint es auch interessant, die Jahre 2012 und 2013 auf Basis des Trendverlaufs für positive und negative Wochen und Wochenendauktionen zu untersuchen. Abbildung 40 zeigt die Ergebnisse der Analyse der verschiedenen Auktionen im Verlauf des Tages. Deutliche Unterschiede zum Jahr 2012 zeigen sich bei den Erlösen für positive und negative Tertiärregelung für Wochenendauktionen. So konnten zum Beispiel für negative Tertiärregelung im Jahr 2013 im Vergleich zu 2012 durchwegs doppelt so hohe Erlöse in den sechs Zeitscheiben erzielt werden. Auch für negative Leistungsvorhaltung der Wochenauktionen war es im Jahr 2013 möglich, höhere Erlöse zu erzielen.

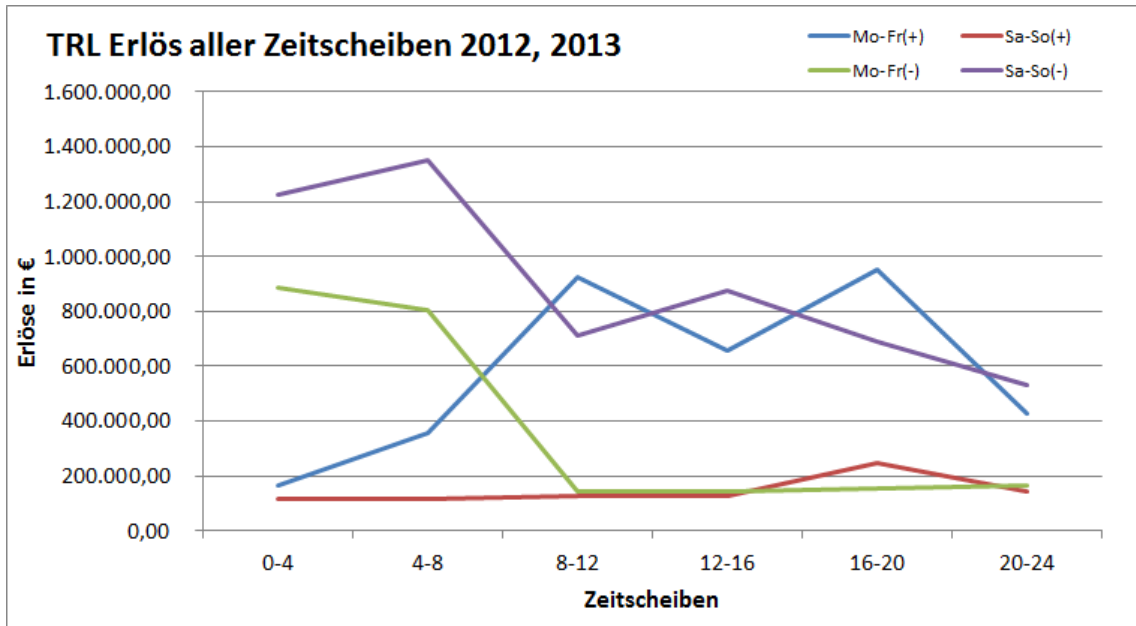


Abbildung 39: Durchschnittliche Erlöse der Tertiärregelung über die sechs Zeitscheiben

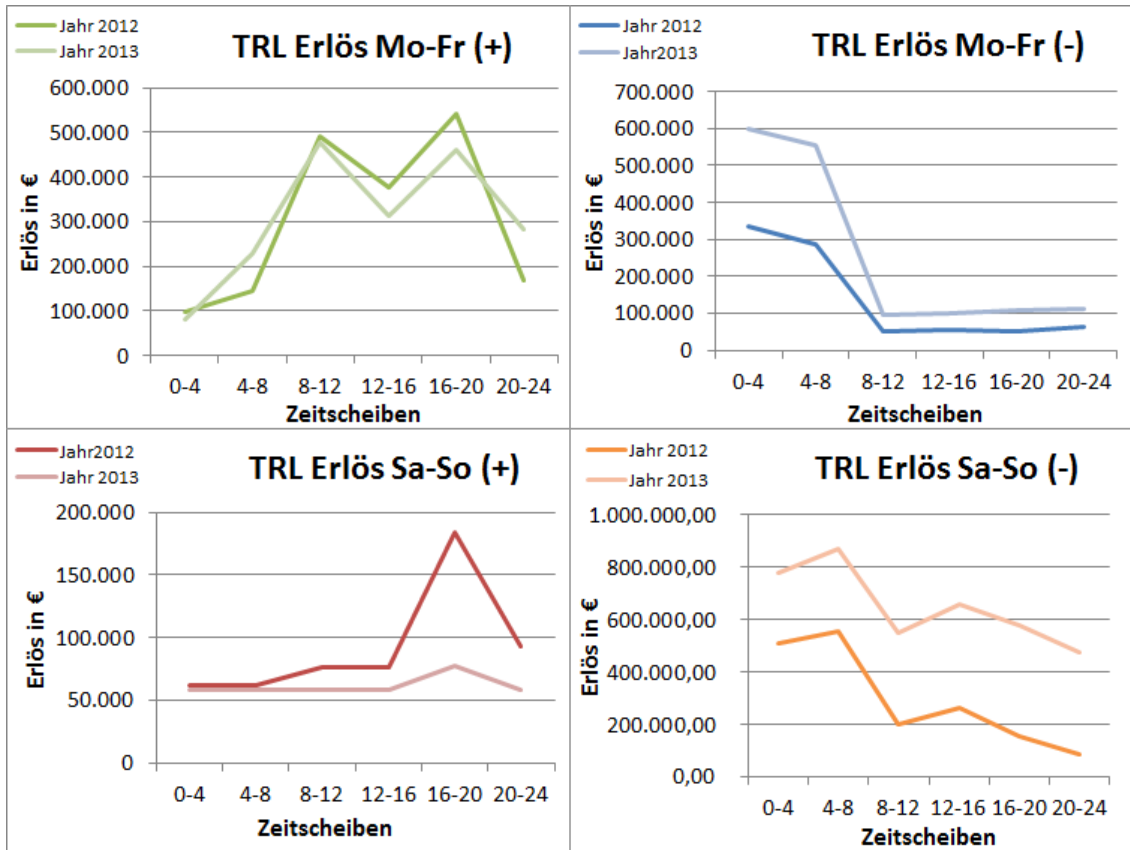


Abbildung 40: Vergleich der Entwicklung der Erlöse für positive und negative Wochen- und Wochenendauktionen des Jahres 2012 mit 2013

Im Zusammenhang mit einer Teilnahme am Markt für Tertiärregelung ist eine Analyse der Abrufpreise und -mengen von großer Bedeutung. Auch diese Daten wurden online von der APG Webpage geladen und in Abbildung 41 analysiert. Diese Abbildung stellt den Verlauf der Abrufpreise und -mengen der Tertiärregelenergie für die Jahre 2012 und 2013 (bis Kalenderwoche 42) dar. Die Abrufpreise für positive und negative Regelenergie zeigen interessante Trends im Verlauf der Jahre 2012 und 2013. Während die Abrufpreise im Jahr 2012 in Kalenderwoche 27 ein Maximum aufweisen, zeigt der Kurvenverlauf im Jahr 2013 (Polynom zweiten Grades in Abbildung 41 oben, in schwarz) ein zum Jahr 2012 inverses Verhalten. In Kalenderwoche 27 tritt ein lokales Minimum auf, wobei der Trend gegen Ende des Jahres auf ein globales Maximum zusteuert. Betrachtet man die Entwicklung der negativen Arbeitspreise, ist ein eindeutiger Trend (linearer Fit in Abbildung 41 unten) hin zu negativen Arbeitspreisen ersichtlich. Auch die Abrufmenge zeigt in beiden Diagrammen eine positive Entwicklung.

Auf Basis der Abrufpreise, sowie der -mengen, lassen sich die Abrufwahrscheinlichkeiten für die positive und die negative Tertiärregelenergie aus den durchschnittlichen potentiellen Erlösen berechnen. Auch für diesen Fall wird angenommen, dass 5 MW an allen Produktzeitscheiben geboten werden.

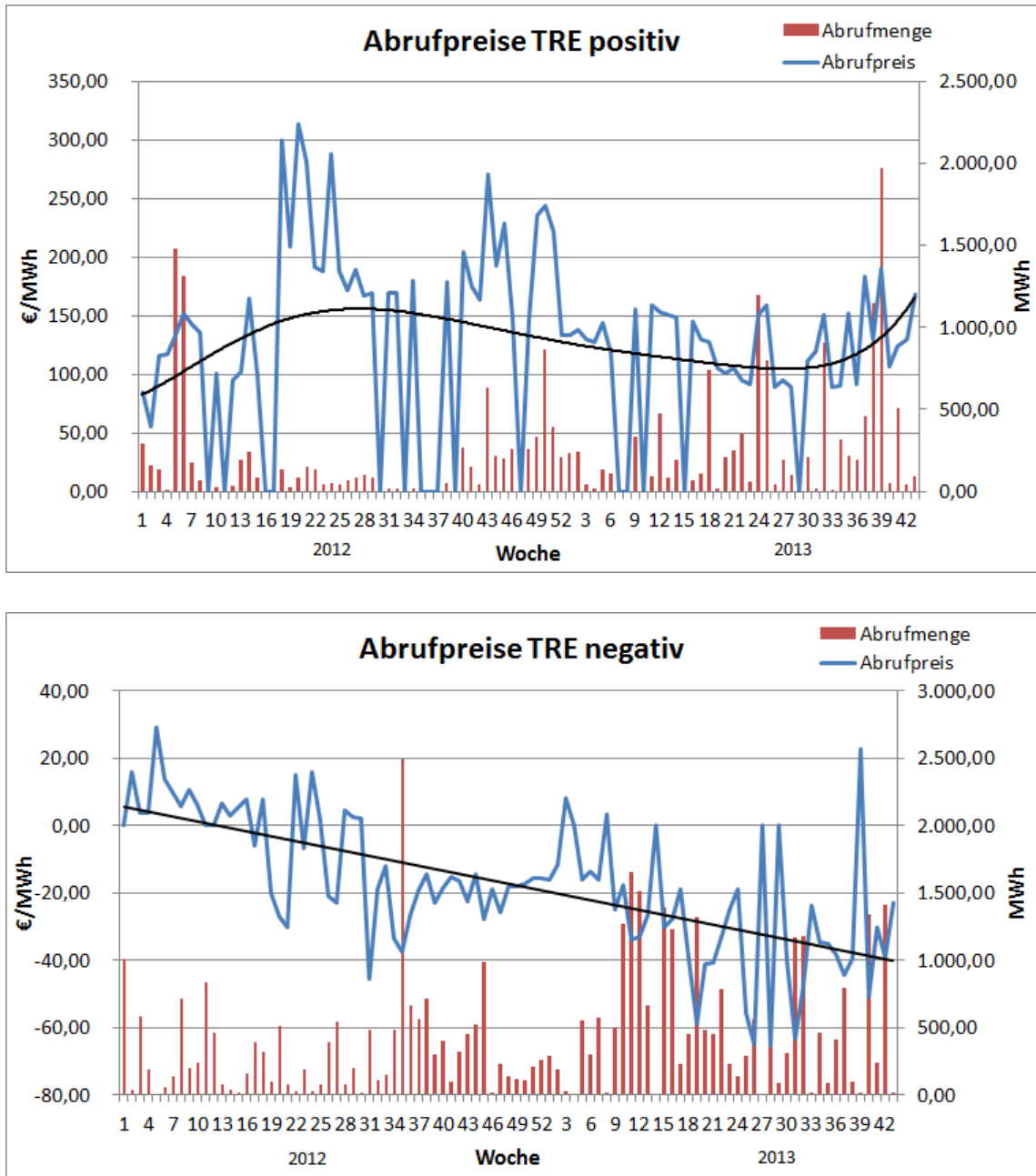


Abbildung 41: Abrufpreise in € pro MWh und Abrufmenge in MWh der Tertiärregelenergie

Die Auswertung für die Jahre 2012 und 2013 zeigt insgesamt folgende potentielle Erlöse:

Tabelle 22: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Tertiärregelenergie der Jahre 2012 und 2013.

	Durchschnittliche Erlöse 2012 & 2013 in € / Kalenderwoche	Durchschnittliche Mengen 2012 & 2013 in MWh / Kalenderwoche
Mittelwert positive TRE	127,27	127,27
Stunden Wert positiv		1,35
Mittelwert negative TRE	-17,25	431,35
Stunden Wert negativ		2,57

Auf Basis des hier berechneten Stundenabrufwertes lässt sich die Abrufwahrscheinlichkeit für die positive und negative Tertiärregelenergie berechnen - unter der Annahme, dass die Regelzone APG eine Tertiärregelleistung auf +280 / -125 MW benötigt:

Tabelle 23: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Tertiärregelenergie.

Abrufwahrscheinlichkeit für positive Tertiärregelenergie für 2012 & 2013	0,48 %
Abrufwahrscheinlichkeit für negative Tertiärregelenergie für 2012 & 2013	2,1 %

Werden an allen Zeitscheiben 5 MW geboten ergeben sich folgende Erlöse für das Jahr 2012 & 2013:

Tabelle 24: Potentielle Erlöse der Arbeitspreise für die Tertiärregelung der Jahre 2012 und 2013.

	Abrufpreis pro 5 MW	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit
Arbeitspreis (+)	€ 10.156.132,03	€ 48.925,41
Arbeitspreis (-)	-€ 1.376.254,51	€ 28.268,80
<b>Summe prozentueller Abruf</b>		<b>€ 77.194,21</b>

Um die Unterschiede der Jahre 2012 und 2013 genauer zu betrachten, wurden alle Berechnungen separat an den beiden Jahren (bis zur Kalenderwoche 43) durchgeführt.

Tabelle 25: Potentielle Wochendurchschnittserlöse für die Tertiärregelenergie getrennt aufgeschlüsselt für die Jahre 2012 und 2013.

	Durchschnittliche Erlöse 2012 in € /KW	Durchschnittliche Mengen 2012 in MWh / KW	Durchschnittliche Erlöse 2013 / KW	Durchschnittliche Mengen 2013 in MWh / KW
Mittelwert TRE (+)	138,73	176,01	113,41	287,80
Stunden Wert (+)		1,05		1,71
Mittelwert TRE (-)	-8,39	337,91	-27,96	544,34
Stunden Wert (-)		2,01		3,24

Tabelle 26: Abrufwahrscheinlichkeiten für positive und negative Tertiärregelenergie für 2012 und 2013.

	2012	2013
Abrufwahrscheinlichkeit für positive Tertiärregelenergie	0,37 %	0,61 %
Abrufwahrscheinlichkeit für negative Tertiärregelenergie	1,6 %	2,6 %

Tabelle 27: Separate Kostenaufschlüsselung für 2012 und 2013 für positive und negative Arbeitspreise der Tertiärregelung.

	Abrufpreis pro 5 MW 2012	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit 2012	Abrufpreis pro 5 MW 2013	Abrufpreis + Abrufwahrscheinlichkeit 2013
Arbeitspreis (+)	6.076.246,92	22.734,92	4.096.532,36	25.063,40
Arbeitspreis (-)	-367.440,21	-5.912,52	-1.009.820,98	-26.175,49
<b>Summe Erlöse aus prozentuellem Abruf</b>		<b>28.647,44</b>		<b>51.238,89</b>

Die separate Auswertung der Jahre 2012 und 2013 zeigt eine deutliche Steigerung, beinahe Verdoppelung der Erlöse für Tertiärregelenergie. Dieser Kostenanstieg ist vor allem durch die Verdreifachung des Durchschnittspreises für negative Tertiärregelenergie pro Kalenderwoche zu erklären, die zusätzlich mit einer Steigerung der Abrufwahrscheinlichkeit von

1,6% auf 2,6% einhergeht. Somit erweist sich die negative Tertiärregelenergie als wichtiger Faktor zur massiven Steigerung der Gesamterlöse im Vergleich zum Jahr 2012.

### 6.3.4 Beeinflussende Faktoren der Deltaregelzone

Die Summe der momentanen Abweichungen der elektrischen Energie in den Bilanzgruppen der Regelzone APG werden mit Hilfe der Komponenten Sekundärregelung, Minutenreserve und Ungewollter Austausch, als Deltaregelzone dargestellt. Die Werte aller Viertelstunden der Deltaregelzone in MW werden zeitgleich auf der Webpage der APG<sup>275</sup> veröffentlicht. Auf Basis dieser Werte erfolgt am Monatsende die Verrechnung der Ausgleichenergie mit den Bilanzgruppen.

Für die Teilnahme am Markt für Regel- und Ausgleichsenergie ist die Deltaregelzone von großer Bedeutung. Aus diesem Grund ist eine Analyse derjenigen Faktoren von besonderem Interesse, welche die Deltaregelzone beeinflussen. Wie bereits in Kapitel 4.4 diskutiert, sind unvorhergesehene Wetterbedingungen und fehlerhafte Windprognosen, sowie falsche Lastprognosen, hauptsächliche Faktoren, die den Abruf von Regelleistung hauptsächlich verursachen.

Die APG veröffentlicht fast zeitgleich aktuelle Werte der Windprognose<sup>276</sup>, sowie die momentanen Ist-Werte der Windenergie<sup>277</sup>. Abbildung 42 zeigt die tatsächliche Windeinspeisung und die Windprognose vom vorhergehenden Tag am Beispiel des 1.1.2013 von 0:00 bis 9:45 Uhr.

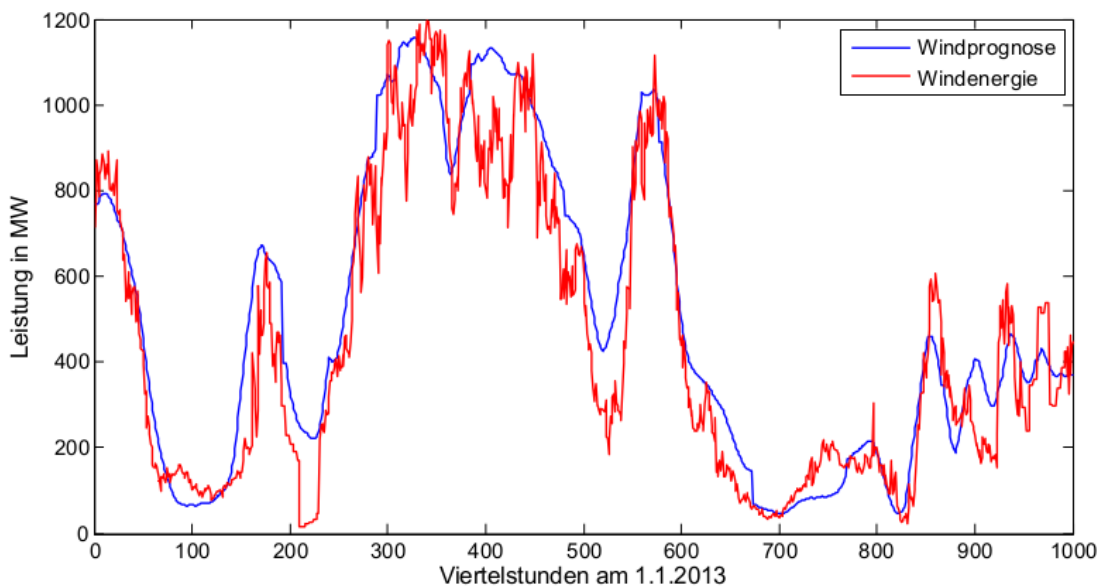


Abbildung 42: Darstellung der Windprognose (einen Tag zuvor) und der tatsächlichen Windeinspeisung

Wie in Abbildung 42 ersichtlich, weisen die beiden Kurvenverläufe eine hohe Übereinstimmung aus. Die quantitative Überprüfung der Übereinstimmung der Datenreihen des Jahres 2013 (1.1.2013 bis 12.12.2013) erfolgt mittels einer Korrelationsanalyse und weist

<sup>275</sup> Siehe <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone>, abgerufen: 16.12.2013

<sup>276</sup> Siehe <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose>, abgerufen: 16.12.2013

<sup>277</sup> Siehe <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie>, abgerufen: 16.12.2013

mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,92 einen sehr hohen Wert auf. Dies bedeutet, dass die Windprognose zumindest einen Tag im Voraus sehr genau mit den tatsächlich gemessenen Werten übereinstimmt. Betrachtet man den Messfehler, also den Fehler zwischen Prognose und Ist-Wert, so sollte der Kurvenverlauf mit den Abrufdaten für Regel- und Ausgleichsenergie, den Delta-Regelzonen Werten, übereinstimmen (siehe Abbildung 43).

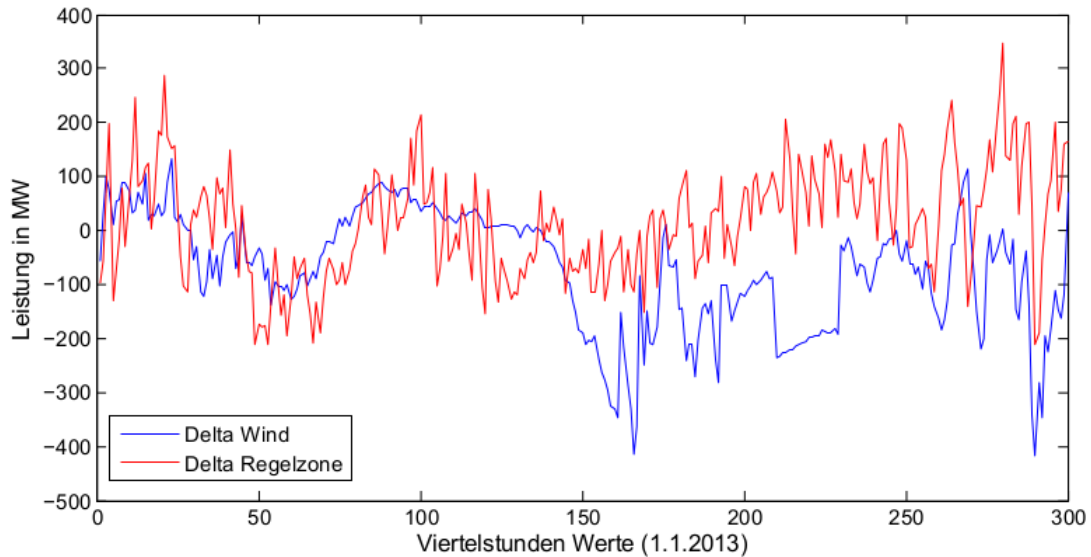


Abbildung 43: Darstellung Windprognosefehler im Vergleich zu den Abrufdaten der Ausgleichsenergie vom 1.1.2013

Die Korrelationsanalyse der beiden Datenverläufe ergibt eine positive Korrelation mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,51. Dieser Wert deutet darauf hin, dass die Ausgleichsenergie stark mit Fehlprognosen der Windenergie in Zusammenhang steht.

Ein weiterer interessanter Aspekt dieser Untersuchung ist die Analyse der Werte für die Delta Regelzone in Bezug auf die Prognostizierbarkeit mit Hilfe von Werten der Windprognose.

Zu diesem Zweck wurde eine Korrelationsanalyse der Datensätze der Delta Regelzone und der Windprognose, sowie der Windenergie, vorgenommen. Die Korrelationsanalyse der Delta Regelzone mit der Windprognose ergab einen Korrelationskoeffizienten von 0,1, die der Delta Regelzone mit der Windenergie 0,3. Trotz einer leichten positiven Korrelation mit den Ist-Werten der Windenergie, kann kein linearer Zusammenhang zwischen den Werten der Delta Regelzone mit den Windprognose-, und -energiwerten hergestellt werden.

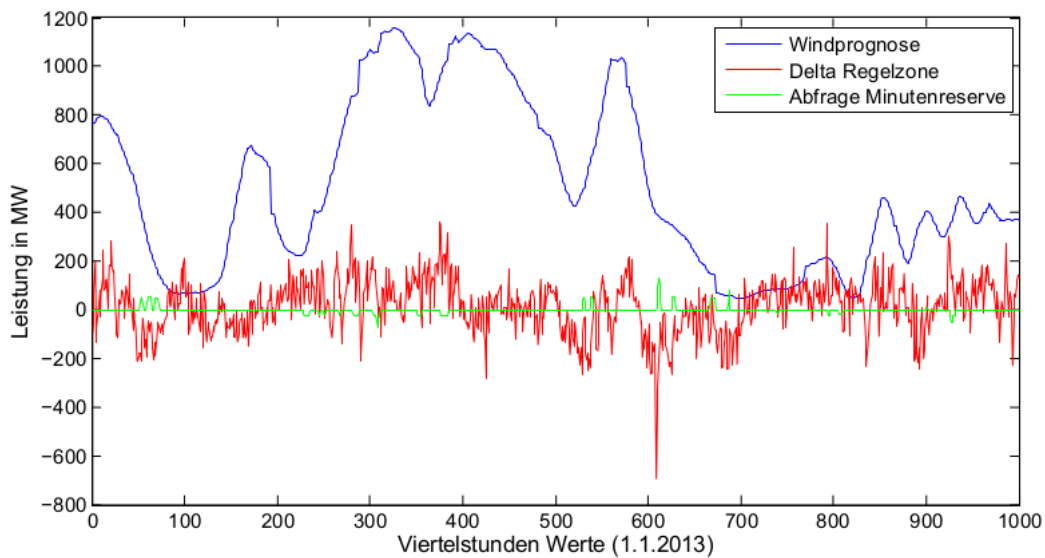


Abbildung 44: Viertelstündliche Daten der Windprognose, der Delta Regelzone, sowie der Minutenreserve am Beispiel des 1.1.2013

Auch die Verschiebung der Daten der Delta Regelzone und der Windprognose zueinander bis zu maximal plus/minus fünf Tagen um jeweils eine Viertelstunde zeigt keinen linearen Trend der beiden Datensätze. Abbildung 45 zeigt die Daten der Windprognose, der Delta Regelzone, sowie der ersten Ableitung der Delta-Regelzone. Die optische Begutachtung der Kurvenverläufe der Delta Regelzone zeigt, dass diese an manchen Stellen lokale Maxima aufweist, an denen die Steigung der Windprognosekurve besonders hoch ist. Aus diesem Grund wurden die Ableitung und die Windprognose auf lineare Abhängigkeiten hin untersucht.

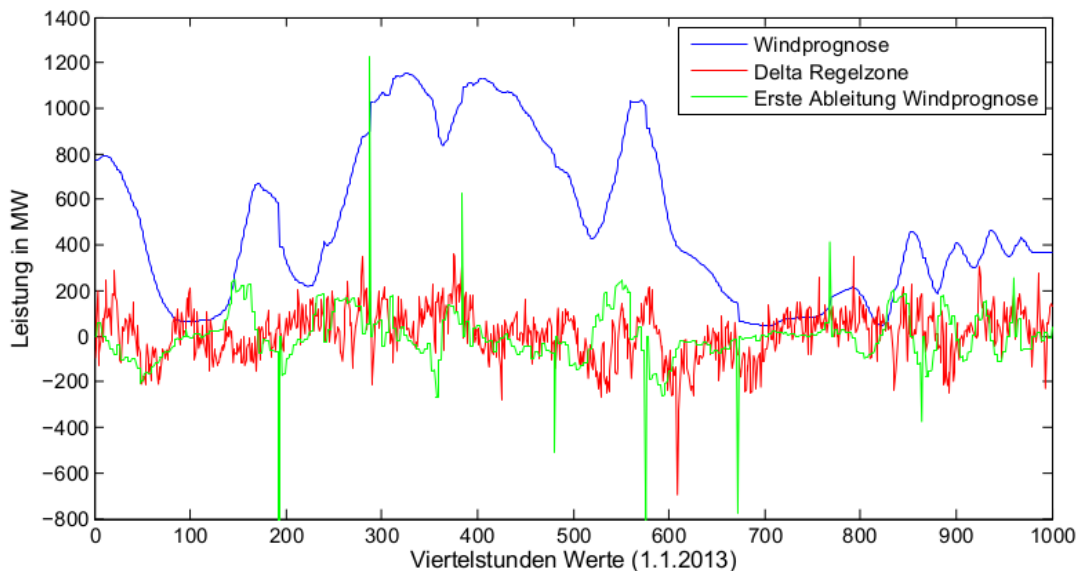


Abbildung 45: Viertelstündliche Daten der Windprognose, der Delta Regelzone, sowie der ersten Ableitung der Windprognose

Die Korrelationsanalyse zeigt auch für diesen Fall keine linearen Abhängigkeiten. Die Korrelationskoeffizienten schwanken bei einer maximalen Verschiebung von fünf Tagen, um jeweils Viertelstundenwerte, zwischen den Werten  $[-0,08 \ 0,09]$ .



### 6.3.5 Schlussfolgerung

Kapitel 6 beschreibt den Einsatz der zur Verfügung stehenden technischen Einheiten, einer Gasturbine und zwei Dual-Fuel Maschinen, am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt. Die Teilnahme an den verschiedenen Auktionen erfolgt über die Ausschreibungsplattform der APG. Um an diversen Auktionen teilnehmen zu können, müssen verschiedenste technische Präqualifikationen erfüllt werden, die gemeinsam mit einem entsprechenden Rahmen-dokument, an die APG geschickt werden. Werden die Voraussetzungen erfüllt, sind diese für drei Jahre befristet gültig und können durch ein vereinfachtes Verfahren verlängert werden.

Die Sekundär- und Tertiärregelung stehen im Fokus dieses Kapitels. Untersucht wurden jeweils die Jahre 2012 und 2013. Die Entwicklung der Arbeitsleistung und der -preise der verschiedensten Produktzeitscheiben zeigten teilweise große Unterschiede in den Jahren 2012 und 2013. Der potentielle Erlös für alle Produktzeitscheiben fiel im Jahr 2012 höher als im Jahr 2013 aus. Ein möglicher Grund dafür, ist die Auswirkungen der Kooperation „Imbalance Netting Cooperation“ mit der slowenischen ELES seit Mitte Mai 2013. Zu diesem Zweck wurden die durchschnittlichen Wochenauktionen seit Beginn der Kooperation im Jahr 2013 mit dem Jahr 2012 verglichen. Diese Analyse zeigte keine negativen Auswirkungen der Kooperation den potentiellen Erlös betreffend, lediglich das Produkt Peak (+) weist einen Rückgang der potentiellen Erlöse von ~35 % auf.

Auf Basis der Abrufpreise, sowie der Abrufmengen, lassen sich die Abrufwahrscheinlichkeiten für die positive und die negative Sekundärregelenergie aus den durchschnittlichen potentiellen Erlösen berechnen. Die Abrufwahrscheinlichkeit für positive Sekundärregelenergie stieg im Jahr 2013 von 13 % auf 16%, für negative Sekundärregelenergie sank diese von 28 % auf 22 %. Unter der Voraussetzung, dass an allen Produktzeitscheiben 5 MW geboten werden, ergibt sich ein potentieller Gesamterlös (Summe aus Leistungsvorhaltung und Arbeitspreis für 2012 und 2013) von € 3.536.615,35.

Mit einem Erlös von ~ 3,5 Millionen € und einer gleichbleibenden Abrufwahrscheinlichkeit, stellt die Teilnahme am Markt für Sekundärregelung ein äußerst großes Gewinnpotential dar.

Die potentiellen Erlöse einer Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt für die Jahre 2012 und 2013 wurden ebenfalls untersucht und miteinander verglichen. In diesem Zusammenhang zeigte vor allem der Verlauf der Leistungspreise im Jahr 2013 ab Kalenderwoche 39 einen starken Anstieg der negativen Leistungsvorhaltungspreise. Deutliche Unterschiede zum Jahr 2012 zeigen sich bei den Erlösen für positive und negative Tertiärregelleistung für Wochenendauktionen. So konnte zum Beispiel für negative Tertiärregelleistung im Jahr 2013 im Vergleich zu 2012 durchwegs doppelt so hohe Erlöse in den sechs Zeitscheiben erzielt werden.

Ein Anstieg in der Abrufwahrscheinlichkeit für negative Tertiärregelenergie von 1,6 % auf 2,6 % vom Jahr 2012 auf 2013 sorgte für eine Verdreifachung des Durchschnittspreises für negative Tertiärregelenergie. Zusammen mit einer Steigerung der Abrufwahrscheinlichkeit für positive Tertiärregelenergie von 0,37 % auf 0,61 % könnte für die Jahre 2012 und 2013 ein Erlös für Tertiärregelenergie von € 77.194,21 erwirtschaftet werden. Dies ergibt, unter der Voraussetzung, dass an allen Produktzeitscheiben 5 MW geboten werden, einen potentiellen Gesamterlös (Summe aus Leistungsvorhaltung und Arbeitspreis) von € 577.488,73.

Eine mögliche Prognostizierbarkeit für die Leistungsabweichungen in der Regelzone APG, die Delta Regelzone, wurde mit Hilfe einer Korrelationsanalyse aus den Daten der Windprognose und der Delta Regelzone untersucht. Diese Analyse zeigte, dass kein linearer Zu-

sammenhang und somit kein Trend aus den Windprognose-Daten auf die Ausgleichsenergie-daten abgeleitet werden kann.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Jahr 2001 leitete die Liberalisierung des europäischen Strommarktes einen fundamentalen und nachhaltigen Umwandlungsprozess der Energiewirtschaft ein. Die mit den europäischen Binnenmarktrichtlinien einhergehenden Änderungen des Elektrizitätswirtschafts- und -ordnungsgesetzes, führten zu einer Umstrukturierung des Stromversorgungssystems. Stromkunden ist es seit der Liberalisierung möglich, ihre Lieferanten frei zu wählen. Die Energie-Control übernimmt die Überwachung des Strommarktes und die Beobachtung des natürlichen Monopols sorgt für faire Wettbewerbsbedingungen.

Die Förderung der erneuerbaren Energien sorgen für einen Paradigmenwechsel - der Stromverbrauch richtet sich zunehmend nach der Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger, wie große Photovoltaikanlagen im Süden Deutschlands oder riesige Windparks im Norden Europas, die erhebliche Mengen Strom in die Stromnetze einspeisen und damit die Börsenpreise tageszeitabhängig drücken.

Das typische Tagespreisprofil, das sich durch Preisspitzen einhergehend mit Lastspitzen in der Mittagszeit auszeichnete, existiert in dieser Form nicht mehr, da diese durch erneuerbare Energieträger kompensiert werden. Eine Prognose der Spotmarktpreise wird beeinflusst und erschwert durch unterschiedliche Wettersituationen, Ressourcenknappheit, Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit, sowie Einspeisungen von erneuerbaren Energieträgern. So sind die Day-Ahead Preise bei hohem Wind- oder Sonnenangebot geringer als bei schlechter Wettersituation. Durch diese kurzfristige Einspeisung von erneuerbarer Energie, kann es sogar zu negativen Preisen in einzelnen Stunden kommen.

Waren vor der Liberalisierung des Strommarktes Vollstromversorgungsverträge unter den Industriebetrieben weit verbreitet, ermöglicht die Strombörse, vor allem die EEX, verschiedensten Händlern die Teilnahme am Strommarkt. Unterschiedliche Produkte können je nach Bedarf physisch am Day-Ahead Markt oder auf finanzieller Basis am Terminmarkt über Futures gehandelt werden.

Geht man von der gegenwärtigen Marktsituation aus, werden die Großhandelspreise laut E-Control auch heuer weiter sinken<sup>278</sup>. Für die jeweilige Situation am Strommarkt muss also eine passende Strategie der Strombeschaffung gefunden werden. Im Zuge dieser Arbeit wurde ein Strombeschaffungskonzept für einen energieintensiven Industriebetrieb entwickelt.

Einerseits wurden verschiedenste Strategien der Strombeschaffung ohne Erdgassubstitution vorgestellt, in der die zusätzliche Strombedarfsdeckung mit Hilfe einer Dampfturbine erfolgt. Für die Umsetzung des Konzeptes wurde das Jahreslastprofil mittels einer Korrelationsanalyse untersucht. Daraus ging hervor, dass keineswegs nur ein einzelnes Standardlastprofil existiert. Die verschiedenen Tagesprofile variieren, sowohl in ihrem Verlauf, als auch in der Höhe des mittleren Stromverbrauchs täglich. Der Vorteil der Einteilung in verschiedene Standardlastprofile ist die Anpassung unterschiedlicher Beschaffungsstrategien auf jedes individuelle Lastprofil. Die verschiedenen Möglichkeiten für die Strombeschaffung reichen von einer konservativen Strombeschaffung, bis hin zur eigenen Strategie für jeden Lastprofiltyp. Auch strategische Sicherungsgeschäfte, wie sie am Terminmarkt der EEX gehandelt werden, wurden im Konzept behandelt, wobei Futures im Vormonat gekauft und täglich zu Spotmarktpreisen glattgestellt werden.

---

<sup>278</sup> Vgl. Presseinformation E-Control, 12.03.2014

Andererseits wird der Einsatz der zur Verfügung stehenden technischen Einheiten, eine Gasturbine und zwei Dual-Fuel Maschinen, am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt analysiert.

Die Teilnahme an den Auktionen des Ausgleichsenergiemarktes erfordert die Erfüllung verschiedenster technischer Voraussetzungen und erfolgt über die Ausschreibungsplattform der APG. Bei der Entwicklung des Konzeptes liegt der Fokus auf der Analyse der Sekundär- und Tertiärregelung. Untersucht wurden jeweils die Jahre 2012 und 2013. Die Entwicklung der Arbeitsleistung und der Arbeitspreise der verschiedensten Produktzeitscheiben zeigten teilweise große Unterschiede in beiden Jahren. Der potentielle Erlös für alle Produktzeitscheiben fiel im Jahr 2012 höher als im Jahr 2013 aus. Um die Auswirkungen der „Imbalance Netting Cooperation“ seit Mitte Mai 2013 zu untersuchen, wurden die durchschnittlichen Wochenauktionen seit Beginn der Kooperation im Jahr 2013 mit dem Jahr 2012 verglichen. Diese Analyse zeigte keine negativen Auswirkungen der Kooperation den potentiellen Erlös betreffend. Im Jahr 2013 stieg die Abrufwahrscheinlichkeit für positive Sekundärregelenergie und sank für negative Sekundärregelenergie. Unter der Voraussetzung, dass an allen Produktzeitscheiben 5 MW geboten werden, ergibt sich ein potentieller Gesamterlös (Summe aus Leistungsvorhaltung und Arbeitspreis für 2012 und 2013) von ca. € 3.530.000. Die Teilnahme am Markt für Sekundärregelung generiert daher großes Gewinnpotential.

Die potentiellen Erlöse einer Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt für die Jahre 2012 und 2013 wurden ebenfalls untersucht und miteinander verglichen. Der Verlauf der Leistungspreise im Jahr 2013 zeigte einen starken Anstieg der negativen Leistungsvorhaltungspreise. Für die negative Tertiärregelleistung im Jahr 2013 im Vergleich zu 2012, konnten durchwegs doppelt so hohe Erlöse in den sechs Zeitscheiben erzielt werden. Ein Anstieg in der Abrufwahrscheinlichkeit für negative und positive Tertiärregelenergie vom Jahr 2012 auf 2013 sorgte für einen potentiellen Erlös für Tertiärregelenergie von ca. € 77.000. Dies ergibt, unter der Voraussetzung, dass an allen Produktzeitscheiben 5 MW geboten werden, einen potentiellen Gesamterlös (Summe aus Leistungsvorhaltung und Arbeitspreis) von ca. € 577.000.

Eine mögliche Prognostizierbarkeit für die Leistungsabweichungen in der Regelzone APG, die Delta Regelzone, wurde mit Hilfe einer Korrelationsanalyse aus den Daten der Windprognose und der Delta Regelzone untersucht. Diese Analyse zeigte, dass kein linearer Zusammenhang und somit kein Trend aus den Windprognose-Daten auf die Ausgleichsenergieabgeleitet werden kann.

Die Volatilität des Strommarktes nimmt starken Einfluss auf die Versorgungssicherheit und auf die in dieses System zu integrierenden erneuerbaren Energien. In den letzten Jahren kam es aufgrund des stark wachsenden Anteils an erneuerbaren Energieträgern immer wieder zu großen Preisschwankungen an den Strombörsen. Diese Schwankungen manifestierten sich einerseits in der Verschiebung der zeitlichen Entwicklung der Preise und andererseits in der Entstehung von Preisminima an Nachmittagsstunden.

Zu einer Steigerung der Unsicherheit am Strommarkt führte in den letzten Jahren die Förderung der erneuerbaren Energie und die fallenden CO<sub>2</sub> Preise. Letztere sorgten für eine gesteigerte Rentabilität der Braunkohlekraftwerke gegenüber den flexibleren und für den Ausgleichsenergiemarkt dringend notwendigen Gaskraftwerken. Für die Zukunft raten Experten zu einer Integration der erneuerbaren Energien in den Markt und auch dazu, Preissignale für die Stromgroßhandelsmärkte zuzulassen, die letztendlich zu einer Steigerung der Rentabilität und dem Bau von KWK-Anlagen und Gaskraftwerken führen. In den letzten Jahren war auch ein Trend hin zur dezentralen Stromerzeugung zu beobachten.

Flexiblere und effizientere Energieverbraucher spielen dabei eine wichtige Rolle, erfordern aber die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle.<sup>279</sup>

Experten rechnen für die nächsten Jahre mit keinem Anstieg der Strompreise, was jedoch langfristig zu einem Rückgang an der Bereitschaft für Investitionen im Kraftwerksbau und zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen könnte.

---

<sup>279</sup> Österreichs Energie, Fachmagazin der österreichischen E-Wirtschaft (2014), S.6-11

## Literaturverzeichnis

*Aebringhaus, S.* (2005): Netzzugangsregelungen und ihre behördliche Durchsetzung. In: Schriften zum Informations-, Telekommunikations- und Medienrecht. Hrsg.: Hoeren, T., Holznagel, B., LIT Verlag Münster.

*APG* (2011): Präqualifikationsunterlagen für die Ausschreibung „Erbringung von Primärregelleistung für die Regelzone APG“, Hrsg.: APG, Wien.

*APG* (2011): Technische Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Sekundärregelreserve, Hrsg.: APG, Wien.

*APG* (2011): Technische Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Tertiärregelreserve, Hrsg.: APG, Wien.

*APG Präsentation von Teodem, C.* (2013): Bedingungen und Schnittstellen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt. In: Marktforum Regelenergie, Wien am 26.09.2013.

*APG Pressemitteilung* (11.07. 2013): Austrian Power Grid AG (APG) öffnet den Markt für Regelenergie erstmals für internationale Partner.

*Bartelj, M., Paravan, D., Gubina, A., Golob, R.* (2010): Valuating risk from sales contract offer maturity in electricity market. In: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Vol 32, S. 247ff.

*BGBI. I* Nr. 143/1998

*BGBI. I* Nr. 121/2000 (Art 8 Energieliberalisierungsgesetz)

*BGBI. I* Nr. 106/2006

*BGBI. I* Nr. 110/2010

*BGBI. I* Nr. 174/2013

*BGBI. I* Nr. 163/2004

*BGBI. I* Nr. 478/2013

*Bochert, J. und Marambio, C.* (2011): Von der Vollversorgung zur strukturierten Beschaffung, aus Praxishandbuch Energiebeschaffung. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Boltz, W. und Urbantschitsch, W.* (2003): Organisation der Regulatoren für den Strom- und Gasmarkt. In: Ausschussvorlage des Ausschusses 7 im Österreich Konvent (2003).

*Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2010):* Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft. 1, Berlin: edition sigma. ISBN 978-3836087124.

*Dieckelmann, N., Roggenban, M. (2011):* Beschaffungsportfolio- und Risikomanagement. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Dudenhausen R., Ellwanger, N., Grude, D., Schwerm, V. (2012):* Funktion und wesentliche Elemente einer Börse. Praxishandbuch Energiebeschaffung. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*E-Control - Sonstige Marktregeln Strom (2013):* Kaitel 1-10. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2001):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2002):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2003):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2004):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2005):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2006):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2009):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2010):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W., Graf, M. (2011):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control- Boltz, W., Graf, M. (2012):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control- Boltz, W., Graf, M. (2013):* Jahresbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control- Boltz, W. (2003):* Liberalisierungsbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control Presseinformation (12.03.2014):* E-Control: Energiemarkt ist in Bewegung gekommen. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control Publikation - Boltz, W. (2009):* Der österreichische Strommarkt. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control Publikation - Boltz, W.* (2011): Der österreichische Strommarkt. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control Publikation - Boltz, W., Graf, M.* (2011): Bericht über 10 Jahre Energiemarktliberalisierung. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control Publikation - Boltz, W., Graf, M.* (2013): Der österreichische Strommarkt. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria Wien.

*E-Control Working Paper- Haberfellner, M., Hujber, A., Koch, P.* (2002): Strommarktliberalisierung in Österreich. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control Working Paper- Hujber, A.* (2004): Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt, Eine Analyse zum Jahresbeginn 2004. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2004): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2006): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2007): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2008): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2009): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control-Boltz, W.* (2010): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control GmbH, Wien.

*E-Control- Boltz, W., Graf, M.* (2012): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*E-Control- Boltz, W., Graf, M.* (2013): Marktbericht. Hrsg: Elektrizitäts-Control Austria, Wien.

*Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie* 96/92/EG

*Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie* 2003/54/EG

*Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie* 2009/72/EG

*Energie-Regulierungsbehördengesetz* §§3-4 E-RBG

*Energie-Regulierungsbehördengesetz* §§ 7-14a E-RBG

*Energie-Regulierungsbehördengesetz* § 16 E-RBG

*Europäische Verordnung, EU-VO* (2003): Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. 6. 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel VO 1228/2003.



*Europäische Verordnung, EU-VO (2011): 1227/2011 (REMIT-VO).*

*Friedl, W., Süßenbacher, W., Ennser, B. (2012):* Marktbasierte Beschaffung von Regelenergie. Graz: 12. Symposium Energieinnovation am 15.-17.2.2012.

*Fudalla, M., Habnenstein, L., Häder, M. (2000):* Hedging mit Strom-Termingeschäften. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 50, 8, 564ff.

*Graf, M. (2013):* Regelenergiemarkt in Österreich – Status Quo. Wien: 1. Marktforum Regelenergie am 26.09.2013.

*Holler, J., Habersfellner, M. (2006):* Divergenz oder Konvergenz europäischer Großhandelsmärkte? Preisentwicklung am Spotmarkt, E-Control working paper. Divergenz oder Konvergenz europäischer Großhandelsmärkte? Preisentwicklung am Spotmarkt.

*Konstantin, P. (2013):* Praxishandbuch Energiebeschaffung. 3, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. ISBN 978-3-642-37264-3.

*Konstantin, P. (2009):* Praxishandbuch Energiebeschaffung. 2, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. ISBN 978-3-540-78591-0.

*Krzikalla, N., Michels, A., Ritzau, M. (2012):* Erzeugungsanlagen – Optimierter Einsatz von Kraftwerken. Praxishandbuch Energiebeschaffung. In: *Praxishandbuch Energiebeschaffung*. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Neubarth, J. (2013):* Bewertung der Erlössituation von Wasserkraftprojekten am Beispiel der Neubauvorhaben Innervillgraten und Obere Isel. Wien: 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

*Nießen, S. (2005):* Funktion und Nutzen des Spotmarkts. In: *Praxishandbuch Energiebeschaffung*. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Nießen, S. (2005):* Funktion und Nutzen des Terminmarkts. In: *Praxishandbuch Energiebeschaffung*. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Österreichs Energie (2014):* Fachmagazin der österreichischen E-Wirtschaft – Jänner 2014. Hrsg: Österreichs E-Wirtschaft, Wien.

*Richtlinie (1996):* 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember

*Richtlinie (2003):* 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl 2003 L 176/37

*Richtlinie* (2009): 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl 2009 L 211/55

*Schnorrenberg, B.* (2006): Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag. ISBN 3-8350-0277-5

*Schrader, K.* (2008): Optionalität von KWK-Anlagen. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*Schwarz F.* (2010): (De-) Regulierung von Netzwerkindustrien in der Europäischen Union. Ein Vergleich der europäischen Strom- und Finanzmärkte. Diplomarbeit, Goethe-Universität Frankfurt am Main.

*Schweickardt, H. und Moser, A.* (2007): European Energy Exchange. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

*SNE-VO 2012 – Novelle 2014, BGBl. II Nr.:* Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014, SNE-VO 2012 idF Novelle 2014

*Stigler, H.* (2002): Was unterscheidet die neue von der früheren Elektrizitätswirtschaft? In: e&i elektrotechnik und informationstechnik, Heft 3, März 2002

*UCTE* (2009): *Operation Handbook (OH)*

*von Miller, O.* (1930): Gutachten über die Reichselektrizitätsverordnung, Berlin (1930)

*von Roon, S.* (2013): Kosten durch Fehlprognosen. Energiewetterkonferenz, Berlin: 17.09.2013

*WKO – Kalab, O.* (2011): Der Energiemarkt 2011. Linz am 11.08.2011

*Zander, W.* (2001): Produkte im liberalisierten Strommarkt. In: Praxishandbuch Energiebeschaffung. Hrsg.: Zander, W., Riedel, M., Berlin Wien Zürich: Beuth Verlag GmbH.

## Internetquellen

- APG* <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung>, abgerufen am 12.12.2013
- <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do>, abgerufen am 14.12.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>., abgerufen am 12.12.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone>, abgerufen: 16.12.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose>, abgerufen: 16.12.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie>, abgerufen: 16.12.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone>, abgerufen am 08.10.2013
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>, abgerufen am 04.04.2014
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>, abgerufen am 04.04.2014
- <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>, abgerufen am 04.04.2014
- E-Control* <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/sonstige-marktregeln>, abgerufen am 04.04.2014
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netznutzungsentgelt>, abgerufen am 10.10.2013.
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/entgelt-fuer-messleistungen>, abgerufen am 10.10.2013.
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netzbereitstellungsentgelt>., abgerufen am 10.10.2013
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/systemdienstleistungsentgelt>., abgerufen am 10.12.2013
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netzzutrittsentgelt>, abgerufen am 10.12.2013
- <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/steuern>, abgerufen am 10.12.2013
- EEX* <http://www.eex.com/en/Market%20Data>, abgerufen am 15.10.2013

<http://www.eex.com/de/Downloads>, EEX, abgerufen am 15.10.2013

*Statista* <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina-seit-2002> abgerufen am 14.10.2013

*Unece* [http://www.unece.org/trade/untdid/d08a/trmd/mscons\\_c.htm](http://www.unece.org/trade/untdid/d08a/trmd/mscons_c.htm) abgerufen am 14.10.2013.

*World Wide Web Consortium* <http://www.w3.org/XML>, abgerufen am 14.10.2013

