

---

# **Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiamärkten**

Diplomarbeit

von

**Andreas Fussi**

Betreuer

**Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi**

**Dipl.-Ing. Andreas Schüppel**

Begutachter

**Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler**

eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation  
der Technischen Universität Graz

---

Graz, Februar 2011

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am .....

.....  
(Unterschrift)

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die zur Erstellung der vorliegenden Diplomarbeit beigetragen haben. Im Speziellen möchte ich mich bei Herrn Univ. Prof. Dipl.-Ing. Mag. Dr. techn. Heinrich Stigler bedanken, der mir die Möglichkeit gab, meine Arbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu verfassen.

Besonders möchte ich mich bei meinen Betreuern Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi und Dipl.-Ing Andreas Schüppel bedanken, die durch ihre fachliche Kompetenz und Hilfestellung maßgeblich am Entstehen der vorliegenden Arbeit beigetragen haben.

Weiters möchte ich mich bei allen Mitarbeitern am Institut für die zahlreichen Unterstützungen bedanken.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Familie. Insbesondere möchte ich mich bei meinen Eltern herzlichst bedanken, die mir nicht nur die Ausbildung ermöglicht haben, sondern auch wesentlich zu meinem Lebensweg beigetragen und mich in schwierigen Zeiten unterstützt und den notwendigen Rückhalt gegeben haben.

Abschließend möchte ich mich noch bei meinen Freunden und Studienkollegen bedanken, die mich während meiner Studienlaufbahn begleitet haben und mit denen ich zahlreiche freudige Erlebnisse erfahren durfte.

## Kurzfassung

Im zentraleuropäischen Verbundsystem arbeiten alle angeschlossenen Kraftwerksgeneratoren mit einer Netzfrequenz von 50 Hz. Für diese Gegebenheit muss zu jedem Zeitpunkt die eingespeiste Leistung der Summe aus Verbrauch und Verlusten entsprechen. Kann diese Bedingung nicht eingehalten werden, kommt es zu einer Abweichung der Netzfrequenz und einer damit verbundenen Gefährdung der Netzstabilität. Da elektrische Energie im großen Ausmaß nicht wirtschaftlich gespeichert werden kann, benötigt man Reservekraftwerke, welche in der Lage sind, aufgetretene Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch schnellstmöglich auszugleichen. Entsprechend der zeitlichen Reihenfolge ihres Einsatzes unterscheidet man zwischen primär-, sekundär- und tertiärregelfähigen Kraftwerken. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden zunächst die technischen Grundlagen entsprechend den Vorgaben des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet. Da innerhalb des Verbundsystems die Organisation bzw. Bereitstellung der jeweiligen Regelreserven unterschiedlich erfolgt, werden in weiterer Folge für die Länder Österreich, Deutschland, Schweiz, Frankreich und Ungarn die nationalen Systeme erläutert. Es kann festgestellt werden, dass in den meisten Ländern die Organisation der Regelreserven in monatlichen, wöchentlichen oder auch täglichen marktbasierenden Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden. An den Ausschreibungen können präqualifizierte Anbieter teilnehmen, indem sie je Regelenergieart Angebote mit einem dazugehörigen Leistungs- und Arbeitspreis abgeben. Ausgenommen davon ist die Primärregelung, bei der keine Arbeitspreise angegeben werden, da davon ausgegangen wird, dass sich die abgerufenen Energiemengen im Mittel über alle Regelzonen ausgleichen. Es kann jedoch auch festgestellt werden, dass nicht in allen betrachteten Ländern Ausschreibungen je Regelreserve vorgenommen werden. Beispielsweise organisiert der französische Übertragungsnetzbetreiber (RTE) seinen Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung über bilaterale Kontrakte. Basierend auf den von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Daten werden im Anschluss dazu die Kosten für Regelleistungsvorhaltung und -abruf in den einzelnen Ländern bzw. Regelzonen abgeschätzt und graphisch gegenübergestellt. Dabei sind deutliche Preisdifferenzen feststellbar, wodurch es möglicherweise sinnvoll wäre, zukünftig eine regelzonenüberschreitende Bereitstellung im Bereich der Sekundär- und Tertiärregelung zu ermöglichen. Da jedoch eine regelzonenüberschreitende Bereitstellung entsprechende Übertragungskapazitäten auf zum Teil engpassbehafteten Leitungen benötigt, werden im abschließenden Kapitel Ansätze zur Lösung dieser Problematik betrachtet. Eine Vereinheitlichung der bestehenden Marktstrukturen wird dabei als unumgänglich angesehen, damit in den verschiedenen Regelzonen dieselben Voraussetzungen gegeben sind. Ein regelzonenüberschreitender Handel mit Regelenergie könnte im Sinne der ursprünglichen Idee des europäischen „Verbundnetzes“ einen Wohlfahrtsgewinn in Mitteleuropa mit sich bringen, jedoch dürfen technische Restriktionen nicht außer Acht gelassen werden.

## Abstract

To ensure a supply frequency of 50 Hz in the Continental-European power grid it is a necessity that the sum of power produced and consumed is equal at all times. If this condition is not satisfied, the supply frequency changes and the stability of the power grid is vulnerable. Currently there is no way to store electrical power efficiently, thus reserve power plants are required, which are able to effectively compensate any imbalance between production and consumption. These standby units are categorized by their response time into primary, secondary and tertiary adjustable power plants. In the first part the thesis discusses the technical basics and the specifications of European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Further more detailed analyses concerning the organization respectively the allocation of control-reserves in Austria, Germany, Switzerland, France and Hungary are performed. It can be observed that most Transmission System Operators organize their market-based tendering procedure of the control reserves monthly, weekly or daily. Every pre-qualified provider can join the tendering procedure by making an offer for a certain subdivision of control power with the dedicated availability fee and energy price. As an exception, there is no energy price for the primary control because it is assumed that in the average the energy will be balanced across the whole control area. In some countries the organization and allocation of control reserves differ from the procedure described above. As an example, the French Transmission System Operator (RTE) organizes the required capacities for primary and secondary control power with bilateral contracts. Based on the data provided from the Transmission System Operators the availability fees and energy prices for control services were analyzed and compared graphically. Significant price differences can be observed between the investigated control areas, leading to the conclusion that cross border trading for secondary or tertiary energy may generate welfare gains. Finally, possible solutions concerning the problem of allocation of interconnector capacities for cross border trading are discussed. To ensure the same conditions for different control areas, a harmonization of current market structures is considered to be essential. If technical restrictions can be handled efficiently, cross border trading of system services could be a contribution to an increasing economic welfare of the Continental-European power system.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
1.1	HISTORISCHE ENTWICKLUNG DES KONTINENTALEUROPÄISCHEN VERBUNDNETZES .....	1
1.2	REGELENERGIEARTEN .....	3
1.3	FUNKTIONSWEISE DER DREI REGELENERGIEARTEN .....	4
1.4	URSACHEN FÜR LEISTUNGSUNGLEICHGEWICHTE .....	6
1.4.1	<i>Abweichungen von Verbraucherlasten</i> .....	6
1.4.2	<i>Kraftwerksausfälle</i> .....	7
1.4.3	<i>Abweichungen dargebotsabhängiger Erzeugung</i> .....	7
1.4.4	<i>Fahrplansprünge</i> .....	8
1.5	ABGRENZUNG ZWISCHEN AUSGLEICHSENERGIE UND REGELENERGIE .....	8
<b>2</b>	<b>TECHNISCHE GRUNDLAGEN .....</b>	<b>10</b>
2.1	TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER PRIMÄRREGELUNG .....	11
2.1.1	<i>Selbstregelungseffekt der Lasten</i> .....	11
2.1.2	<i>Leistungszahl und Statik</i> .....	12
2.1.3	<i>Vorzuhaltende Primärregelreserve je Regelzone</i> .....	14
2.2	TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER SEKUNDÄRREGELUNG .....	15
2.2.1	<i>Funktionsweise der Sekundärregelung anhand eines einfachen Beispiels</i> .....	16
2.2.2	<i>Hierarchie der Sekundärregelung</i> .....	18
2.2.3	<i>Höhe der vorzuhaltende Sekundärregelreserve</i> .....	19
2.3	TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER TERTIÄRREGELUNG .....	21
2.4	VERHALTEN BEIM AUFTRETEN VON GROBSTÖRUNGEN .....	21
2.5	PRÄQUALIFIKATIONSVERFAHREN .....	22
2.6	TURBINENREGELUNG UNTERSCHIEDLICHER KRAFTWERKSTYPEN .....	22
2.6.1	<i>Festdruckbetrieb</i> .....	22
2.6.2	<i>Gleitdruckbetrieb</i> .....	23
2.6.3	<i>Modifizierter Gleitdruckbetrieb</i> .....	23
2.6.4	<i>Gegenüberstellung von Fest-, Gleit- und modifiziertem Gleitdruckbetrieb</i> .....	23
2.7	LASTFOLGEBETRIEB UNTERSCHIEDLICHER KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN .....	24
<b>3</b>	<b>DER REGELENERGIEMARKT IN DEUTSCHLAND .....</b>	<b>26</b>
3.1	BESCHAFFUNG DER PRIMÄRREGELLEISTUNG .....	27
3.1.1	<i>Höhe der vorgehaltenen Primärregelleistung in Deutschland</i> .....	28
3.2	BESCHAFFUNG DER SEKUNDÄRREGELLEISTUNG .....	31
3.2.1	<i>Negative Arbeitspreise für negative Regelreserven</i> .....	34
3.2.2	<i>Höhe der vorgehaltenen Sekundärregelleistung in Deutschland</i> .....	34
3.3	BESCHAFFUNG DER TERTIÄRREGELUNG .....	35
3.3.1	<i>Höhe der vorgehaltenen Tertiärregelleistung in Deutschland</i> .....	36
3.4	ABRUFHÄUFIGKEITEN DER VORGEHALTENEN REGELLEISTUNG .....	37
3.4.1	<i>Netzregelverbund der deutschen Übertragungsnetzbetreiber</i> .....	37
3.4.2	<i>Abgerufene Sekundärregelleistung</i> .....	39
3.4.3	<i>Abgerufene Tertiärregelung</i> .....	42

3.5	KOSTEN DER EINGESETZTEN REGELENERGIE IN DEUTSCHLAND.....	44
3.5.1	<i>Berechnung des Ausgleichsenergiepreises</i> .....	45
3.5.2	<i>Zeitliche Entwicklung der Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundär- und Tertiärregelung</i> .....	49
3.5.3	<i>Kosten der vorgehaltenen Regelleistung und eingesetzten Regelenergie</i> .....	52
<b>4</b>	<b>DER REGELENERGIEMARKT IN ÖSTERREICH.....</b>	<b>55</b>
4.1	REGELZONE APG .....	55
4.1.1	<i>Beschaffung der Primärregelleistung</i> .....	55
4.1.2	<i>Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren</i> .....	57
4.1.3	<i>Beschaffung der Sekundärregelleistung</i> .....	57
4.1.4	<i>Beschaffung der Tertiärregelleistung</i> .....	58
4.1.5	<i>Marketmaker</i> .....	59
4.1.6	<i>Regelenergiekosten der Regelzone APG</i> .....	60
4.2	REGELZONE TIWAG UND VKW .....	64
<b>5</b>	<b>DER REGELENERGIEMARKT IN DER SCHWEIZ.....</b>	<b>65</b>
5.1	ORGANISATION DER JEWEILIGEN REGELRESERVEN.....	65
5.2	VERÄNDERUNGEN IM SCHWEIZER REGELENERGIEMARKT .....	68
5.3	ZUTEILUNG DER KOSTEN .....	69
5.4	ABRECHNUNG DES AUSGLEICHSENERGIEPREISES.....	70
<b>6</b>	<b>DER REGELENERGIEMARKT IN FRANKREICH .....</b>	<b>72</b>
6.1	ORGANISATION DER JEWEILIGEN REGELRESERVEN.....	72
6.2	AUSGLEICHSENERGIEMARKT IN FRANKREICH FÜR DIE BESCHAFFUNG DER TERTIÄRREGELUNG .....	73
6.2.1	<i>Abgabe von Angeboten</i> .....	74
6.2.2	<i>Durchführung der Angebotslegung</i> .....	75
6.2.3	<i>Auswertung der abgerufenen Leistungen</i> .....	76
6.2.4	<i>Abrechnung des Ausgleichsenergiepreises</i> .....	76
<b>7</b>	<b>DER REGELENERGIEMARKT IN UNGARN.....</b>	<b>78</b>
7.1	ORGANISATION DER RESERVELEISTUNGEN .....	78
7.2	PREISE DER REGELRESERVEN IN UNGARN .....	79
7.3	KOSTEN DER REGELENERGIE IN UNGARN .....	80
<b>8</b>	<b>GEGENÜBERSTELLUNG DER UNTERSUCHTEN REGELENERGIEMÄRTE.....</b>	<b>82</b>
<b>9</b>	<b>GRENZÜBERSCHREITENDER HANDEL MIT REGELDIENTSTLEISTUNGEN .....</b>	<b>86</b>
9.1	BERECHNUNGSMODELL DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN GEMÄß ETSO .....	87
9.2	VORAUSSETZUNGEN FÜR EINEN GRENZÜBERSCHREITENDEN REGELENERGIEMARKT .....	89
9.2.1	<i>ÜNB-Anbieter-Modell (TSO-BSP-Modell)</i> .....	90
9.2.2	<i>ÜNB-ÜNB-Modell (TSO-TSO-Modell)</i> .....	90
9.2.3	<i>Grenzüberschreitende SDL-Bereitstellung im skandinavischen Strommarkt</i> .....	92
9.3	VOLKSWIRTSCHAFTLICHER NUTZEN EINER GRENZÜBERSCHREITENDEN BEREITSTELLUNG VON REGELDIENTSTLEISTUNGEN.....	93
9.3.1	<i>Problemstellung</i> .....	93
9.3.2	<i>Ergebnisse einer Studie von Frontier Economics</i> .....	97

<b>10</b>	<b>RESÜMEE</b> .....	<b>98</b>
<b>11</b>	<b>VERZEICHNISSE</b> .....	<b>100</b>
11.1	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	100
11.2	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	102
11.3	TABELLENVERZEICHNIS .....	106
11.4	QUELLENVERZEICHNIS.....	107

# 1 Einleitung

In der elektrischen Energieversorgung muss zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in jedem Zeitpunkt die eingespeiste Leistung der Summe aus Verbrauch und Verlusten entsprechen, da es ansonsten zu Abweichungen der Netzfrequenz kommt. Da elektrische Energie im großen Ausmaß nicht wirtschaftlich gespeichert werden kann, benötigt man Reservekraftwerke, welche in der Lage sind, auftretende Leistungsungleichgewichte schnellstmöglich auszugleichen. Vor Beginn der Liberalisierung wurde der Bedarf an Regelreserven üblicherweise durch Vereinbarungen mit geeigneten Kraftwerksbetreibern abgedeckt. Durch den zunehmenden Liberalisierungsprozess werden jedoch zunehmend marktorientierte Verfahren zur Deckung der benötigten Regelreserven angewendet. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die aktuellen Marktsysteme unterschiedlicher Länder zu erarbeiten und die verschiedenen Organisations- und Marktstrukturen aufzuzeigen.

Aufgrund der engen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in Europa benötigt es technische, rechtliche, wirtschaftliche und organisatorische Bestimmungen, damit eine sichere Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden kann. Diese Aufgabe wird vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) wahrgenommen, weshalb zunächst ein kurzer Einblick in die historische Entwicklung des behandelnden Verbundbetriebs vorgenommen wird.

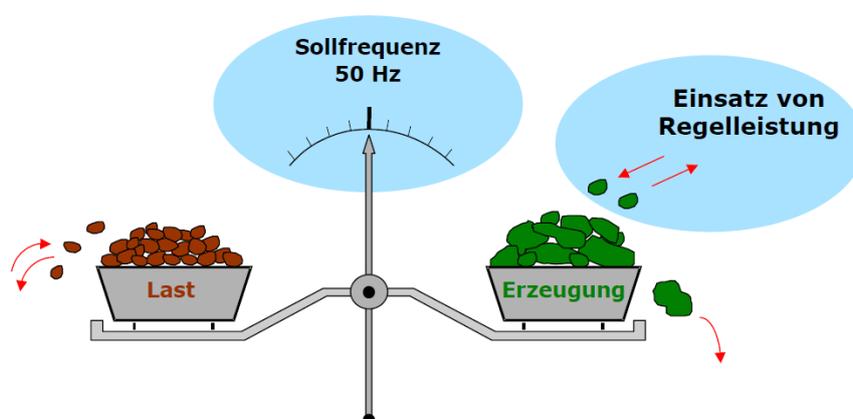
## 1.1 Historische Entwicklung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes

Das heute bekannte europäische Verbundsystem entwickelte sich aus dem Zusammenschluss vieler kleiner regionaler Teilnetze. Diese entstanden zu Beginn der Elektrifizierung in Stadtgebieten und Ballungszentren, in denen meist nur ein Kraftwerk für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung zuständig war. Eines der Hauptprobleme in der elektrischen Energieversorgung ist die Tatsache, dass sich elektrische Energie in großen Mengen nicht wirtschaftlich speichern lässt. Das heißt, dass Kraftwerk musste so eingesetzt werden, dass die Nachfrage der Kunden jederzeit gedeckt werden konnte. Ist es jedoch zum Ausfall des Kraftwerkes gekommen, konnte die Versorgung der Kunden mit elektrischer Energie im betroffenen Gebiet nicht mehr aufrecht erhalten werden. Nicht nur Kraftwerksausfälle stellten für die damalige Zeit ein Problem dar, auch kam es zu Zeiten hoher Nachfrage immer wieder zu Versorgungsengpässen. Für die Erzeugung und Verteilung war meist dasselbe Unternehmen zuständig, woraus der Begriff Energie-Versorgungs-Unternehmen (EVU) entstand. Um jedoch einen bestimmten Grad an Versorgungssicherheit für die am Stromnetz angeschlossenen Kunden zu gewährleisten, war es für ein einzelnes Unternehmen oft unwirtschaftlich, ein eigenes Reservekraftwerk zu errichten, um auf mögliche Ausfälle bzw. auf Versorgungsengpässe reagieren zu können. Ausgehend davon versuchten die Unternehmen sich in der Stromerzeugung zu vernetzen. Dies wurde technisch durch den Zusammenschluss ihrer Teilnetze zu einem Netzverbund realisiert. Durch diesen Zusammenschluss waren die Unternehmen nun in der Lage, auf die vorhin genannten Probleme besser zu reagieren. Als Folge dessen hat sich die Versorgungssicherheit maßgeblich verbessert. Ein weiterer Vorteil, der sich durch die Zusammenarbeit ergeben hat, ist der Umstand, dass für die Errichtung eines in Reserve vorgehaltenen Kraftwerkes nicht ein Unternehmen die Kosten tragen musste, sondern diese gemeinschaftlich getragen worden sind.

Das bedeutet, dass der Grundgedanke unseres heutigen Verbundsystems aus den Interessen der einzelnen Unternehmen entstand, ihre Reservehaltung so gering wie möglich zu halten, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und dennoch ihre Erzeugungskosten gering zu halten. Ein weiterer Vorteil für die Unternehmen war, dass diese ihre Kraftwerkskapazitäten besser ausnutzen konnten, da es in Zeiten geringerer Nachfrage in einem Versorgungsgebiet durchaus der Fall sein konnte, dass ein benachbartes Unternehmen zusätzliche Energie benötigte. Der Energiemangel konnte dann durch das Zusammenwirken der im Verbund arbeitenden Kraftwerke abgedeckt werden.

Im Laufe der Zeit ist es zu einer verstärkten Zunahme dieser Kooperation gekommen, aus welcher letzten Endes das kontinentaleuropäische Verbundsystem durch den Zusammenschluss aller Übertragungsnetzbetreiber in Europa zur Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) hervorging. Die UCTE ist heute im European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) integriert. Nach wie vor wird von der ENTSO-E das Ziel verfolgt, eine sichere elektrische Energieversorgung in Europa zu gewährleisten, aber auch den Austausch von elektrischer Energie durch verschiedene Handelsmechanismen zu ermöglichen.

Durch den Zusammenschluss der Netze arbeiten die angeschlossenen Kraftwerksgeneratoren synchron zusammen. Das bedeutet, dass im gesamten Verbundsystem die Generatoren mit einer einheitlichen Frequenz von 50 Hz arbeiten. Um die Frequenz ständig konstant halten zu können, muss zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen eingespeister und entnommener Leistung herrschen, wodurch ein Zusammenhang zwischen Frequenz und Leistung hergestellt werden kann (Swissgrid, 2011). Ist der Verbrauch größer als die zur Verfügung stehende elektrische Leistung, wirkt sich dieses Leistungsungleichgewicht bremsend auf die rotierenden Massen der Generatoren im synchronen Netz aus. Es kommt zum Absinken der Frequenz von der Sollfrequenz, solange das Ungleichgewicht aufrechterhalten bleibt. Grund dafür ist, dass durch die fehlende Leistung Rotationsenergie aus den sich drehenden Generatoren entnommen wird, welche dabei abgebremst werden. Im umgekehrten Fall, wenn mehr erzeugte Leistung zur Verfügung steht als benötigt wird, wirkt sich dies beschleunigend auf die rotierenden Massen im synchronen Netz aus. Somit kommt es zu einem Anstieg der Frequenz über die Sollfrequenz, bis das Leistungsungleichgewicht behoben wird. Dieser Zusammenhang soll anhand der in Abbildung 1 dargestellten Grafik verdeutlicht werden.



**Abbildung 1: Einfluss eines Leistungsungleichgewichts auf die Sollfrequenz von 50 Hz (Verstege, 2003)**

Zu große Abweichungen von der Sollfrequenz können seitens der Erzeugung zu Beschädigungen bis hin zu Zerstörungen der Generatoren aufgrund von Resonanzschwingungen führen. Hinsichtlich der Verbraucherseite kann es bei zu starken Abweichungen von der Sollfrequenz zu Funktionsbeeinträchtigungen zahlreicher Geräte kommen, welche abhängig von der Frequenz sind. Beispielsweise würden Synchronmotoren in Fertigungsprozessen von ihrer Drehzahl abweichen, was zu Fehlern in der Produktion führen kann. Daher muss ein ständiges Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch eingehalten werden um die Sollfrequenz von 50 Hertz möglichst konstant zu halten.

## 1.2 Regelenergiearten

Für die Aufrechterhaltung der Sollfrequenz von 50 Hz muss ein gewisser Anteil an Regelreserven bereitgestellt werden, damit auf ein Leistungsungleichgewicht rasch reagiert und dieses ausgeglichen werden kann. Weiters muss unterschieden werden, in welche Richtung der Abruf der Reserve erfolgt. Ist die Erzeugung höher als der Verbrauch, wird negative Regelleistung und im umgekehrten Fall, wird positive Regelleistung abgerufen.

Wie eingangs bereits erwähnt wurde, kann elektrische Energie in größeren Mengen nicht wirtschaftlich gespeichert werden. Daher muss die Reservehaltung von geeigneten Kraftwerken bzw. Verbrauchern bereitgestellt werden. Entsprechend der zeitlichen Abrufreihenfolge unterscheidet man zwischen drei verschiedenen Regelreserven. Dazu zählt man:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Tertiärregelleistung (TRL)

In der Literatur wird die Primärregelung oft als Sekundenreserve bzw. die Tertiärregelung als Minutenreserve (MRL) bezeichnet.

### ❖ Systemdienstleistung

Da die Vorhaltung von Regelenergie der Aufrechterhaltung des Netzbetriebes dient, ordnet man diese Frequenzhaltungsmaßnahme den Systemdienstleistungen zu.

*„Systemdienste sind technische Dienstleistungen, welche für Zuverlässigkeit und Qualität eines elektrischen Systems von wesentlicher Bedeutung sind und von den Netzbetreibern, bzw. in deren Auftrag von Netzbenutzern, für die Netzbetreiber erbracht werden.“  
(E-Control, 2008 S. 9).*

Für den ordnungsgemäßen Betrieb eines elektrischen Energiesystems ist nicht nur die Frequenzhaltung wichtig. Zusätzlich gibt es noch Systemdienstleistungen, welche erbracht werden müssen, damit eine entsprechende Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Gemäß den technisch-organisatorischen Regeln (TOR) (E-Control, 2008 S. 9) zählen dazu:

- Spannungshaltung und Blindleistungshaltung
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität
- Versorgungswiederaufnahme
- Betriebsführung inklusive Engpassmanagement
- Erstellung der Austauschprogramme und Verbundabrechnung
- Koordination der Verbundabrechnung

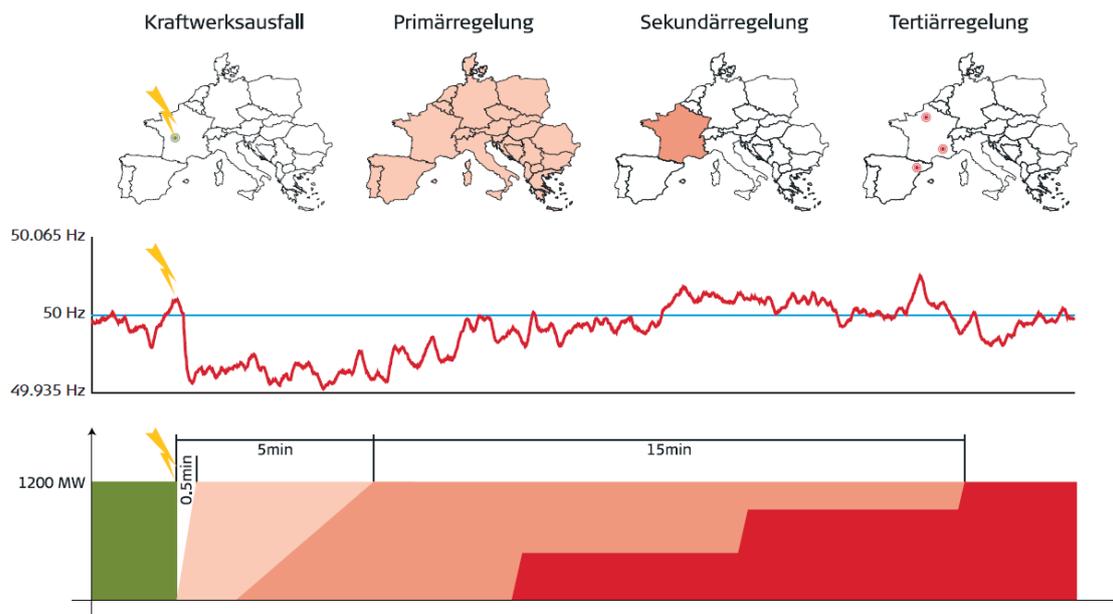
Alle Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Bereitstellung der oben aufgezählten Systemdienstleistungen verantwortlich. ÜNB sind zusätzlich in ihrer Funktion als Regelzonenführer für die Frequenzhaltung innerhalb ihres Zuständigkeitsbereiches verantwortlich. Dabei obliegt ihnen die Aufgabe der Organisation der Regelenergie und die Einhaltung der Austauschprogramme mit anderen Regelzonen (E-Control, 2008 S. 9).

Da in diesem Zusammenhang für das Thema dieser Arbeit nur die Frequenzhaltung von Interesse ist, wird auf die weiteren Systemdienstleistungen nicht näher eingegangen.

### 1.3 Funktionsweise der drei Regelenergiearten

Um die Wirkungsweise von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zu erklären, soll zunächst die in Abbildung 2 gezeigte Darstellung herangezogen werden. Ausgehend von einem ungestörten Betriebsfall, d.h. es herrscht ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Einspeisung, kommt es wie in Abbildung 2 dargestellt zu einem Kraftwerksausfall in Frankreich. Da dieser Kraftwerksausfall ein Leistungsungleichgewicht hervorruft, kommt es zum Absinken der Netzfrequenz im gesamten zentraleuropäischen Raum. Das Absinken der Frequenz wird durch entsprechende Messeinrichtungen detektiert, wodurch sich innerhalb von wenigen Sekunden, jedoch spätestens nach 30 Sekunden, die Primärregelung automatisch aktiviert.

Der Einsatz der Primärregelung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip aller synchron zusammengeordneten Regelzonen. Das heißt, das hervorgerufene Leistungsdefizit wird durch den länderübergreifenden Einsatz aller an der Primärregelung teilnehmenden Kraftwerke abgedeckt. Jedes dieser Kraftwerke übernimmt dabei einen geringen Anteil jener Fehlmenge, welche durch den Kraftwerksausfall in Frankreich hervorgerufen wurde. Durch diese Maßnahme wird erreicht, dass das Absinken der Frequenz aufgehalten wird. Eine Rückführung der Frequenz auf den Sollwert von 50 Hz wird durch den Einsatz der Primärregelung nicht erreicht. Diese verharrt auf einem quasistationären Wert, welcher im konkreten Beispiel unterhalb des Sollwertes von 50 Hz liegt.



**Abbildung 2: Wirkungsweise von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Swissgrid, 2010a)**

Die Rückführung zum Sollwert erfolgt erst durch den Einsatz der Sekundärregelung. Sie wird meist zeitgleich mit der Primärregelung abgerufen. Im Gegensatz zur PRL erfolgt die Sekundärregelung nicht länderübergreifend, sondern wird innerhalb der betroffenen Regelzonen bzw. des betroffenen Regelblocks automatisch aktiviert. Nicht nur die Rückführung der Frequenz zum ursprünglichen Sollwert, sondern auch die Freigabe der Primärregelung sind wichtige Aufgaben der Sekundärregelung. Damit kann sichergestellt werden, dass beim Auftreten einer weiteren Störung wieder genügend PRL zur Verfügung steht. Ein weiterer wichtiger Aufgabenbereich der Sekundärregelung ist die Wiederherstellung der vereinbarten Austauschleistungen an den Kuppelleitungen<sup>1</sup> zu anderen Regelzonen bzw. Regelblöcken, deren Abweichung durch den Einsatz der Primärregelung hervorgerufen worden ist.

Sollte der Fall auftreten, dass eine Störung länger als 15 Minuten andauert, wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst und dadurch wieder freigegeben. Der Einsatz der Tertiärregelung wird manuell vom zuständigen ÜNB durchgeführt. Wie in Abbildung 2 dargestellt, muss die Tertiärregelung nach spätestens 15 Minuten einsatzbereit sein und gegebenenfalls für mehrere Viertelstunden zur Verfügung stehen (E-Control, 2010).

Da durch den Einsatz der Regelreserven ein zusätzlicher Lastfluss in den elektrischen Netzen auftritt, muss dafür gesorgt werden, dass es zu keinen Engpasssituationen kommt. Daher erfordert es ein umfassendes Engpassmanagement, welches vom ÜNB durchgeführt wird, damit eventuelle Netzengpässe frühzeitig erkannt werden können. So kann sichergestellt werden, dass einerseits für den Einsatz von Regelreserven genügend Übertragungskapazitäten vorhanden sind und andererseits, eine Überprüfung stattfindet, ob abgeschlossene Stromlieferverträge physikalisch überhaupt durchführbar sind.

<sup>1</sup> Verbindungsleitungen, über die verschiedene Regelzonen miteinander verbunden sind

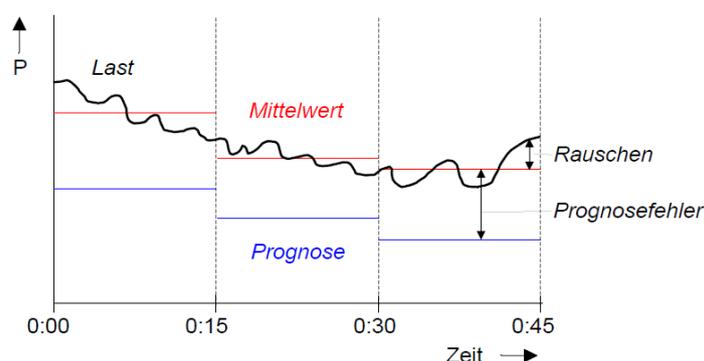
## 1.4 Ursachen für Leistungsungleichgewichte

In der elektrischen Energieversorgung versucht man anhand von Lastprognosen den benötigten Bedarf an elektrischer Energie bestmöglich für zukünftige Zeitpunkte vorherzusagen. Anhand dieser Prognosen ist es möglich, den zukünftigen Kraftwerkseinsatz zu planen, damit bereits im Vorhinein die Erzeugung dem Verbrauch im Wesentlichen angepasst werden kann. Hierzu wird für den nächsten Tag ein Fahrplan erstellt, in dem für ein bestimmtes Zeitraster die Erzeugung festgelegt wird.

Da es jedoch nicht möglich ist, die Prognosen exakt für jeden Zeitpunkt zu bestimmen, treten jedoch Abweichungen auf, welche sich als Leistungsungleichgewicht äußern und im Anschluss dazu ausgeglichen werden müssen. Im Wesentlichen können diese Abweichungen auf nachfolgende vier Ursachen zurückgeführt werden.

### 1.4.1 Abweichungen von Verbraucherlasten

Da das Verhalten von Verbrauchern nicht exakt bekannt ist, kommt es daher immer wieder zu Abweichungen von der prognostizierten Last, welche als Lastrauschen und Lastprognosefehler bezeichnet werden. Als Lastprognosefehler wird jene Abweichung der Last genannt, welche sich im Mittel über ein Zeitintervall vom prognostizierten Wert ergibt. Der Begriff Lastrauschen bezeichnet die momentane Abweichung der Last vom 1/4h-Mittelwert (CONSENTEC, 2008 S. 6).



**Abbildung 3: Lastprognosefehler und Lastrauschen als Ursache eines Leistungsungleichgewicht (CONSENTEC, 2008 S. 6)**

Wie in Abbildung 3 erkennbar, kommt es beim Lastrauschen zu sehr kurzfristigen Veränderungen, welche in Verbindung der unzureichenden Prognostizierbarkeit des Auftretens ausschließlich durch den Einsatz der Sekundärregelung ausgeglichen werden kann (CONSENTEC, 2008 S. 6).

### 1.4.2 Kraftwerksausfälle

Kraftwerksausfälle können bei der Fahrplanerstellung nicht berücksichtigt werden, da diese nicht vorhersehbar sind. Wesentlichen Einfluss auf den Bedarf der vorzuhaltenden Sekundär- und Tertiärregelung stellen hierbei thermische Kraftwerke dar, da eine Störung meist eine Totalabschaltung zur Folge hat. Man versucht daher über statistische Kenngrößen das Ausfallverhalten von Kraftwerken zu beschreiben.

Das durch die deutsche Bundesnetzagentur (BNetzA) in Auftrag gegebene Gutachten der Consulting für Energiewirtschaft und Technik GmbH (CONSENTEC) im Jahr 2008 hat dazu eine Auswertung der geführten Kraftwerksverfügbarkeitsstatistiken vorgenommen. Dabei wurden über 2000 Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung größer 100 MW für die Jahre 1988-2006 hinsichtlich ihrer Ausfälle analysiert. Die Ergebnisse dazu sind in Tabelle 1 angegeben.

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Relative Leistungseinschränkung bei Teilausfall in %
<i>Kernkraftwerk</i>	<i>1,1</i>	<i>1,2</i>	<i>27</i>
<i>Steinkohle</i>	<i>6,6</i>	<i>4,2</i>	<i>32</i>
<i>Braunkohle</i>	<i>4,5</i>	<i>1,7</i>	<i>37</i>
<i>Öl / Gas</i>	<i>3,9</i>	<i>1,1</i>	<i>50</i>
<i>GuD</i>	<i>12,1</i>	<i>7,3</i>	<i>32</i>
<i>Gasturbinen</i>	<i>2,5</i>	<i>0,3</i>	<i>50</i>

*Tabelle 1: Ausfallshäufigkeiten von Kraftwerken; vgl. (CONSENTEC, 2008 S. 5)*

Die in Tabelle 1 angegebenen Ausfallshäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende Ereignisse, welche zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die dadurch aufgetretenen Leistungsungleichgewichte müssen bis zur Ablöse von Reservekraftwerken durch die Sekundär- und Tertiärregelung ausgeglichen werden. Ein Problem dabei stellt die Prognostizierbarkeit dar weshalb die Tertiärregelung immer erst nach dem Eintritt des Ausfalls aktiviert werden kann. Somit muss innerhalb der ersten 15 Minuten das Ungleichgewicht ausschließlich von der Sekundärregelung ausgeglichen werden (CONSENTEC, 2008 S. 6).

### 1.4.3 Abweichungen dargebotsabhängiger Erzeugung

Die erzeugte Leistung aus erneuerbaren Energien ist nicht konstant, sondern dargebotsabhängig vom verwendeten Primärenergieträger (z.B.: Wasser, Wind, Sonne). Vor allem die Windeinspeisung stellt hierbei ein großes Problem dar, da diese schnellen und starken Schwankungen unterliegt. Daher verwendet man bei der Fahrplanerstellung Windprognosen mit deren Hilfe versucht wird, die Windeinspeisung so gut wie möglich vorherzusagen.

### 1.4.4 Fahrplansprünge

Kommt es zwischen zwei Zeitintervallen zu einer Fahrplanänderung, so wird diese Änderung nicht sprunghaft, sondern durch eine rampenförmige Anpassung vorgenommen. Grund dafür ist, dass die Änderungsgeschwindigkeiten der einspeisenden Kraftwerke endlich sind und spezifische Zeitkonstanten aufweisen (CONSENTEC, 2008 S. 14).

In Abbildung 4 sind die Einsatzbereiche der Regelreserven verursachergerecht zugeordnet dargestellt. Beträgt die Einsatzdauer der TRL mehr als eine Stunde, wird diese in der Regel durch zusätzlich organisierte Kraftwerksreserven oder über Stromhandelsgeschäfte im Intra-Day-Markt abgelöst.

bis 5 min		bis 15 min		ca. 60 min	
Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung	Wind-/Dauerreserveleistung	Langzeitreserveleistung	
Kraftwerksausfälle				Kraftwerke	
Lastschwankungen		Lastprognosefehler		Jahres(höchst)last	
Windschwankungen		Windprognosefehler		Winddargebot	
Fahrplansprünge					

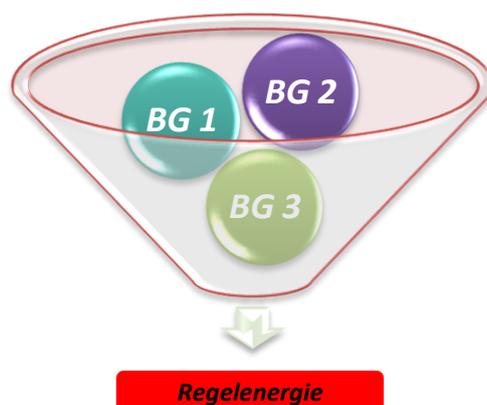
■■■ Verantwortungsbereich des ÜNB

Abbildung 4: Einsatzbereiche der verschiedenen Regelreserven (Brückl, 2006 S. 11)

### 1.5 Abgrenzung zwischen Ausgleichsenergie und Regelenergie

Die Begriffe Ausgleichsenergie und Regelenergie werden fälschlicherweise oft gleichgesetzt. Physikalisch gesehen dient sowohl die Regelenergie als auch die Ausgleichsenergie demselben Zweck, nämlich der Wiederherstellung des Leistungsungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch (E-Control, 2010). Der Unterschied soll mittels Abbildung 5 erläutert werden. Der dargestellte Behälter soll als Regelzone, die darin enthaltenen Bälle als Bilanzgruppen (BG) verstanden werden. Innerhalb einer Regelzone gibt es eine Vielzahl von BG. Ziel dieser Bilanzgruppen ist eine möglichst ausgeglichene Betriebsführung unter Zuhilfenahme von Prognoserechnungen.

Da jedoch die Prognosen nicht immer mit dem tatsächlichen Verlauf übereinstimmen, kommt es zu Abweichungen innerhalb der BG. Diese können sowohl positiv als auch negativ bezogen auf die Prognose ausfallen wodurch es den BG möglich ist, sich innerhalb der Regelzone gegenseitig auszugleichen. Dieser Vorgang verursacht Ausgleichsenergie. Erst jene Menge, welche von den BG nicht ausgeglichen werden kann, wird als Regelzonensaldo bezeichnet und erfordert den Einsatz von Regelenergie. Die Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie (E-Control, 2010).



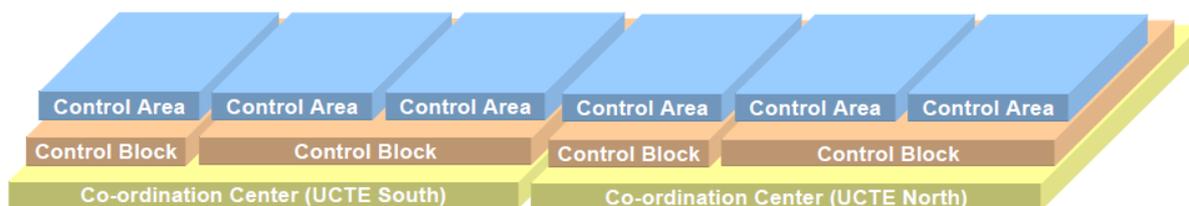
*Abbildung 5: Abgrenzung Ausgleichsenergie zur Regelenergie*

Abschließend kann vereinfacht zusammengefasst werden (E-Control, 2010):

- Die Abweichung einer Prognose in der Regelzone verursacht Regelenergie
- Die Abweichung einer Prognose in der Bilanzgruppe verursacht Ausgleichsenergie

## 2 Technische Grundlagen

Grundsätzlich kann das synchrone Verbundsystem der ehemaligen Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE<sup>2</sup>) in einer hierarchischen Struktur wie in Abbildung 6 dargestellt werden.



**Abbildung 6: Hierarchische Struktur des synchronen UCTE-Gebietes (ENTSO-E, 2009, Policy1)**

Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, dass ein Regelblock (Control Block) aus mehreren Regelzonen (Control Areas) bestehen kann bzw. es zwei übergeordnete Instanzen gibt, welche für das koordinierte Zusammenarbeiten innerhalb der UCTE zuständig sind. Für die Funktionsweise der Sekundärregelung ist diese Abbildung besonders anschaulich. Wie schon erwähnt, dient die Sekundärregelung auch dazu, vereinbarte Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen nach einem Störfall wiederherzustellen. Dies gilt nicht nur für Regelzonen, sondern trifft auch bei den Regelblöcken zu. Auch diese müssen so geführt werden, dass vereinbarte Austauschleistungen eingehalten werden. Als Beispiel soll hier die Regelzone Amprion in Deutschland herangezogen werden, welche in ihrer Funktion als Regelzonenführer zusätzlich jene des Regelblockführers übernimmt und somit den deutschen Regelblock gegenüber den benachbarten Nachbarblöcken innerhalb der UCTE vertritt (E-Bridge, 2009 S. 8).

Damit eine entsprechende Versorgungssicherheit innerhalb des synchronen Verbundsystems ermöglicht wird, müssen einheitliche technische Bestimmungen und Anforderungen erfüllt werden. Diese werden in den Operational Handbooks der ENTSO-E bzw. der ehemaligen UCTE geregelt (ENTSO-E, 2009, Policy1). Die Bestimmungen im Bereich der Regelreserven können aus dem Operational Handbook P1 entnommen werden, deren wichtigste Bestimmungen in den nachfolgenden Kapiteln wiedergegeben sind.

<sup>2</sup> Seit Juli 2009 werden die Aufgabenbereiche der UCTE von der ENTSO-E wahrgenommen und als ENTSO-E Central Europe bezeichnet

## 2.1 Technische Grundlagen der Primärregelung

Die durch das Zusammenarbeiten aller Regelzonen eingesetzte Primärregelung wird innerhalb weniger Sekunden automatisch aktiviert und dient der Stabilisierung der Frequenz auf einen quasi-stationären Wert. Diese wird aktiviert, sobald es zu einer Frequenzabweichung größer als  $\pm 20$  mHz von der Sollfrequenz kommt. Ausgehend von dieser Forderung, müssen die Messeinrichtungen der Primärregler eine Messgenauigkeit von mindestens 10 mHz aufweisen. Die Primärregelung muss in der Lage sein, die Abweichung auf maximal  $\pm 180$  mHz zu beschränken. Unter Berücksichtigung des Selbstregelungseffektes der am Netz angeschlossenen Lasten darf die Abweichung auf  $\pm 200$  mHz angehoben werden. Wird dieser Wert erreicht, müssen alle verfügbaren Primärregeleinheiten vollständig aktiviert werden, damit dem Verfall bzw. der Zunahme der Frequenz entgegengewirkt werden kann (ENTSO-E, 2009, Policy1).

Von den primärregelfähigen Kraftwerken wird innerhalb der ersten 15 Sekunden nach Störungseintritt gefordert, dass sie 50 % ihrer Reserven aktivieren bzw. dass sie die restlichen Reserven in den darauffolgenden 15 Sekunden linear auf 100 % steigern können. Ausgehend von Erfahrungswerten hat man sich innerhalb der UCTE auf einen Referenzstörfall in der Höhe von 3000 MW geeinigt, welcher dem Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken entspricht, der durch den Einsatz der Primärregelung beherrscht werden muss bzw. von den teilnehmenden Kraftwerken vorzuhalten ist. Entsprechend dieser Forderung wird eine Mindestleistungszahl aller Kraftwerke in der Höhe von 15000 MW/Hz vorausgesetzt (siehe Kapitel 2.1.2) (ENTSO-E, 2009, Policy1).

Damit ein sicherer Einsatz der Primärregelung gewährleistet werden kann, fordern die Richtlinien der UCTE einerseits eine homogene Verteilung der beteiligten Kraftwerke über das synchrone Gebiet und andererseits, dass sich eine teilnehmende Erzeugungseinheit mit maximal 3 %, bezogen auf den Referenzstörfall, an der Primärregelung beteiligen darf. Dies entspricht einem Wert von 90 MW (ENTSO-E, 2009, Policy1).

### 2.1.1 Selbstregelungseffekt der Lasten

Kommt es zu einer Änderung der Synchronfrequenz in einem beliebigen Netz, wirkt sich dies auf die angeschlossenen Lasten aus. Bei Motoren ist dieser Effekt besonders gut zu beobachten. Da die von ihnen aufgenommene Leistung frequenzabhängig ist, kommt es bei einer Verringerung der Netzfrequenz zu einer Reduktion der aufgenommenen Leistung. Dies ist in Abbildung 7 zum besseren Verständnis grafisch dargestellt. Im UCTE-Gebiet geht man beim Selbstregelungseffekt von einem Wert von einem Prozent pro Hertz aus. Mit anderen Worten ausgedrückt heißt das, dass es bei einem Frequenzrückgang von einem Hertz zu einem Lastrückgang von einem Prozent kommt (ENTSO-E, 2009, Policy1).

Weiters kann in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass sich zusätzlich zum Selbstregelungseffekt ein weiterer positiver Effekt einstellt, welcher bei einem Leistungsungleichgewicht zu tragen kommt. Die in der Drehbewegung der Massen gespeicherte Energie der am Netz angeschlossenen rotierenden Maschinen (siehe Abbildung 7, graue Fläche) bewirkt einen flacheren Verlauf der Frequenzänderung.

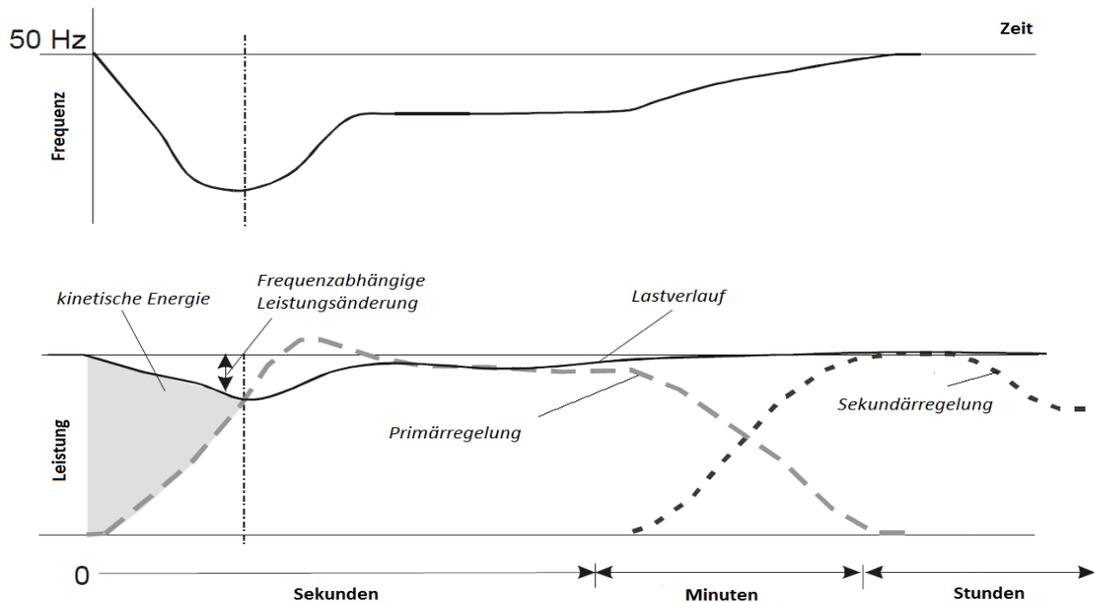


Abbildung 7: Selbstregelungseffekt von Lasten (Ackermann, 2005)

### 2.1.2 Leistungszahl und Statik

Die Umsetzung der Primärregelung wird durch den Einsatz von Turbinenreglern vorgenommen. Dabei wird direkt in die Drehzahl der Turbinen eingegriffen, wodurch es möglich wird, die Leistungsabgabe der Generatoren zu beeinflussen.

Die Regelung erfolgt über die sogenannte Statik. Diese beschreibt den Zusammenhang zwischen Frequenz und Leistung und ist in Gleichung (2.1) angegeben (ENTSO-E, 2009, Policy1).

$$\sigma = -\frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} \quad (2.1)$$

$\sigma$  ..... Statik

$\Delta f_n$  ..... Frequenzabweichung

$f_n$  ..... Sollfrequenz

$\Delta P$  ..... Leistungsabweichung

$P_n$  ..... Generatornennleistung

Der Primärregler verhält sich wie ein Proportionalregler mit einer Verstärkung von  $1/\sigma$ . Dieses proportionale Verhalten des Reglers führt zu einer bleibenden Regelabweichung. Daraus stellt sich eine bleibende Drehzahl- bzw. Frequenzabweichung ein, die erst im Anschluss durch den Sekundärregler aufgehoben wird. Üblicherweise können für die Statik Werte von zwei bis sechs Prozent angegeben werden (Bauerhofer, 2008 S. 16).

Der Wert der Statik muss bei jedem Primärregler eingestellt werden können. Ein kleiner Statik-Wert bedeutet eine steile Kennlinie und somit eine hohe Beteiligung des Kraftwerkes an der Frequenzregelung. In Abbildung 8 ist eine solche Kennlinie dargestellt. Zusätzlich kann daraus das prinzipielle Regelverfahren abgelesen werden. Das an der Primärregelung teilnehmende Kraftwerk ist auf einen Arbeitspunkt P eingestellt, wodurch eine fahrplanmäßige Einspeisung bei Sollfrequenz möglich ist. Bei Aktivierung der PRL wird entsprechend der eingestellten Leistungs-Frequenzkennlinie die Regelung durchgeführt. Das Primärregelband gibt dabei an, inwieweit eine Erhöhung bzw. Verringerung der Kraftwerkserzeugung vorgenommen werden kann. Die Obergrenze ist naturgemäß durch die Generatornennleistung begrenzt.

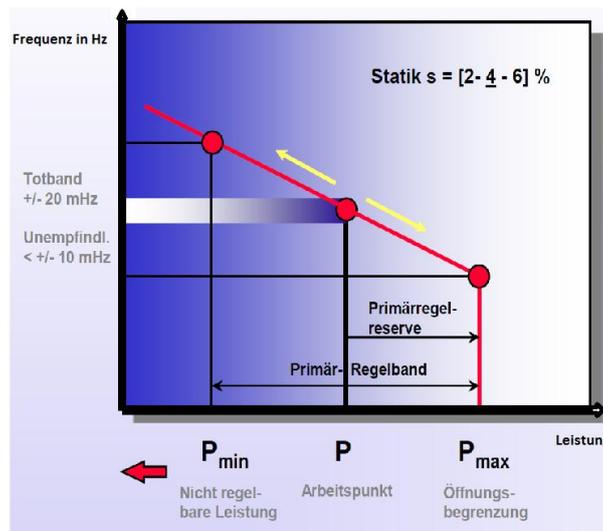


Abbildung 8:Leistungs-Frequenzcharakteristik einer Primärregeleinrichtung (Bauerhofer, 2008 S. 16)

Wird nun der Kehrwert der Statik mit dem Verhältnis aus Nennleistung zu Nennfrequenz multipliziert, erhält man die sogenannte Leistungszahl  $\lambda$  in Gleichung (2.2). Die Leistungszahl gibt an, um wie viele Megawatt ein Kraftwerk seine Erzeugung verringern bzw. erhöhen muss, wenn eine entsprechende Frequenzabweichung gegeben ist. Die Leistungszahl eines Kraftwerkes wird in MW/Hz angegeben. Jene von mehreren Kraftwerken wird aus der Summe der einzelnen Leistungszahlen gebildet. Laut Handbook P1 der UCTE ist der Wert der Leistungszahl erfahrungsgemäß um durchschnittlich 30% höher als die geforderte Mindestleistungszahl (ENTSO-E, 2009, Policy1).

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma} \frac{P_n}{f_n} \quad (2.2)$$

Zum besseren Verständnis soll als Beispiel ein Kraftwerk mit einer Nennleistung von 200 MW und einer Statik von 5 % herangezogen werden. Für die Leistungszahl bei einer Frequenz von 50 Hz würde sich ein Wert von 80 MW/Hz ergeben. Das heißt, würde es zu einer Änderung der Frequenz im Ausmaß von einem Hertz kommen, muss das Kraftwerk eine Leistungsänderung von 80 MW durchführen. Umgekehrt betrachtet, würde bei gegebener Leistungszahl von 15000 MW/Hz der Ausfall eines Kraftwerks mit einer Leistung von 3000 MW eine Frequenzänderung von -200 mHz bedeuten. Diese Überlegung entspricht exakt den Vorgaben der UCTE bezüglich der geforderten Mindestleistungszahl, welche von den an der Primärregelung teilnehmenden Kraftwerken gefordert wird.

### 2.1.3 Vorzuhaltende Primärregelreserve je Regelzone

Die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung je Regelzone wird über den Beteiligungsfaktor  $C_i$  festgelegt. Dieser beschreibt die Jahresenergieerzeugung der einzelnen Regelzonen im Verhältnis zur gesamten Jahresenergieerzeugung aller im ehemaligen Gebiet der UCTE vorhandenen Regelzonen.

$$C_i = \frac{E_i}{E_u} \quad (2.3)$$

$C_i$  ..... Beteiligungsfaktor

$E_i$  ..... Jahresenergieerzeugung einer Regelzone, inklusive Erzeugung für Exporte

$E_u$  ..... Jahresenergieerzeugung aller Regelzonen

Die Summe der einzelnen Beteiligungsfaktoren muss im gesamten Gebiet einem Wert von eins entsprechen. Die regelzonenspezifischen Anteile werden jährlich im Transmission System Operator Forum (TSO- Forum) unter der Teilnahme aller ÜNB neu verhandelt und bis spätestens 1. Dezember desselben Jahres veröffentlicht. Angewandt werden diese dann mit 1. Jänner des Folgejahres und sind verbindlich für jeden Regelzonenführer, welcher für die Organisation und Koordination der vorzuhaltenden Primärregelleistung zuständig ist.

## 2.2 Technische Grundlagen der Sekundärregelung

Die technische Funktionsweise der Sekundärregelung kann vereinfacht anhand Abbildung 9 erklärt werden.

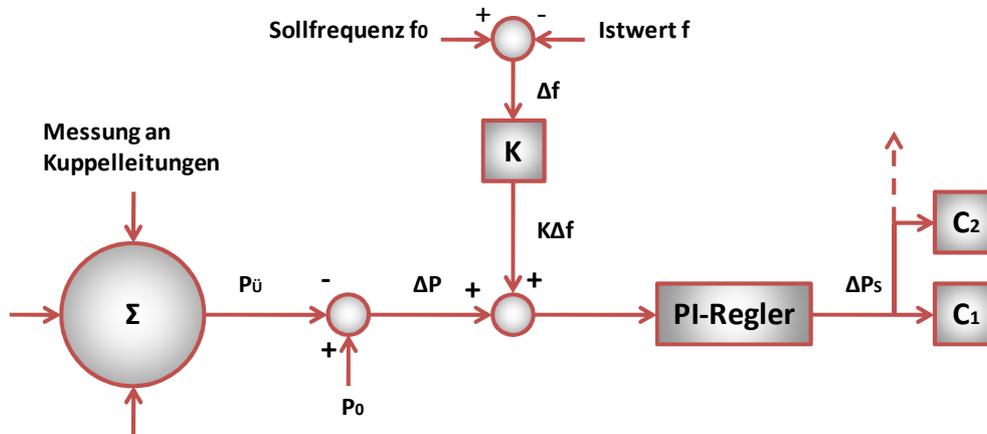


Abbildung 9: Funktionsweise der Sekundärregelung; vgl. (Bauerhofer, 2008 S. 25)

Jeder Störfall innerhalb einer Regelzone bzw. eines Regelblocks äußert sich mit dem sogenannten Area Control Error (ACE). Dazu werden an den Kuppelleitungen zu den benachbarten Regelzonen bzw. Regelblöcken die tatsächlichen Übergabeleistungen gemessen und die Abweichung zu den vereinbarten fahrplanmäßigen Übergabeleistungen bestimmt (Bauerhofer, 2008) (ENTSO-E, 2009, Policy1), vgl. Gleichung (2.4).

$$\Delta P = P_{\ddot{u}} - P_0 \quad (2.4)$$

Wird nun die Leistungsabweichung mit der mit dem Wert K multiplizierten Frequenzabweichung summiert, erhält man den ACE-Wert, welcher als Eingangsinformation des nachgelagerten PI-Reglers verwendet wird (Bauerhofer, 2008 S. 25) (ENTSO-E, 2009, Policy1), vgl. Gleichung (2.5).

$$ACE = P_{\ddot{u}} - P_0 + K(f_{IST} - f_{SOLL}) = \Delta P + K * \Delta f \quad (2.5)$$

ACE..... Area Control Error

K..... Faktor ähnlich der Leistungszahl der Primärregelung, welcher das Verbindungsglied zwischen Frequenz und Leistungsabweichung darstellt

$P_0$ ..... Summe aller fahrplanmäßigen Übergabeleistungen (Sollwert)

$P_{\ddot{u}}$ ..... Summe aller gemessenen Leistungen an Kuppelleitungen (Istwert)

$\Delta P$ ..... Abweichung des Istwertes vom Sollwert

$\Delta P_s$ ..... Stellgröße mit PI-Charakteristik des Reglers, auf die an der Sekundärregelung teilnehmenden Kraftwerke

$C_1, C_2$ ..... Beteiligungskoeffizient der einzelnen Regelkraftwerke

Anhand des ACE-Wertes wird eine entsprechende Stellgröße erzeugt, welche über die jeweiligen Beteiligungskoeffizienten als Signal für die teilnehmenden Regelkraftwerke dient. Ist der ACE-Wert positiv, kommt es zu einer Reduzierung der Sekundärregelleistung, im umgekehrten Fall zu einer Erhöhung. Durch die PI-Charakteristik des Reglers kann die durch die Primärregelung erzielte quasistationäre Frequenzabweichung wieder auf den ursprünglichen Wert von 50 Hz zurückgeführt werden. Sollte diese Rückführung innerhalb der ersten 15 Minuten nicht vollständig umgesetzt werden, bzw. ist die Ursache der Störung noch nicht behoben, wird zusätzlich dazu die Tertiärregelung aktiviert.

Den in Abschnitt 1.4.4 bereits erwähnten Fahrplansprüngen begegnet man bei der Sollwertvorgabe der vereinbarten Austauschleistungen mittels einer Umformung des fahrplanmäßigen Leistungssprungs in eine rampenförmige Leistungsänderung. Dies wird für jeden Fahrplansprung durchgeführt, wobei die Rampe so festgelegt wird, dass sie fünf Minuten vor Beginn der Änderung einsetzt und fünf Minuten nach der Änderung endet (ENTSO-E, 2009, Policy1).

### 2.2.1 Funktionsweise der Sekundärregelung anhand eines einfachen Beispiels

Zur besseren Veranschaulichung der Funktionsweise aus Abbildung 9 soll ein sehr vereinfachtes Beispiel herangezogen werden, welches in Abbildung 10 dargestellt ist (Bauerhofer, 2008). Dabei ist das Netz 1 mittels einer Kuppelleitung an das Netz 2 gekoppelt, wodurch diese zu einem System mit einer synchronen Frequenz von 50 Hz zusammengeschlossen sind

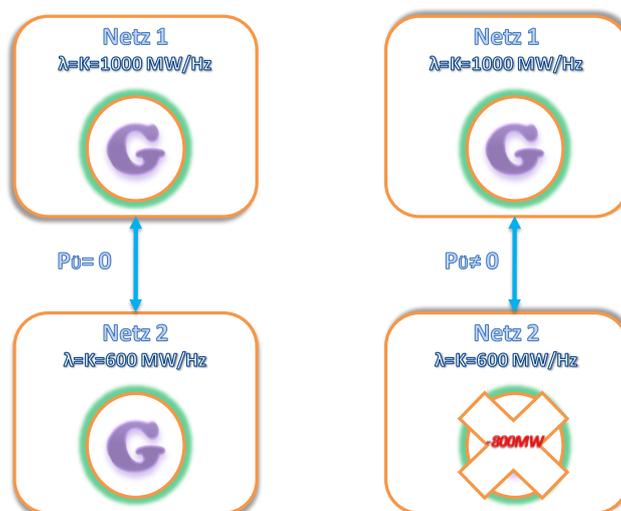


Abbildung 10: Beispiel zur Sekundärregelung anhand eines einfachen Netzes; vgl. (Bauerhofer, 2008)

In der linken Darstellung (ungestörter Fall) soll die vereinbarte Übergabeleistung einen Wert von Null aufweisen. In der rechten Darstellung wird angenommen, dass durch das Auftreten einer Störung eine Erzeugungseinheit in der Höhe von 800 MW ausgefallen ist. Anhand dieser Störung kann die vereinbarte Übergabeleistung von Null an der Kuppelleitung nicht mehr eingehalten werden, da sich durch den Eingriff der Primärregelung entsprechende Lastflüsse einstellen.

Damit eine weitere Betrachtung des Beispiels und der resultierenden Lastflüsse möglich ist, sind die jeweiligen Netzleistungszahlen angegeben. Als Vereinfachung wird hier angenommen, dass die Leistungszahl der Primärregelung gleich dem K-Faktor der Sekundärregelung ist. Auch die Kraftwerks-Statiken werden hierbei nicht berücksichtigt. Somit können nachfolgende Ansätze gefunden werden.

Der Ausfall der Erzeugungseinheit in Netz 2 verursacht nach Einsetzen der Primärregelung einen Frequenzabfall in der Höhe von einem halben Hertz in den zwei gekoppelten Netzen, welcher sich aus Gleichung (2.6) errechnet.

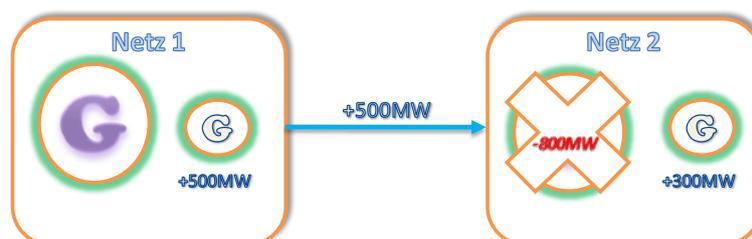
$$\lambda_{ges} = -\frac{\Delta P}{\Delta f}; \Delta f = -\frac{\Delta P}{\lambda_{ges}} = \frac{800}{1600} = -0,5Hz \quad (2.6)$$

Die Höhe der jeweils eingesetzten Primärregelleistung in Netz 1 und Netz 2, kann anhand Gleichung (2.7) errechnet werden.

$$P_1 = -\lambda_1 * \Delta f = -1000 * (-0,5) = 500MW$$

$$P_2 = -\lambda_2 * \Delta f = -600 * (-0,5) = 300MW \quad (2.7)$$

Das heißt, in Netz 1 wird eine zusätzliche Leistung in der Höhe von 500 MW, im Netz 2 von 300 MW durch die vorgehaltenen Primärregelkraftwerke eingespeist, damit das aufgetretene Leistungsdefizit behoben werden kann. Elektrotechnisch betrachtet verhält sich hier das Netz 1 als Quelle und das Netz 2 als Senke. Somit stellt sich ein Leistungsfluss in der Höhe von 500 MW ein, welcher vom gesunden Netz 1 in Richtung des gestörten Netzes 2 fließt. In diesem Beispiel wird bei der Vorzeichen-Nomenklatur festgelegt, dass Leistungsflüsse aus der Quelle positiv, jene zur Quelle negativ gekennzeichnet werden. Daraus folgt, dass es zu einer Abweichung von der vereinbarten Austauschleistung kommt, wie es in Abbildung 11 dargestellt ist.



**Abbildung 11: Abweichung der vereinbarten Übergabeleistung durch den Einsatz der Primärregelung; vgl. (Bauerhofer, 2008)**

Wie bereits erwähnt, lässt sich jede Störung innerhalb einer Regelzone bzw. eines Regelblocks mit dem Area Control Error beschreiben. Dieser errechnet sich in diesem Beispiel aus Gleichung (2.5) wie folgt:

$$\begin{aligned} ACE_1 &= 500 + 1000 * (-0,5) = 0MW \\ ACE_2 &= -500 + 600 * (-0,5) = -800MW \end{aligned} \quad (2.8)$$

Aus Gleichung (2.8) wird bereits ersichtlich, dass sich der ACE-Wert nur in jenem Netz äußert, in welchem die Störung aufgetreten ist. Dieser wird im Anschluss dazu als Eingangsgröße des Sekundärreglers in Netz 2 herangezogen, siehe dazu Abbildung 9.

### 2.2.2 Hierarchie der Sekundärregelung

Prinzipiell lässt sich die Hierarchie der Sekundärregelung in drei verschiedene Kategorien unterteilen. Diese werden nachfolgend aufgelistet (ENTSO-E, 2009, Policy1).

#### ❖ Zentralistisch:

Beim zentralistischen Modell wird die Aufgabe der Sekundärregelung innerhalb eines Regelblocks von einem einzigen zentralen Sekundärregler wahrgenommen. Dabei trägt der Regelblockverantwortliche dieselbe Verantwortung für den Regelblock wie der Regelzonenführer für die Regelzone.

#### ❖ Pluralistisch

Die Sekundärregelung wird bei mehreren Regelzonen innerhalb eines Regelblocks dezentral durchgeführt. Das heißt, jede Regelzone besitzt einen eigenen Sekundärregler, der Regelzonenführer ist somit für die Sekundärregelung innerhalb seiner Regelzone verantwortlich. Der Regelblockverantwortliche übernimmt die Aufgabe der Sekundärregelung gegenüber anderen Regelblöcken. Dazu stehen ihm ein eigener Sekundärregler wie auch eigene Regelreserven zur Verfügung.

#### ❖ Hierarchisch

Die Sekundärregelung wird auch hier bei mehreren Regelzonen innerhalb eines Regelblocks dezentral durchgeführt. Der Regelblockverantwortliche ist dabei für den übergeordneten Sekundärregler verantwortlich. Dieser kann jedoch einen direkten Einfluss auf die untergeordneten Sekundärregler der jeweiligen Regelzonen ausüben. Dabei besteht für ihn die Wahlmöglichkeit, ob er die notwendigen Regelreserven selbständig bereitstellt oder nicht.

Jeder Regelblock muss für sich festlegen, für welche Hierarchie er sich entscheidet, und muss dies im TSO-Forum bekanntgeben. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass es unabhängig von der verwendeten Art zu keiner Funktionsbeeinflussung bei der Sekundärregelung kommt und damit die Systemstabilität gefährdet wird (ENTSO-E, 2009, Policy1).

### 2.2.3 Höhe der vorzuhaltende Sekundärregelreserve

Im Operational Handbook P1 wird für die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelreserve eine empirisch festgelegte Formel angegeben, welche häufig auch als „Wurzelkurve“ bezeichnet wird und in Gleichung (2.9) angeführt ist (ENTSO-E, 2009, Policy1).

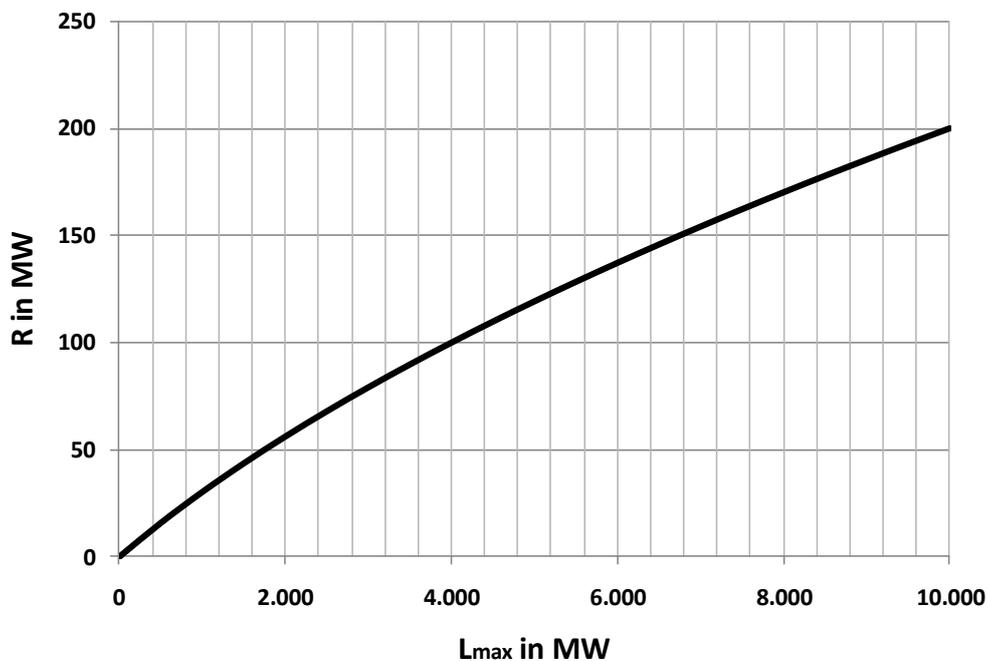
$$R = \sqrt{a * L_{max} + b^2} - b \quad (2.9)$$

*R*..... Empfohlene Sekundärregelreserve in MW

*L<sub>max</sub>*..... maximale Last in der Regelzone in MW

*a, b*..... empirisch ermittelte Faktoren: *a*=10 MW; *b*= 150 MW

Die Wurzelkurve gibt den Zusammenhang zwischen der benötigten Sekundärregelreserve und der in einer Regelzone auftretenden Höchstlast an. Der Kurvenverlauf ist in Abbildung 12 dargestellt.

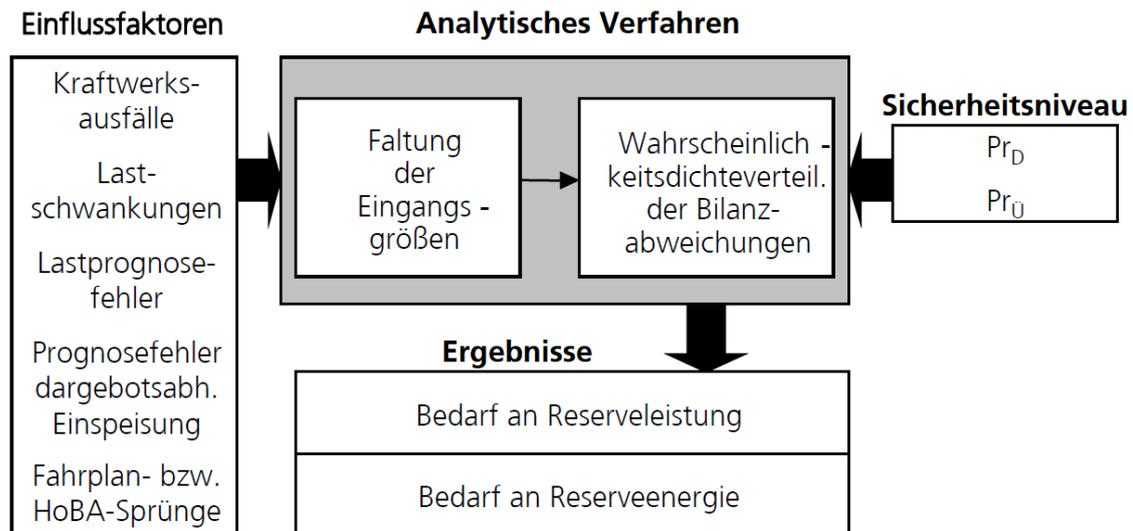


**Abbildung 12: Ermittlung des Bedarf an Sekundärregelreserve mittels Wurzelkurve; vgl. (ENTSO-E, 2009, Policy1)**

Die Wurzelkurve ist jedoch nur eine Empfehlung der UCTE, welche für die Bemessung der Sekundärregelreserve verwendet werden kann. Vielmehr können die daraus errechneten Werte als absolute Untergrenze angesehen werden, mit deren Einhaltung man noch keine ausreichende Reservevorhaltung erzielt (CONSENTEC, 2008 S. B-5).

Als zusätzliches Kriterium bei der Bemessung des Reservebedarfs für SRL und TRL wird in den Bestimmungen gefordert, dass der größtmögliche Leistungsausfall (größter Kraftwerksblock, Ausfall einer Übertragungsleitung), welcher innerhalb einer Regelzone auftreten kann, sowohl von der SRL als auch von der TRL bewältigt werden muss.

In vielen Fällen werden bei der Bemessung der Sekundärregelreserve und auch der Tertiärregelreserve wahrscheinlichkeitstheoretische Ansätze verfolgt. Dazu hat sich als Bewertungskriterium die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender Reservebemessung bewährt. Diese wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren, dargestellt in Abbildung 13, berücksichtigt relevante Einflussfaktoren wie das kurzfristige Lastrauschen, Regelzonen-Prognosefehler, das Ausfallverhalten von Kraftwerken sowie mögliche Bilanzabweichungen hervorgerufen durch Fahrplansprünge (CONSENTEC, 2008 S. 25-26).



**Abbildung 13: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung (CONSENTEC, 2008 S. 27)**

Setzt man hier die Wahrscheinlichkeit mit einem Wert von 0,1 % (8,7 h/a) je Regelzone an, darf im Mittel für 8,7 Stunden pro Jahr die vorgehaltene Reserve betragsmäßig überschritten werden. Das heißt mit anderen Worten, dass man bei der Auslegung der vorzuhaltenden Reserve ein bestimmtes Restrisiko einkalkuliert, mit welchem ein Leistungsungleichgewicht nicht ausgeglichen werden kann. Durch Aushilfsvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern verringert sich jedoch die tatsächliche Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit um ein Vielfaches zu den vorhin angenommenen Wert (CONSENTEC, 2008 S. 25).

Der in Abbildung 13 eingetragene Horizontale Belastungsausgleich (HoBA) beschreibt die Aufteilung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EEG) auf die jeweiligen Regelzonen in Deutschland (Bundesnetzagentur, 2008a S. 18):

*„Aufgrund unterschiedlicher geographischer Voraussetzungen sind die EEG-Einspeisungen in den einzelnen Regelzonen unterschiedlich hoch. Um die Belastung der Endverbraucher durch die EEG-Einspeisung gleich zu verteilen, erfolgt ein horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Regelzonen. Im Rahmen dieses Verfahrens wird die gesamte EEG-Einspeisung in Abhängigkeit vom dortigen Letzverbraucherabsatz auf die Regelzonen verteilt.“* (Bundesnetzagentur, 2008a S. 18).

## 2.3 Technische Grundlagen der Tertiärregelung

Die Tertiärregelung wird im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung manuell vom zuständigen ÜNB abgerufen. Man kann bezüglich des Abrufes unterscheiden zwischen:

- Direkt aktivierte Tertiärregelung
- Fahrplanmäßige Aktivierung der Tertiärregelung

Die direkt aktivierte Tertiärregelung kann zu jedem Zeitpunkt unabhängig vom Fahrplanraster abgerufen werden, wohingegen die fahrplanmäßige Aktivierung dem Fahrplanraster angepasst wird und mindestens für die Rasterdauer abgerufen wird (ENTSO-E, 2009, Policy1).

Die TRL muss binnen der ersten 15 Minuten ab dem telefonischen Abruf vollständig aktiviert sein und sollte im Normalfall nicht länger als für vier ¼-Stunden in Anspruch genommen werden. Im Falle von mehreren aufgetretenen Störungen kann die Tertiärregelung mitunter auch für mehrere Stunden abgerufen werden.

Die Höhe der vorzuhaltenden Tertiärregelung wurden im Wesentlichen bereits im Kapitel 2.2.3 besprochen. Da es für die Systemsicherheit von wesentlicher Bedeutung ist, muss hier noch erwähnt werden, dass in den Richtlinien der UCTE gefordert wird, dass mindestens die Hälfte des benötigten Bedarfs an Sekundär- und Tertiärregelbedarfs innerhalb einer Regelzone vorgehalten werden muss. Dies ergibt sich aus dem Umstand, dass bei entsprechender leittechnischer Anbindung eine regelzonenübergreifende Reservevorhaltung durchgeführt werden kann (ENTSO-E, 2009, Policy1).

## 2.4 Verhalten beim Auftreten von Großstörungen

Sollte der Fall eintreten, dass die Frequenz aufgrund eines zu hohen Leistungsungleichgewichtes nicht mehr stabilisiert werden kann und die Frequenzabweichung dadurch zu groß wird, tritt ein von der ENTSO-E entworfener Maßnahmenkatalog in Kraft, welcher die Vorgehensweise eines solchen Szenarios zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Kraftwerksbetreiber und Verteilnetzbetreibern regelt.

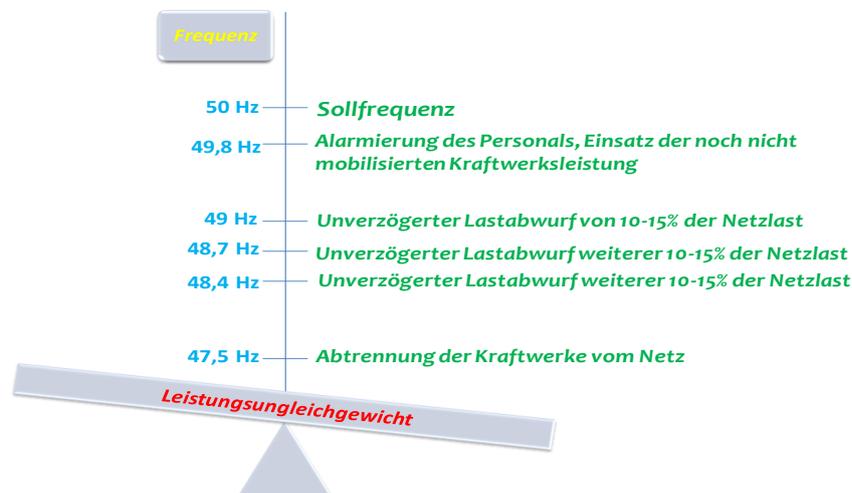


Abbildung 14: Verhaltensmaßnahmen beim Auftreten einer Großstörung; vgl. (Oswald, et al., 2004 S. 189)

Die in Abbildung 14 dargestellten Stufen des Lastabwurfs werden durch den Einsatz von elektronischen Frequenzrelais vorgenommen, finden also automatisch statt. Der letzte Punkt der Abtrennung der Kraftwerke vom Netz, dient nicht nur zur Schadensvermeidung bei den Kraftwerksanlagen, es wird dadurch auch erreicht, dass der Eigenbedarf und der Betrieb der Erzeugungseinheiten für einen schnellen Einsatz zum Wiederaufbau der Versorgung gesichert bleiben (Oswald, et al., 2004 S. 189).

## 2.5 Präqualifikationsverfahren

Für die Organisation der vorzuhaltenden Regelreserve ist der ÜNB in seiner Funktion als Regelzonenführer zuständig. Damit ein Kraftwerksbetreiber sich an der Reservehaltung beteiligen kann, muss im ersten Schritt überprüft werden, ob er mit seinen Erzeugungseinheiten die technischen, administrativen, operativen und rechtlichen Anforderungen erfüllen kann. Dies wird im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens überprüft. Aufgrund der verschiedenen technischen Anforderungen der verschiedenen Regelreserven müssen daher auch unterschiedliche Präqualifikationsverfahren durchgeführt werden, welche sich an die Richtlinien des Operational Handbooks halten.

## 2.6 Turbinenregelung unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Die Turbinenregler in den Kraftwerken haben die Aufgabe, die erzeugte Leistung dem aktuellen Bedarf anzupassen. Neben der Regelung der Frequenz haben die Turbinenregelungen zusätzlich die Aufgabe, die benötigte Regelleistung auf die einzelnen Kraftwerke entsprechend ihrem Regelvermögen aufzuteilen. Wichtig ist die Tatsache, dass sich ein Leistungsungleichgewicht im Netz zwar mit einer Frequenzänderung äußert, jedoch nichts am Synchronlauf der angeschlossenen Erzeugungseinheiten ändert<sup>3</sup> (Oswald, et al., 2004 S. 180).

Für die Bereitstellung der drei Regelenergiearten werden meist Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie moderne Dampfkraftwerke und Gaskraftwerke eingesetzt. Die Regelung ist bei allen Kraftwerkstypen auf dasselbe Prinzip zurückzuführen. Durch Veränderung der Mengen des jeweils zugeführten Mediums an der Turbine wird eine Änderung der abgegebenen Leistung des Generators erreicht. Anhand der thermischen Kraftwerke werden grundsätzliche Verfahren der Turbinenregelung in den nachfolgenden Unterkapiteln näher erklärt.

### 2.6.1 Festdruckbetrieb

Unabhängig von der erzeugten elektrischen Leistung wird der im Dampferzeuger<sup>4</sup> erzeugte Frischdampf auf einem konstanten Wert gehalten. Zur Regelung der abgegebenen Turbinenleistung werden Turbinenstellventile verwendet. Dabei wird über den Turbineneinlassquerschnitt des Ventils der in die Turbine einströmende Massenstrom des Dampfes beeinflusst. Auf eine Leistungsänderung kann aufgrund der Druckspeichereigenschaften des Dampferzeugers recht schnell reagiert werden.

---

<sup>3</sup> Dieses Verhalten wird auch als kohärentes Generatorverhalten bezeichnet (Oswald, et al., 2004).

<sup>4</sup> Dampferzeuger haben die Aufgabe, die bei der Verbrennung freiwerdende Wärmeenergie in Dampf bestimmter Temperatur und bestimmten Drucks umzuwandeln. Diese können als spezielle, für hohe Drücke ausgelegte Wärmetauscher angesehen werden (Oswald, et al., 2004).

Bei Zunahme des Dampfstroms muss über eine erhöhte Primärenergiezufuhr dafür gesorgt werden, dass der langsam absinkende Frischdampfdruck aufrecht erhalten werden kann. Nachteilig an diesem Verfahren sind die höheren Temperaturgradienten in der Turbine sowie der Umstand, dass bei nur teilweise geöffneten Ventilen ein schlechterer Wirkungsgrad erzielt wird (Schwab, 2006 S. 118).

### 2.6.2 Gleitdruckbetrieb

Die Turbine wird im Gleitdruckbetrieb ungehindert vom Frischdampf versorgt. Die Einlassventile sind dabei zur Gänze geöffnet, somit ist die abgegebene Leistung der Turbine ausschließlich von der Brennstoffzufuhr abhängig. Beim Auftreten einer Leistungsänderung wird daher die Brennstoffzufuhr verändert. Da der Prozess der Befeuerung zur Dampferzeugung eine bestimmte Zeit benötigt, bis dieser an der Turbine abgearbeitet werden kann, kommt es jedoch zu Verzögerungen, daher muss diese Verfahren für eine schnelle Leistungsregelung ausgeschlossen werden, da die Zeitkonstanten im Gleitdruckbetrieb mehrere Minuten betragen können. Vorteil dieses Verfahren ist jedoch der im Vergleich zum Festdruckbetrieb höhere Wirkungsgrad, da keine Verluste an den Ventilen auftreten. Zusätzlich dazu kann die Turbine in einer schonenderen Fahrweise betrieben werden (Schwab, 2006 S. 119).

### 2.6.3 Modifizierter Gleitdruckbetrieb

Hier kommt es zu einer Kombination von Fest- und Gleitdruckbetrieb um die Vorteile der jeweiligen Verfahren zusammenzuführen. Dabei werden die Turbinenstellventile zu 90-95% geöffnet betrieben. Tritt eine plötzliche Leistungsänderung auf, kann durch die Änderung der noch verbleibenden Öffnungsreserve der Ventile schnell reagiert werden. Zusätzlich wird im selben Moment auch die Primärenergiezufuhr erhöht, damit eine Zunahme des Frischdampfdrucks und somit des Massenstroms erreicht werden kann. Mit der steigenden Zunahme des Massenstroms können im Anschluss die Turbinenstellventile wieder auf ihren ursprünglichen Wert zurückgestellt werden. Der Sollwert der Ventilstellung kann beispielsweise proportional zu Frischdampfdruck vorgegeben werden. Der große Vorteil dieser Betriebsführung ist, dass die Verluste in den Ventilen minimiert werden, es aber trotzdem möglich ist, im geringen Ausmaß auf schnelle Leistungsänderungen reagieren zu können (Schwab, 2006 S. 119).

### 2.6.4 Gegenüberstellung von Fest-, Gleit- und modifiziertem Gleitdruckbetrieb

In Abbildung 15 werden die in Kapitel 2.6.1 bis 2.6.3 beschriebenen Verfahren zur Turbinenregelung gegenübergestellt. Auf dem in rot eingezeichneten Soll-Lastsprung um 10 % der Turbinenleistung sind unterschiedliche Sprungantworten der Generatorleistung je Betriebsführung feststellbar.

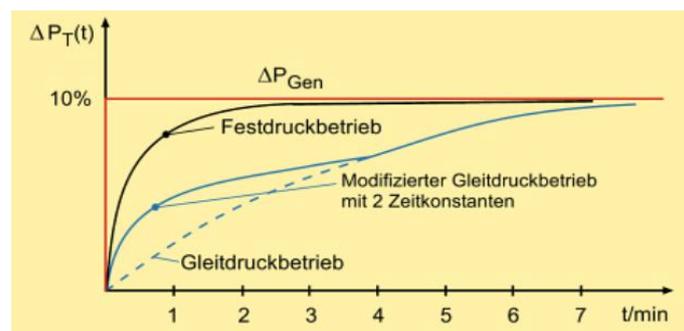


Abbildung 15: Turbinenregelungskonzepte von Dampfkraftwerken (Schwab, 2006 S. 120)

Am schnellsten kann dabei der Festdruckbetrieb unter Ausnutzung des Speicherverhaltens mit den Turbinenzeitkonstanten der Änderung folgen. Im Falle des Gleitdruckbetriebes ist zu Beginn zwar auch ein schnellerer Anstieg bemerkbar, bricht jedoch aufgrund der dann bereits bis zur Maximalstellung geöffneten Einlassventile und der geringeren gespeicherten Energie im Dampferzeuger ein, bis dieser wieder aufgeladen wird (Schwab, 2006 S. 121).

## 2.7 Lastfolgebetrieb unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien

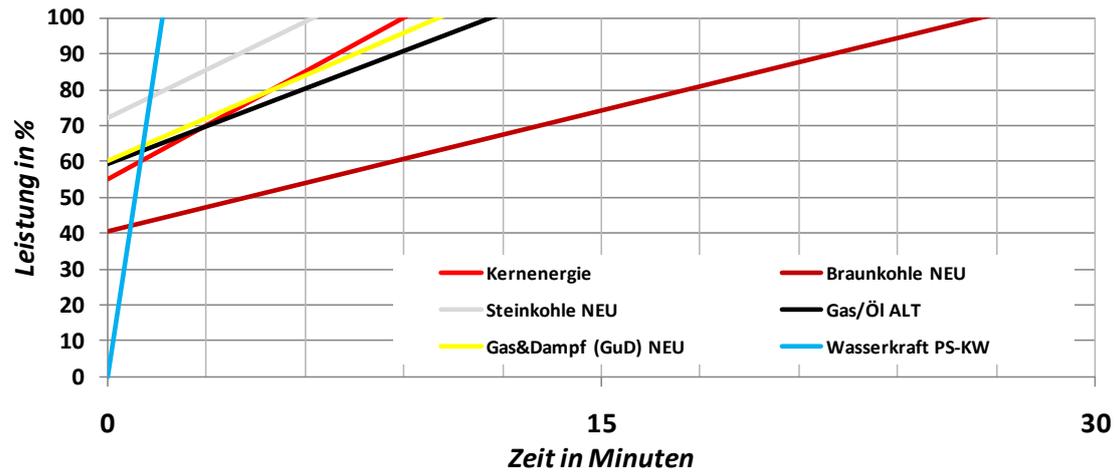
Der Leistungsgradient gibt an, um wie viel Prozent der Nennleistung ein Kraftwerk seine Erzeugung innerhalb eines bestimmten Zeitbereichs<sup>5</sup> senken bzw. erhöhen kann. In Tabelle 2 sind typische Werte dazu angegeben, welche jedoch berücksichtigen, dass die Kraftwerkstypen in Betrieb sind. Die in den Spalten Rücksetz- und Hochfahrpotential angegebene Werte beziehen sich dabei auf die mögliche Reduktion bzw. Erhöhung, welche mit dem jeweiligen Leistungsgradienten erzielt werden kann.

Kraftwerkstyp	Leistungsgradient	Rücksetzpotential	Hochfahrpotential
	% / min	%	
<i>Kernenergie</i>	5	45	55
	10		20
<i>Braunkohle ALT</i>	0,5 bis 2	30	40
<i>Braunkohle NEU</i>	2 bis 2,5	50	60
<i>Steinkohle ALT</i>	1,5 bis 2,5	50	60
<i>Steinkohle NEU</i>	3 bis 6	60	70
<i>Gas / Öl ALT</i>	3 bis 4	40	60
<i>Gas&amp;Dampf (GuD) NEU</i>	3 bis 5	40	60

*Tabelle 2: Leistungsgradienten bestimmter Kraftwerkstypen in Prozent bezogen auf die Nennleistung; vgl. (RWE, 2009 S. 3)*

Die in Tabelle 2 angegebenen Leistungsgradienten werden in Abbildung 16 grafisch dargestellt. Zur Vereinfachung wurden von den angegebenen Wertebereichen je Kraftwerkstyp der Mittelwert gebildet und als neuer Gradient zur Erstellung der Grafik herangezogen. Zusätzlich dazu wurde zur besseren Veranschaulichung ein typischer Leistungsgradient (ca. 2% der Nennleistung pro Sekunde) eines Pumpspeicherkraftwerks den Gradienten aus der Tabelle gegenübergestellt.

<sup>5</sup> Im Normalfall wird der Gradient in Prozent pro Minute angegeben. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird dieser aufgrund der steilen Gradienten meist in Prozent pro Sekunde angegeben.



**Abbildung 16: Leistungsgradienten bestimmter Kraftwerkstypen entsprechen ihres Hochfahrpotentials entsprechend der Angaben aus Tabelle 2**

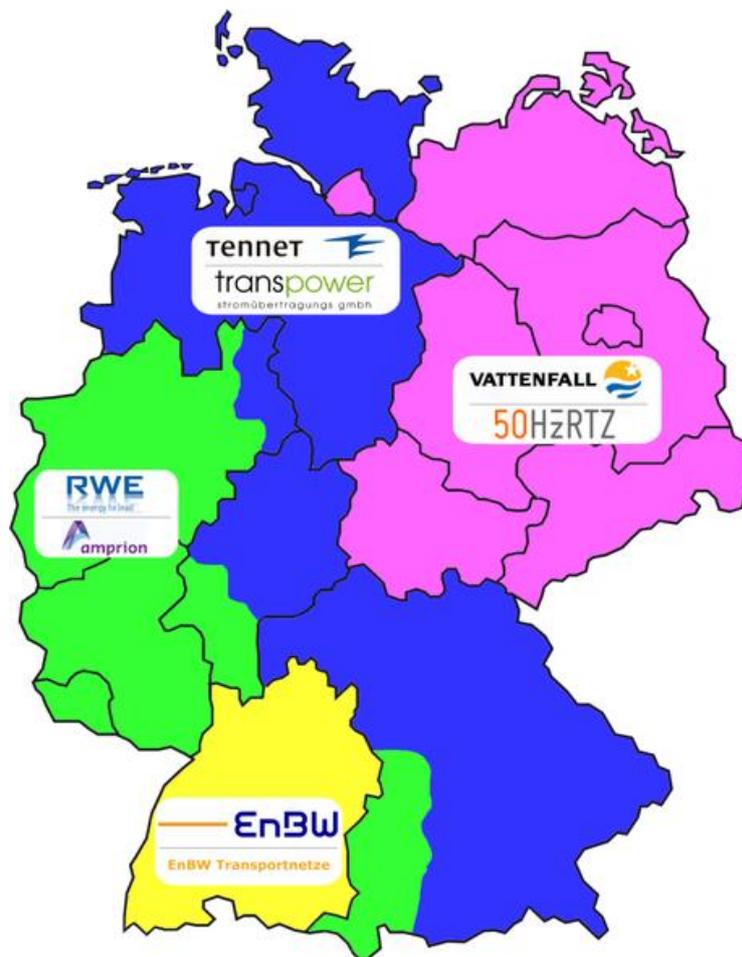
Auffällig ist die Tatsache, dass Kernkraftwerke einen relativ steilen Leistungsgradienten aufweisen. Laut den Angaben deutscher Kernkraftbetreiber wäre es in Deutschland möglich, innerhalb von 15 Minuten die Erzeugung aus Kernenergie in der Höhe von rund 9.600 MW zu variieren (RWE, 2009 S. 3). Bei einer aktuell gesamt installierten Kernkraftwerksleistung von rund 20 GW (Kernenergie, 2009 S. 3) würde dies nahezu der Hälfte der installierten Leistung entsprechen. Ob Kernkraftwerke tatsächlich zur Regelleistung beitragen, wird in der vorliegenden Arbeit nicht näher untersucht.

### 3 Der Regelle Energiemarkt in Deutschland

Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen aufgeteilt, welche jeweils von einem ÜNB betrieben werden. Diese sind im Laufe der Zeit aus einer Vielzahl von ehemaligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstanden. Beispielsweise gab es in Deutschland im Jahr 1997 noch neun eigenständige Regelzonen. Zu den noch verbliebenen Regelzonen bzw. Übertragungsnetzbetreibern zählt man:

- Transpower Stromübertragungs GmbH (mittlerweile TenneT TSO)
- 50 Herz Transmission GmbH (ehemals Vattenfall Europe Transmission)
- Amprion GmbH (ehemals RWE Transportnetz)
- EnBW Transportnetz AG

Diese sind in Abbildung 17 entsprechend ihrer geographischen Lage dargestellt:



**Abbildung 17: Darstellung der vier Übertragungsnetzbetreiber / Regelzonen in Deutschland (Duepmann, 2010)**

Seit 2001 beschaffen die vier deutschen ÜNB ihren Bedarf an Regelreserve auf einem offenen transparenten und diskriminierungsfreien Markt, entsprechend den Vorgaben des Bundeskartellamtes (regelleistung.net, 2010b). Dabei erfolgte die Beschaffung von PRL und SRL bis zum 30.11.2007 je ÜNB in einem halbjährlichen Zyklus. TRL wurde damals bereits je ÜNB eigenständig in einem täglichen Ausschreibungsverfahren organisiert (regelleistung.net, 2010a).

Aus der eigenständigen Beschaffung heraus, wurde der Bedarf an TRL seit dem 01.12.2006 in einer gemeinsamen Ausschreibung organisiert. Mit 01.12.2007 wurde diese Organisation auf die PRL und SRL erweitert. Die Durchführung erfolgt auf einer gemeinsamen, von den vier ÜNB eingerichteten Internetplattform<sup>6</sup>. Berechtig sind alle Anbieter, welche eine positive Präqualifikation bzw. einen Rahmenvertrag vorweisen können. Die Beschaffung erfolgt wettbewerbsorientiert mit einer Vielzahl an beteiligten Anbietern. Dies können sowohl Kraftwerksbetreiber als auch Stromkunden sein. Auch die Teilnahme kleinerer Akteure ist möglich, indem sich diese zu Pools zusammenschließen, um die erforderliche Mindestangebotsgröße<sup>7</sup> je Regelleistung bereitstellen zu können. Da jeder Anbieter für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben verantwortlich ist, geht die Schuld bei fehlerhaften oder irrtümlichen Angeboten zu Lasten des Anbieters. Laut den Angaben der Internetplattform sind im deutschen Regelblock 90 % aller Erzeugungseinheiten, welche in der Lage sind Regelleistung bereitzustellen, zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren zugelassen (regelleistung.net, 2010a).

### 3.1 Beschaffung der Primärregelleistung

Die deutschen ÜNB decken ihren Bedarf an PRL entsprechend den Vorgaben des neuen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der dazugehörigen Stromzugangsverordnung (StromNZV) über die gemeinsam eingerichtete Internetplattform. Der Ausschreibungsstart für PRL wurde von der Bundesnetzagentur (BNetzA) auf den 1. Dezember 2007 festgelegt (regelleistung.net, 2010b).

Jeder Anbieter, der sich an der Ausschreibung für PRL beteiligen möchte, muss im ersten Schritt einen Rahmenvertrag mit dem jeweiligen ÜNB unterzeichnen, in dessen Netzgebiet seine technische Einheit angeschlossen ist. Sollte der Fall vorliegen, dass ein Anbieter mehrere technische Einheiten besitzt, diese sich jedoch in unterschiedlichen Regelzonen befinden, muss mit jedem Anschlussübertragungsnetzbetreiber<sup>8</sup> ein eigener Rahmenvertrag abgeschlossen werden. Erst durch einen bestehenden Rahmenvertrag ist der Anbieter zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren auf der IT-Plattform zugelassen.

Die Ausschreibungen werden in einem monatlichen Intervall durchgeführt. Die Termine dafür können aus dem auf der IT-Plattform angegebenen Ausschreibungskalender entnommen werden. Dieser beinhaltet Beginn und Ende der Angebotsfrist sowie den Zeitpunkt, an dem die Ergebnisse veröffentlicht werden. Die deutschen ÜNB schreiben ihren Bedarf an PRL als symmetrisches Leistungsband aus. Das heißt, dass ein Angebot für positive und negative Reservevorhaltung nur gemeinsam abgegeben werden kann. Die Mindestangebotsgröße beträgt  $\pm 5$  MW. Sollte es dazu kommen, dass der im Ausschreibungsverfahren benötigte Bedarf nicht abgedeckt werden konnte, besteht die Möglichkeit (unter Absprache der ÜNB) eine weitere Ausschreibung für die noch fehlenden Mengen durchzuführen. Jedes Angebot kann bis zum Ende der Abgabefrist geändert werden, wodurch das zuvor abgegebene Angebot seine Gültigkeit verliert. Bis zur Vergabeentscheidung ist jedoch jedes abgegebene Angebot bindend.

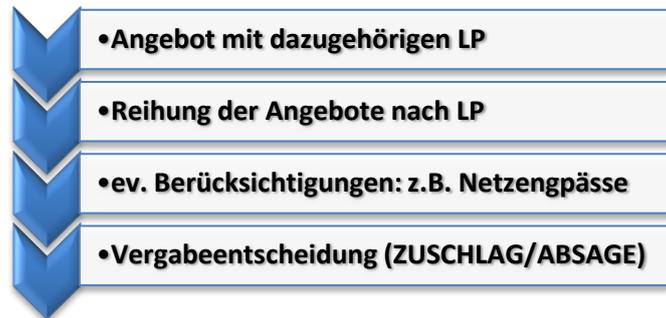
---

<sup>6</sup> [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), Internetseite der deutschen ÜNB zur Vergabe von Regelleistung

<sup>7</sup> Die Mindestangebotsgröße wird oft als Mindestlosgröße bezeichnet und trifft sowohl für Erzeugungseinheiten als auch auf regelbare Verbraucherlasten zu

<sup>8</sup> Der Anschlussübertragungsnetzbetreiber ist jener, bei dem die technische Einheit des Anbieters unabhängig von der Spannungsebene angeschlossen ist (50 Hertz, 2010a).

Ziel der Vergabeentscheidung ist es, die für die Vorhaltung der PRL entstehenden Kosten zu minimieren und dabei eine ausreichende Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Vergabe kann hierbei als ein Prozess angesehen werden, welcher in Abbildung 18 dargestellt ist.



*Abbildung 18: Vergabeentscheidung der Primärregelleistung in Deutschland; vgl. (50 Hertz, 2010a)*

Jeder Anbieter gibt für die angebotene Leistung den dazugehörigen Leistungspreis bekannt. Der Preis des Anbieters soll dabei so ausgelegt sein, dass alle seine anfallenden Nebenkosten berücksichtigt werden, da diese nachträglich von den ÜNB nicht rückerstattet werden. Nach Abschluss der Angebotsfrist werden alle Angebote entsprechend ihres Leistungspreises aufsteigend gereiht. Sind mehrere Angebote mit demselben Leistungspreis vorhanden, erfolgt die Reihung abhängig vom Zeitpunkt der Angebotslegung. Für die Systemsicherheit müssen bei der Vergabeentscheidung eventuelle Netzengpässe berücksichtigt werden. Entsprechend diesem Prozess werden die Angebote bezuschlagt oder abgesagt und die Anbieter daraufhin von den Ergebnissen informiert. Wird ein Angebot bezuschlagt, ist der Anbieter dazu verpflichtet, die angebotene Leistung für den geltenden Zeitbereich vorzuhalten und entsprechend den technischen Anforderungen bereitzustellen. Die ÜNB können bei der Zusage von Angeboten auch Teilmengen von Angeboten bezuschlagen, die Menge darf die Mindestangebotsgröße jedoch nicht unterschreiten. Der dazugehörige Leistungspreis bleibt unverändert (50 Hertz, 2010a).

### 3.1.1 Höhe der vorgehaltenen Primärregelleistung in Deutschland

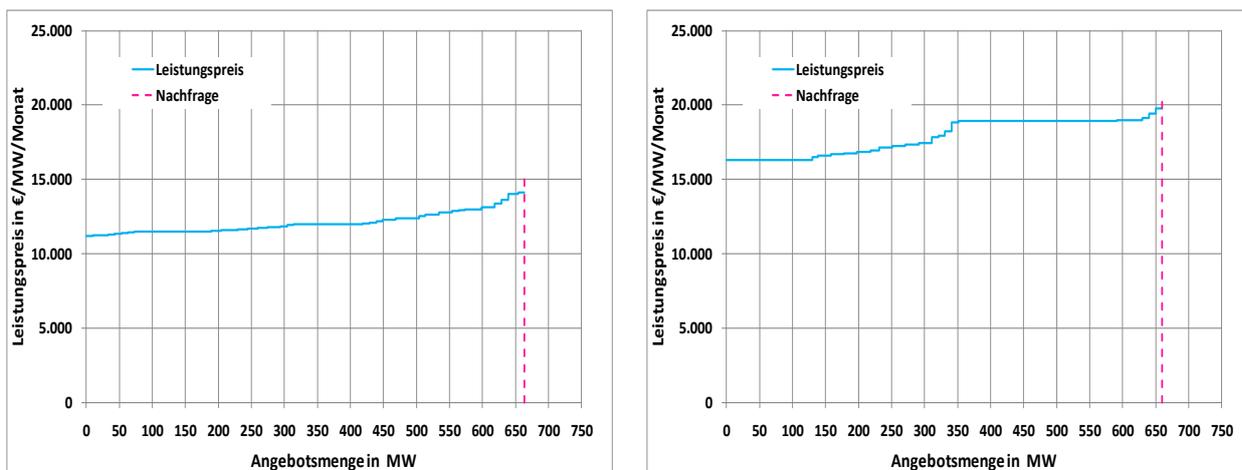
Der für Deutschland durch die ÜNB ausgeschriebene Bedarf an PRL lag im Zeitraum von 2008 bis 2010 in einer Größenordnung von etwa  $\pm 660$  MW. Im Rahmen der durchgeführten Analyse wurden die für diesen Zeitraum<sup>9</sup> dazugehörigen Merit Order Listen (MOL) erstellt. Die erforderlichen Daten konnten von der eingerichteten IT-Plattform bezogen werden (regelleistung.net, 2010c).

In den erstellten Merit Order Listen werden die abgegebenen Angebote entsprechend des Leistungspreises in aufsteigender Reihung und der dazugehörigen aufsummierten Angebotsmenge dargestellt. Jene Angebote welche unter dem ausgeschriebenen Bedarf liegen werden bezuschlagt, jene die darüber liegen abgesagt<sup>10</sup>. In den Abbildung 19 bis Abbildung 21 sind ausgewählte MOL dargestellt.

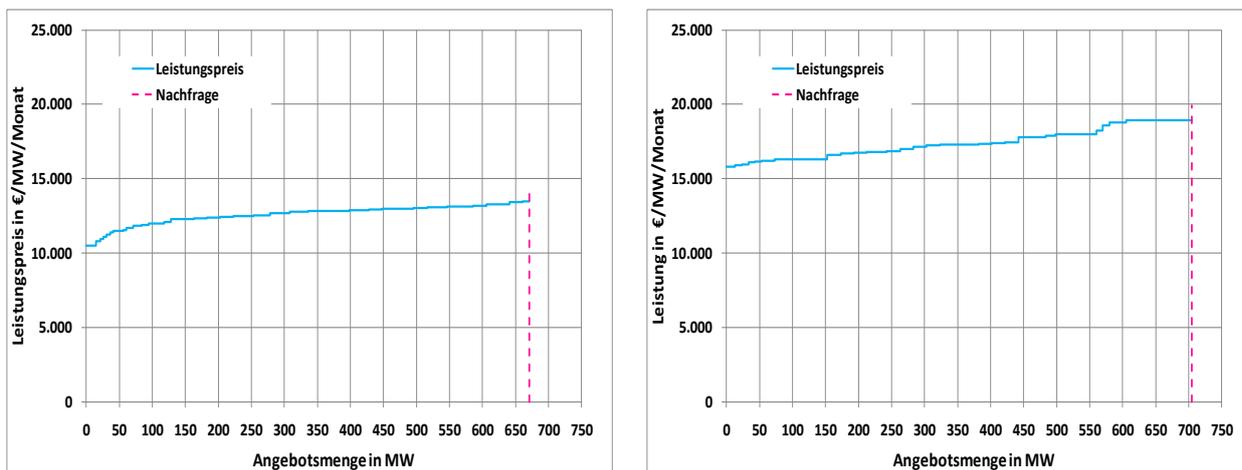
<sup>9</sup> Der Zeitraum wurde bewusst nur bis zum Jahr 2008 zurückliegend gewählt, da die gemeinsame Ausschreibung erst seit Ende 2007 durchgeführt wird

<sup>10</sup> Sollte es die Systemsicherheit erfordern, können auch Angebote die darunter liegen abgesagt, und teurere bezuschlagt werden

Vergleicht man die Diagramme, ist eine Erhöhung des Leistungspreises zum Folgejahr erkennbar. Beispielsweise betrug der durchschnittliche Leistungspreis im Jahr 2008 einen Wert von 14.860 €/MW je Monat wohingegen im Jahr 2009 dieser bereits 16.857 €/MW je Monat betrug. Bei genauer Betrachtung der MOL ist erkennbar, dass kein abgegebenes Angebot über dem ausgeschriebenen Bedarf vorhanden ist. Dies kann womöglich darauf zurückgeführt werden, dass die über der Nachfrage abgegebenen Angebote in den veröffentlichten Daten weggelassen worden sind. Die flachen Angebotsverläufe in den Abbildung 19 bis Abbildung 21 lassen darauf schließen, dass im Markt zu wenige Anbieter vorhanden sind. Dies würd bedeuten, dass sich im betrachteten Zeitraum noch kein wirklicher Wettbewerb eingestellt hat. Somit wäre ein zusätzliches Einsparungspotential bei der Vorhaltung der Primärregelleistung gegeben.



**Abbildung 19: Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für Jänner 2008 in der linken und Jänner 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010c)**



**Abbildung 20 Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für März 2008 in der linken und März 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010c)**

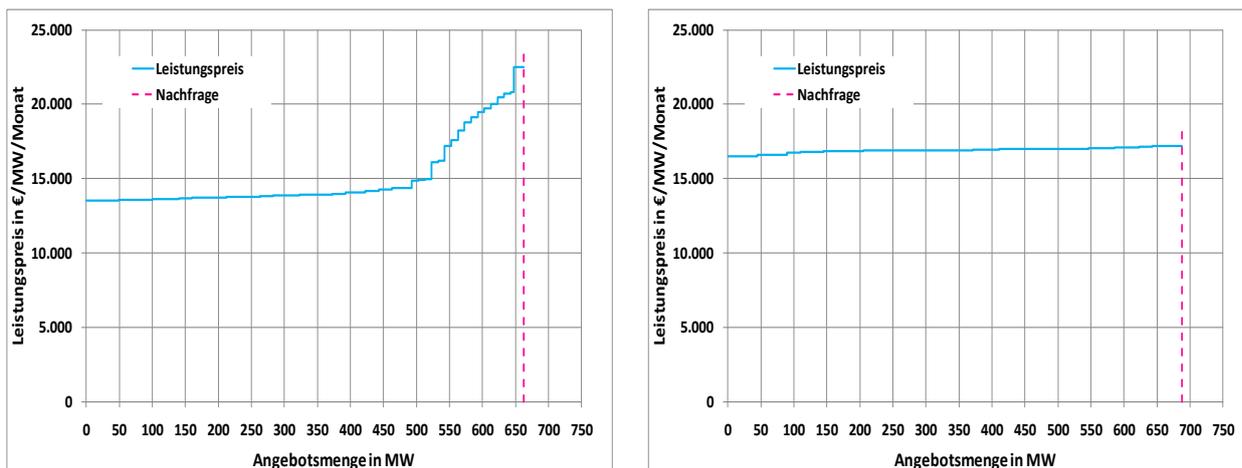


Abbildung 21: Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für Juli 2008 in der linken und Juli 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010c)

In Abbildung 22 sind die für 2008 bis 2010 erzielten Ausschreibungsergebnisse dargestellt. Der in rosa dargestellte Verlauf stellt den ausgeschriebenen Bedarf an PRL seitens der ÜNB, die Säulen die tatsächlich über die Ausschreibung bezuschlagte Menge dar. Die in schwarz eingezeichneten Spannweiten repräsentieren die Preisspanne der abgegebenen Angebote.

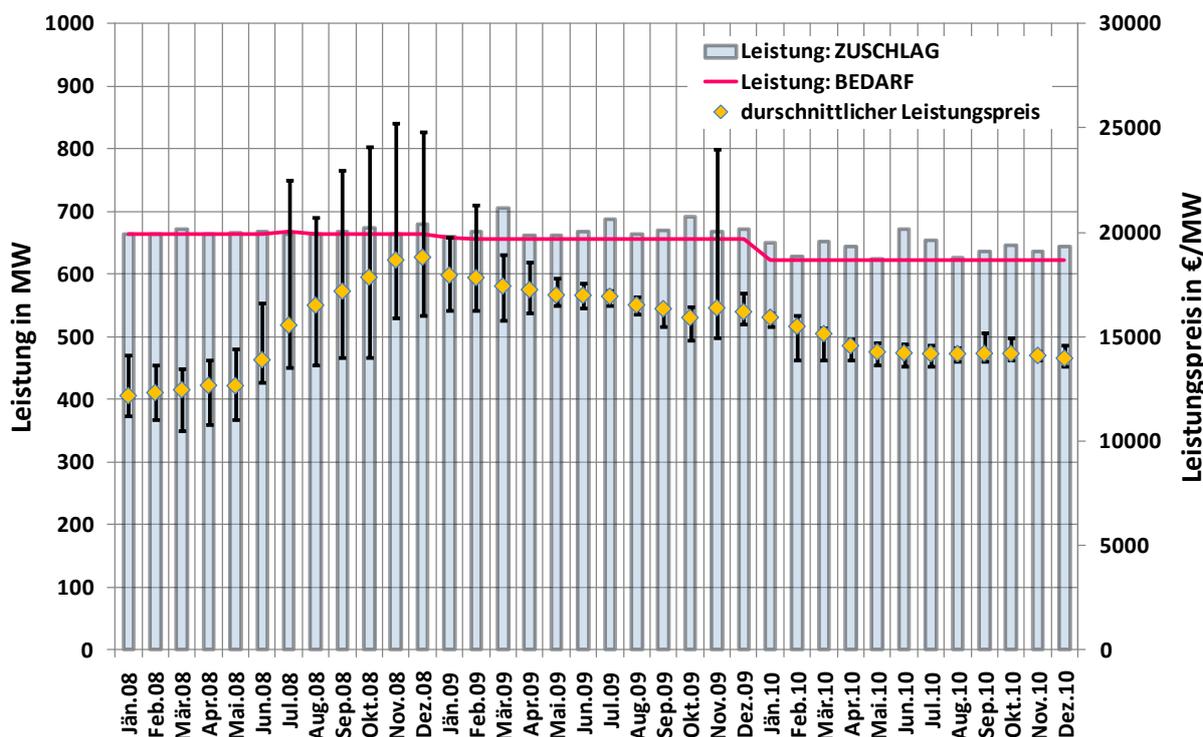


Abbildung 22: Ausschreibungsergebnisse der Primärregelleistung für die Jahre 2008 und 2009 (regelleistung.net, 2010c)

Im Gegensatz zur Sekundär- und Tertiärregelung entstehen bei der Primärregelung nur Kosten für die Vorhaltung. Nicht verrechnet werden die durch den Abruf entstandenen Arbeitskosten bzw. Energiekosten. Dies gilt nicht nur für Deutschland, sondern wird auch in den anderen betrachteten Ländern so gehandhabt. Grund dafür ist, dass davon ausgegangen wird, dass sich der länderübergreifende Einsatz der Primärregelenergie im Mittel ausgleicht.

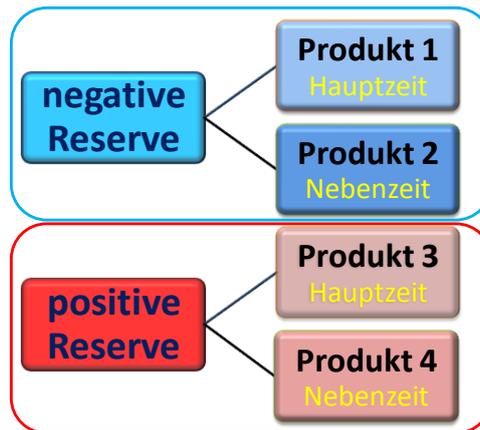
### 3.2 Beschaffung der Sekundärregelleistung

Der Bedarf der deutschen ÜNB an SRL wird wiederum über eine gemeinsame Ausschreibung gedeckt. Dabei können von den Anbietern Angebote mit Leistungs- und Arbeitspreis abgegeben werden. Da SRL innerhalb Deutschlands auch regelzonenübergreifend zwischen den vier ÜNB erbracht werden kann, besteht die Möglichkeit sogenannte Kernanteile auszuschreiben. Diese garantieren, dass immer genügend Reserven in den jeweiligen Regelzonen vorgehalten sind, damit es zu keiner Gefährdung der Netzstabilität kommen kann. Diese Regelung wirkt sich insofern auf die Vergabeentscheidung aus, indem teurere Angebote, welche zur Deckung der Kernanteile herangezogen werden, billigeren Angeboten vorgezogen werden (regelleistung.net, 2010d).

Anbieter können am Ausschreibungsverfahren wiederum erst dann teilnehmen, wenn diese mittels positiver Präqualifikation einen entsprechenden Rahmenvertrag mit dem jeweiligen ÜNB abgeschlossen haben. Mittels einer entsprechenden leittechnischen Präqualifikation besteht für die Anbieter am deutschen Regelenergiemarkt jedoch die Möglichkeit, aus der Regelzone des Anschluss-übertragungsnetzbetreibers heraus SRL für einen anderen ÜNB bereitzustellen. Dieser ÜNB wird dann als Abrufübertragungsnetzbetreiber bezeichnet. Vermarktet ein Anbieter mehrere technische Einheiten in den unterschiedlichen deutschen Regelzonen, so ist mit dem jeweiligen Anschluss- und Abrufübertragungsnetzbetreiber ein Rahmenvertrag zu unterzeichnen (regelleistung.net, 2010e).

Die SRL wird in Deutschland getrennt nach positiver und negativer Reserve ausgeschrieben. Ausschreibungstermine werden auf der eingerichteten IT-Plattform veröffentlicht. Die Mindestangebotsgröße beträgt 10 MW, sowohl für positive als auch für negative Reserve. Der gesamte Bedarf der vier ÜNB muss durch die Ausschreibung gedeckt werden. Sollte dieser in der regulären Ausschreibung nicht abgedeckt werden, kann unter Absprache der ÜNB eine weitere Ausschreibung für die noch fehlenden Mengen durchgeführt werden. Auch hier können von Seiten der ÜNB Angebote bis zur Mindestangebotsgröße gekürzt werden.

Im Unterschied zur PRL wird die SRL in zwei verschiedenen Zeitbereichen ausgeschrieben. Man unterscheidet dabei zwischen Hauptzeit (Hochtarifzeit) und Nebenzeit (Niedertarifzeit). Die Hauptzeit erstreckt sich von Montag bis Freitag, jeweils von 08:00 bis 20:00 Uhr wohingegen sich die Nebenzeit von Montag bis Freitag, jeweils von 20:00 bis 08:00 bzw. an Samstagen, Sonntagen und bundesweiten Feiertagen von 00:00 bis 24:00 Uhr erstreckt (50 Hertz, 2010b). Somit gibt es am deutschen Sekundärregelmarkt vier unterschiedliche Produktzeitscheiben, für welche Angebote abgegeben werden können. Diese sind in Abbildung 23 dargestellt.



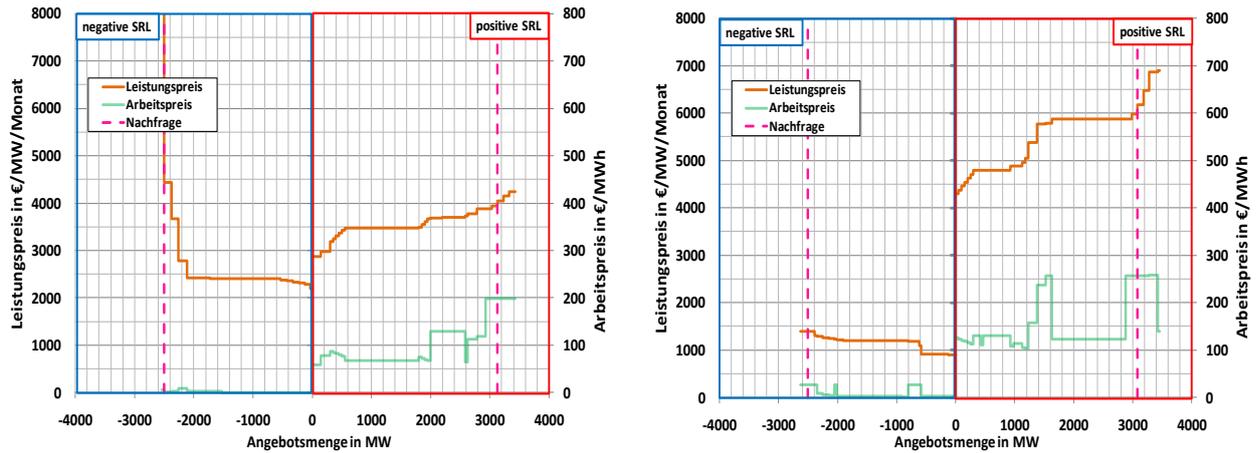
**Abbildung 23: Produktzeitscheiben am deutschen Sekundärregelmarkt**

Bis zur Vergabeentscheidung sind alle Angebote bindend, können jedoch bis zur Abgabefrist jederzeit geändert werden. Auch bei der SRL wird in der Vergabeentscheidung das Ziel verfolgt, die Kosten der vorgehaltenen Sekundärregelleistung unter Berücksichtigung der Systemsicherheit und der jeweiligen regelzonenspezifischen Kernanteile für jede Produktzeitscheibe zu minimieren (50 Hertz, 2010b).

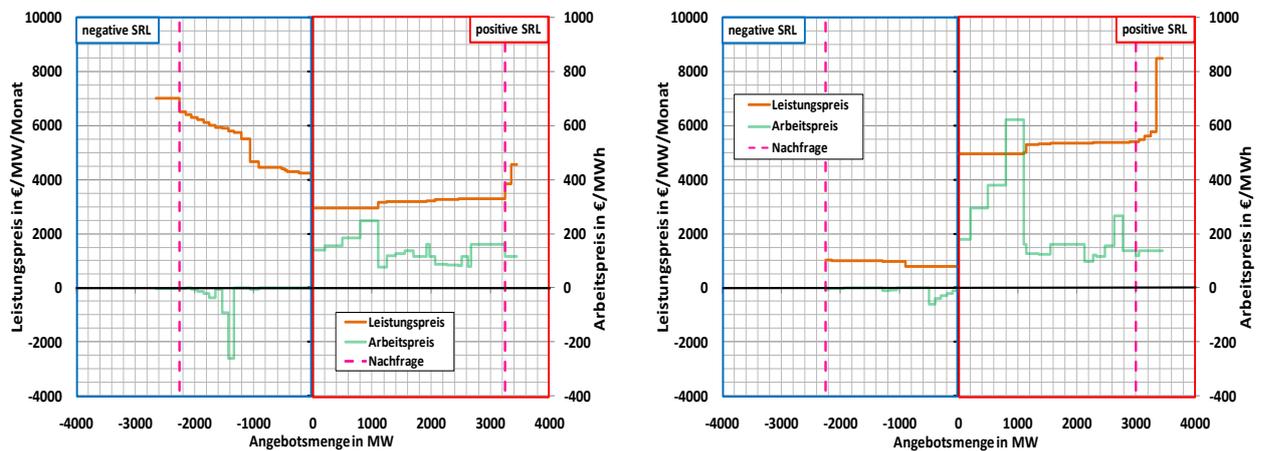
Die Zuschlagung der Angebote wird für jede Produktzeitscheibe separat durchgeführt, bis der gesamte Bedarf abgedeckt wird. Als Auswahlkriterium wird der in den Angeboten abgegebene Leistungspreis herangezogen. Sollte der Fall vorliegen, dass mehrere Angebote vorhanden sind, die denselben Leistungspreis aufweisen, wird als zweites Entscheidungskriterium der angebotene Arbeitspreis herangezogen. Sind auch diese gleich, wird die Reihung entsprechend des zeitlichen Eingangs der Angebote auf der IT-Plattform vorgenommen (50 Hertz, 2010b S. 16). Im Anschluss dazu werden die Angebote entsprechend des regelzonenspezifischen Bedarfs unter Berücksichtigung vorhandener Kernanteile auf die jeweiligen ÜNB aufgeteilt (Bundesnetzagentur, 2010 S. 6). Ausschlaggebend für den tatsächlichen Abruf der vorgehaltenen Sekundärregelleistung ist der Arbeitspreis. Die den ÜNB zugeteilten Angebote werden dabei beginnend mit dem niedrigsten Arbeitspreis für positive bzw. beginnend mit dem höchsten Arbeitspreis für negative<sup>11</sup> SRL je ÜNB gereiht (50 Hertz, 2010b S. 16). Sollten eventuelle technische Gegebenheiten ein Abweichen von dieser Reihung erfordern, darf es dabei jedoch zu keiner Diskriminierung von Marktteilnehmern kommen (Bundesnetzagentur, 2010a S. 2).

In Abbildung 24 und Abbildung 25 sind typische MOL von den monatlichen Ausschreibungen für SRL dargestellt. In der linken Abbildung sind die Ergebnisse zur Niedertarifzeit, in der rechten die der Hochtarifzeit dargestellt. Je Zeitscheibe wurde zusätzlich eine Unterteilung in positiven und negativen Bedarf vorgenommen. Demnach sind in Abbildung 24 bis Abbildung 25 jeweils alle vier Produktzeitscheiben dargestellt. Die entsprechenden Daten konnten auf der IT-Plattform in Erfahrung gebracht werden (regelleistung.net, 2010c).

<sup>11</sup> Einer solchen Reihung sind Arbeitspreise zuzuordnen, bei denen die Zahlungsrichtungen vom Bereitsteller zum ÜNB gerichtet sind.



**Abbildung 24: Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Sekundärregelleistung für Jänner 2008. In der linken Abbildung sind die Angebote der Niedertarifzeit, in der rechten die Angebote für Hochtarifzeit dargestellt (regelleistung.net, 2010c).**



**Abbildung 25: Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Sekundärregelleistung für Jänner 2009. In der linken Abbildung sind die Angebote der Niedertarifzeit, in der rechten die Angebote für Hochtarifzeit dargestellt (regelleistung.net, 2010c).**

Die Leistungspreise der abgegebenen Angebote sind im Jahr 2009 zur Nebenzzeit für die negative Reserve höher als für die positive Reserve. Ein Grund dafür könnte sein, dass in der Nebenzzeit die Verbraucherlasten geringer sind als zur Hauptzeit. In dieser Zeitperiode ist die Fahrweise der meisten Kraftwerke bereits verringert. Wird nun beispielsweise der Bedarf an negativer SRL durch thermische Kraftwerke abgedeckt, würde eine weitere Verringerung der Erzeugung aufgrund eines Abrufes zu einer Verschlechterung des Wirkungsgrads führen. Dadurch können dem Betreiber zusätzliche Kosten entstehen, welche er über einen höheren Leistungspreis abzudecken versucht. Desweiteren sind in den nächtlichen Stunden die meisten Pump-Speicherkraftwerke im Pumpbetrieb und daher in ihrer Leistungsaufnahme meist voll ausgelastet, wodurch sie sich nur in geringem Ausmaß an der Sekundärregelung beteiligen können.

In Abbildung 25 ist erkennbar, dass es zur Bildung negativer Arbeitspreise bei den Angeboten gekommen ist. Dies wurde durch einen entsprechenden Beschluss der BNetzA ermöglicht und wird im folgenden Unterkapitel genauer betrachtet.

### 3.2.1 Negative Arbeitspreise für negative Regelreserven

Da es seit 1. September 2008 möglich ist, am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) Stromhandelsgeschäfte mit negativen Preisen abzuschließen, wurde daraufhin von der Beschlusskammer 6 der BNetzA geboten, dies auch im Bereich der Regelenergie zuzulassen. Dieser Beschluss gilt sowohl für Sekundärregelung als auch für Tertiärregelung. Bei negativen Arbeitspreisen dreht sich die Zahlungsrichtung um, das heißt, dass beim Abruf negativer Regelreserve nicht mehr der Anbieter dem ÜNB die in Anspruch genommenen Energiemenge bezahlt, sondern vom ÜNB die bezogenen Energie vergütet bekommt.

Begründet wurde diese Entscheidung damit, dass es ansonsten zu unerwünschten Inanspruchnahmen negativer Regelenergie kommen könnte. Beispielsweise bestünde für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) die Möglichkeit, bei negativen Preisen an der EEX Energie zu beziehen, um absichtlich eine Überspeisung seiner BG hervorzurufen. Der in Folge dessen hervorgerufene Einsatz negativer Regelenergie würde somit einen zusätzlichen Gewinn in der BG generieren. Da aber durch die Einführung der negativen Arbeitspreise keine gesicherte Vergütung für eine Überspeisung gegeben ist, kann ein solches Verhalten verhindert werden. Daher wurden die ÜNB aufgefordert, bis spätestens 1. Jänner 2009 die negativen Arbeitspreise im bestehenden Ausschreibungsverfahren zu implementieren und eventuelle vertragliche Anpassungen vorzunehmen (Bundesnetzagentur, 2008b S. 1) (Monopolkommission, 2010 S. 190).

### 3.2.2 Höhe der vorgehaltenen Sekundärregelleistung in Deutschland

Die Höhe des durchschnittlichen Bedarfs an SRL der vier deutschen ÜNB für die Jahre 2008 bis 2010 ist in Tabelle 3 aufgelistet. Die Daten dazu konnten von der IT-Plattform bezogen werden (regelleistung.net, 2010c). Bei den in der Tabelle eingetragenen Angaben muss jedoch beachtet werden, dass diese als Durchschnittswerte für Haupt- und Nebenzeit anzusehen sind.

	ENBW		Transpower		Amprion		50 Hertz	
	<i>positiv</i>	<i>negativ</i>	<i>positiv</i>	<i>negativ</i>	<i>positiv</i>	<i>negativ</i>	<i>positiv</i>	<i>negativ</i>
<b>2008</b>	1.440 MW	780 MW	1.000 MW	1.000 MW	2.367 MW	1.867 MW	1.160 MW	1.160 MW
<b>2009</b>	977 MW	643 MW	1.462 MW	1.082 MW	2.108 MW	1.758 MW	1.154 MW	918 MW
<b>2010</b>	858 MW	646 MW	1.315 MW	1.306 MW	1.659 MW	1.528 MW	981 MW	938 MW

*Tabelle 3: Durchschnittlicher Bedarf an Sekundärregelleistung in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010; Eigene Berechnung basierend auf (regelleistung.net, 2010c)*

Mit Ausnahme der Regelzone Transpower ist der benötigte Bedarf der deutschen ÜNB über die Jahre zurückgegangen. Der besonders starke Rückgang von 2009 auf 2010 lässt sich mit der Umsetzung des optimierten Netzregelverbundes (NRV) der vier deutschen ÜNB begründen. Im Kapitel 3.4.1 wird darauf noch näher eingegangen.

Die in den Ausschreibungen tatsächlich bezuschlagte Menge an SRL kann aus Abbildung 26 entnommen werden. Dafür wurden die im Rahmen der durchgeführten Arbeit erstellten MOL herangezogen, indem über das letzte bezuschlagte Angebot die Höhe je Ausschreibungsperiode und Produktzeitscheibe ermittelt wurde.

Aus Abbildung 26 kann entnommen werden, dass zu Hoch- und Niedertarifzeiten nicht immer dieselbe Menge an positiver bzw. negativer SRL vorgehalten wird. Im Jahr 2009 wurden in den Niedertarifzeiten im Schnitt um 100 MW weniger negative SRL als zu Hochtarifzeiten vorgehalten. Eine regelzonenspezifische Zuordnung der Ergebnisse wurde nicht vorgenommen werden. Es kann jedoch festgehalten werden, dass im betrachteten Zeitraum eine Mindestleistung in der Höhe von 2260 MW für negative und 2820 MW für positive SRL in Deutschland vorgehalten wurde.

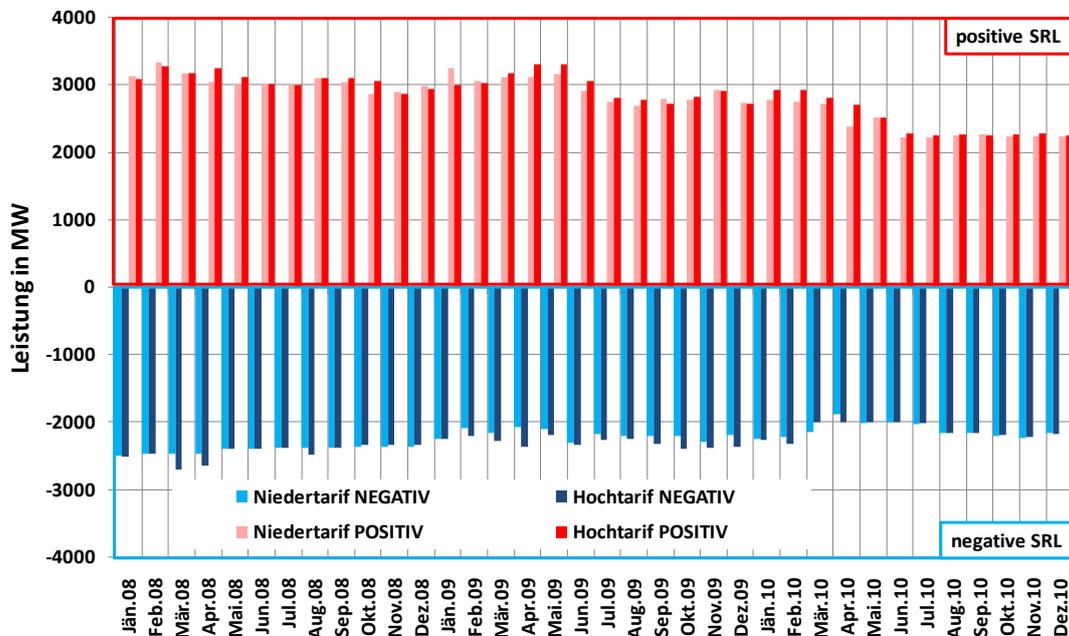


Abbildung 26: Monatliche vorgehaltene Sekundärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 bis 2010 aufgeteilt in Hoch- und Niedertarifzeit (regelleistung.net, 2010c)

### 3.3 Beschaffung der Tertiärregelung

Der Start für die gemeinsame Ausschreibung der Tertiärregelung bzw. Minutenreserve aller vier deutschen ÜNB wurde von der BNetzA für den 1. Dezember 2006 festgelegt. Damit den Anbietern der Zugang zur Ausschreibung ermöglicht wird, muss wiederum ein Rahmenvertrag mit dem zuständigen ÜNB unterzeichnet werden. Voraussetzung dafür ist eine positive Präqualifikation ihrer technischen Einheit. Die Möglichkeit der Anmeldung von Kernanteilen vom ÜNB ist auch hier gegeben. Dieser darf jedoch den Wert von 50 % des Bedarfs von SRL und TRL innerhalb der Regelzone nicht überschreiten. Weiters muss gewährleistet werden, dass zwei Drittel der Tertiärregelreserve innerhalb der jeweiligen Regelzone erbracht wird (Monopolkommission, 2010 S. 189).

Die Ausschreibungen werden täglich von Montag bis Freitag für den jeweils darauffolgenden Arbeitstag vorgenommen. Für Wochenenden und bundesweite Feiertage wird der jeweilige Bedarf am zuletzt liegenden Arbeitstag vorgenommen. Die Angebote können in der Zeit von 08:00 bis 10:00 Uhr abgegeben werden und finden somit vor Beginn des Haupthandels der EEX-Stundenkontrakte statt. Die Vergabeentscheidungen müssen bis spätestens 11:00 Uhr bekannt gegeben werden (regelleistung.net, 2010f).

Tertiärregelleistung wird in Deutschland getrennt nach positiver und negativer Reserve ausgeschrieben. Auch hier wird in den Angeboten von Seiten der Anbieter ein dazugehöriger Leistungs- und Arbeitspreis abgegeben. Die Mindestangebotsgröße beträgt dabei 15 MW. Für jeden Tag gibt es sechs zur Auswahl stehende Zeitbereiche. Jede dieser hat eine Dauer von vier Stunden. Somit können die in den Ausschreibungen teilnehmenden Anbieter aus 12 verschiedenen Produktzeitscheiben je Tag bei ihrer Angebotslegung wählen.

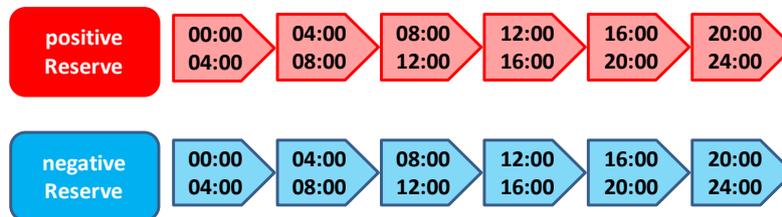


Abbildung 27: Produktzeitscheiben beim Ausschreibungsverfahren für Tertiärregelreserve

Der weitere Verlauf der Vergabeentscheidung wird in derselben Art und Weise durchgeführt wie bei der SRL, d.h. Zuschlag nach Leistungspreis und Abruf nach Arbeitspreis, (Monopolkommission, 2010 S. 189).

### 3.3.1 Höhe der vorgehaltenen Tertiärregelleistung in Deutschland

Der durchschnittliche von den deutschen ÜNB benötigte Bedarf an Tertiärregelreserve ist in Tabelle 4 angegeben. Die Daten dazu konnten von der IT-Plattform bezogen werden (regelleistung.net, 2010c). Da anhand der zur Verfügung stehenden Daten keine regelzonenspezifische Aufteilung möglich war, sind die angegebenen Werte als Durchschnittswerte über alle Regelzonen zu verstehen.

	Tertiärregelbedarf	
	positiv	negativ
2008	3.192 MW	1.903 MW
2009	2.729 MW	2.655 MW
2010	2.309 MW	2.359 MW

Tabelle 4: Durchschnittlich benötigte Bedarf an Tertiärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 und 2010; Eigene Berechnung basierend auf (regelleistung.net, 2010c)

Über den Betrachtungszeitraum hat sich die Bedarfsentwicklung dahingehend verändert, dass annähernd dieselbe Menge an positiver und negativer Reserve benötigt wird. Ein monatlicher Überblick ist in Abbildung 28 dargestellt. Zusätzlich dazu sind die tatsächlich über das Ausschreibungsverfahren bezuschlagten Leistungen je Monat eingetragen. Die angegebenen Werte sind als Durchschnittswerte über alle Produktzeitscheiben je Monat zu verstehen. Ein Unterschied in der Höhe der vorgehaltenen Tertiärregelreserve je Produktzeitscheibe konnte im Gegensatz zur Sekundärregelung nicht festgestellt werden.

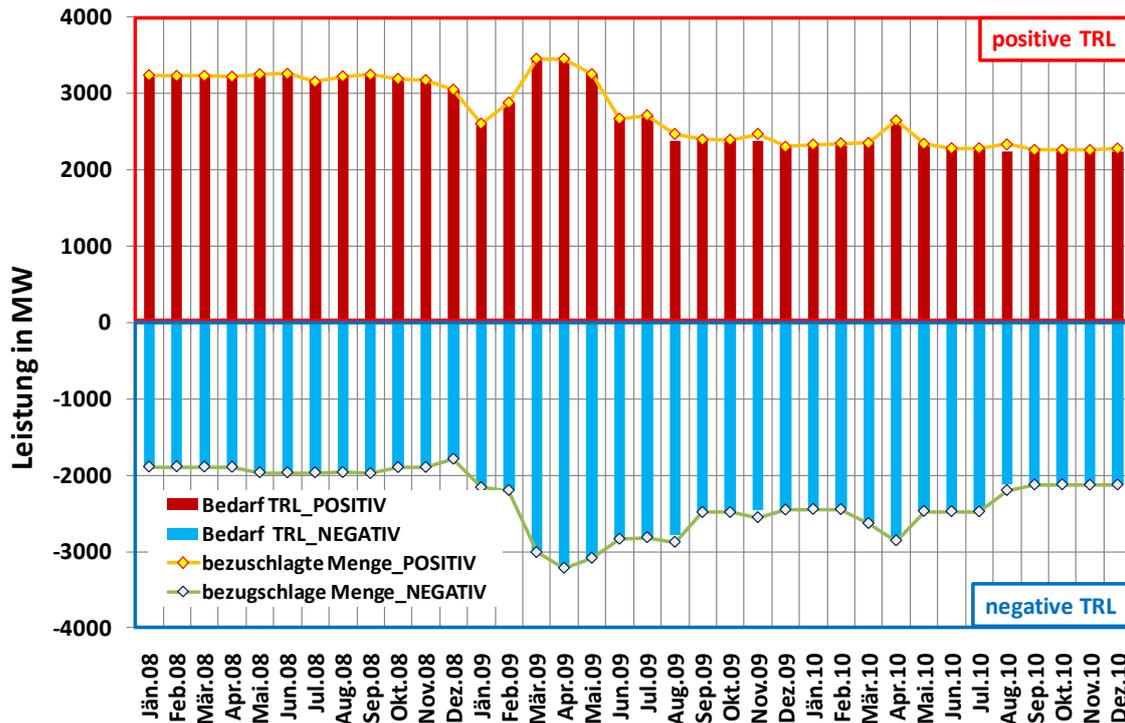


Abbildung 28: Monatliche durchschnittlich vorgehaltene Tertiärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010c)

### 3.4 Abrufhäufigkeiten der vorgehaltenen Regelleistung

Wie bereits erwähnt, wird beim Abruf der Primärregelleistung keine Aufzeichnung über die eingesetzte Energie vorgenommen. Im Unterschied dazu werden beim Abruf von SRL und TRL an jedem Netzanschlusspunkt der sich an der Vorhaltung beteiligten technischen Einheiten die eingesetzten Regelleistungsmengen im  $\frac{1}{4}$ -Stundenintervall messtechnisch ermittelt<sup>12</sup>. Die jeweiligen  $\frac{1}{4}$ -Stundenwerte werden über eine elektronische Datenverbindung dem Anschluss- und Abruf- ÜNB übermittelt (regelleistung.net, 2010a S. 24-25). Diese Daten werden als Grundlage für die spätere Verrechnung herangezogen und können auf den jeweiligen Homepages der ÜNB in Erfahrung gebracht werden. Anhand dieser Daten konnte im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Abrufverhalten bzw. die Abrufhäufigkeit der einzelnen deutschen ÜNB untersucht werden (50 Hertz, 2011) (Amprion, 2011) (EnBW, 2011) (Tennet, 2011).

#### 3.4.1 Netzregelverbund der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Damit eine weitere Betrachtung der Abrufhäufigkeit durchgeführt werden kann, muss zuerst der in Deutschland eingeführte Netzregelverbund (NRV) genauer betrachtet werden. Im Rahmen eines durch die BNetzA beauftragten Gutachtens zur optimierten Ausregelung von Leistungsungleichgewichten wurden zwei von den ÜNB vorgeschlagene Regelkonzepte untersucht. Für die beiden Konzepte eines zentralen Netzreglers sowie eines NRV wurden Vor- und Nachteile erarbeitet und sollten als Entscheidungshilfe bei der Umsetzung herangezogen werden. Für genauere Informationen wird dazu auf das Wissenschaftliche Gutachten der Technischen Universität Dortmund, in Zusammenarbeit mit E-Bridge mit dem Titel „Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten“ verwiesen (E-Bridge, 2009).

<sup>12</sup> Von Seiten der ÜNB wird der Viertelstundenmittelwert der eingesetzten Regelleistung angegeben

Vor Einführung des NRV kam es häufig zu der Situation, dass eine Regelzone positive und eine andere negative SRL abgerufen hat. Auch innerhalb einer Regelzone konnte dies für zwei BG der Fall sein. Diesem sogenannten Gegeneinander-Regeln versucht man nun entgegenzuwirken. Das von drei der vier ÜNB<sup>13</sup> vorgeschlagene Konzept des NRV ist modular aufgebaut mit dem Ziel, eine optimale Ausregelung von Leistungsungleichgewichten innerhalb der am Verbund teilnehmenden Regelzonen zu ermöglichen. Die Funktionsweise des Konzeptes beruht darauf, dass ein übergeordneter Saldierer verwendet wird, welcher die gesamte abzurufende SRL aller beteiligten Regelzonen, das sogenannte Regelzonensaldo ermittelt. Anhand dessen kann aus dem positiven und negativen Bedarf ein Korrekturwert für die Sekundärregler der einzelnen Regelzonen errechnet werden, welcher zum Verhindern gegenläufiger Abrufe beiträgt (E-Bridge, 2009 S. 17). In Abbildung 29 ist die Funktionsweise dieses Konzeptes dargestellt. Dem Operational Handbook der UCTE entsprechend kann dieses Konzept der hierarchischen Organisationsstruktur zugeordnet werden.

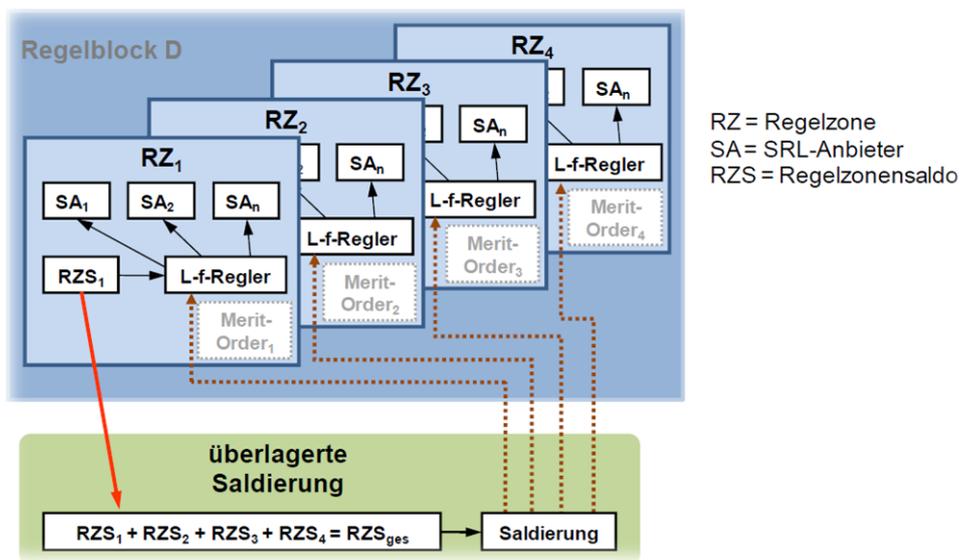


Abbildung 29: Funktionsprinzip des Netzregelverbunds (E-Bridge, 2009 S. 17)

Die Umsetzung des NRV wird bzw. wurde in vier Modulen durchgeführt (Bundesnetzagentur, 2010c S. 16).

- **Modul 1:** Vermeidung des gegenläufigen Abrufs der Sekundärregelleistung
- **Modul 2:** Reduktion der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung
- **Modul 3:** Schaffung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises
- **Modul 4:** Schaffung eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie

Das erste Modul wurde bereits im Dezember 2008 und das zweite Modul mit Juni 2009 in die Wirklichkeit umgesetzt. Die Umsetzung des dritten Moduls wurde durch eine entsprechende leittechnische Anpassung im Juli 2009 vorgenommen. Per Oktober 2009 wurde nach Aussagen der am NRV beteiligten ÜNB schließlich auch das letzte Modul umgesetzt. Dieses beinhaltet die Schaffung eines einheitlichen Marktgebietes, in dem der Sekundärregelabruf nach einer gemeinsamen MOL vorgenommen wird (Bundesnetzagentur, 2010c S. 16).

<sup>13</sup> Dazu zählen: EnBW, Transpower, 50 Hertz

Im Bereich der Tertiärregelung wird dem Gegeneinander-Regeln mit einem operativen Betriebskonzept begegnet (Bundesnetzagentur, 2010c). Dieses sieht ein koordiniertes Zusammenarbeiten bei der Aktivierung der Tertiärregelung der am NRV beteiligten ÜNB vor. Nach anfänglichen Versuchen wird dieses Konzept bereits angewandt. Auf Veranlassung der BNetzA erfolgt der Abruf seit 1. Juli 2010 durch eine deutschlandweite einheitliche MOL<sup>14</sup> (Bundesnetzagentur, 2010c S. 73).

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass ein vollständiges Gegeneinander-Regeln aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerksträgheiten nie völlig ausgeschlossen werden kann. Ein weiteres Problem kann vor allem der Einsatz der Tertiärregelung bereiten. Da diese fahrplanmäßig für mindestens 15 Minuten aktiviert wird, kann es zu einem gegenläufigen Abruf der Sekundärregelung kommen. Grund dafür ist, dass sich innerhalb der 15 Minuten das Regelzonensaldo dahingehend ändern kann, dass sich die bereits aktivierte Tertiärregelung mit einem zusätzlichen Leistungsungleichgewicht auswirkt. Dies verursacht wieder einen zusätzlichen Abruf an SRL.

### 3.4.2 Abgerufene Sekundärregelleistung

Die durchschnittliche Höhe der pro Viertelstunde abgerufenen SRL je Regelzone, kann aus Tabelle 5 entnommen werden.

	ENBW		Transpower		Amprion		50 Hertz	
	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
2008	97 MW	56 MW	233 MW	218 MW	228 MW	270 MW	134 MW	206 MW
2009	130 MW	167 MW	218 MW	159 MW	192 MW	269 MW	94 MW	177 MW

*Tabelle 5: Durchschnittliche Abrufhöhe der beanspruchten SRL in Deutschland für die Jahre 2008 und 2009; Berechnung basierend auf (50 Hertz, 2011) (Amprion, 2011) (EnBW, 2011) (Tennet, 2011)*

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass bei den Angaben für die Jahre 2008 und 2009 der EnBW für ca. 180 Stunden, bzw. bei den Angaben von Transpower für ca. 1100 Stunden keine Viertelstundenwerte in den veröffentlichten Daten verfügbar waren. Daher sind die in Tabelle 5 angegebenen Werte der Regelzone Transpower nur als Schätzwerte zu verstehen.

Für eine genauere Betrachtung der in Tabelle 5 angegebenen Werte wurden je Regelzone die Viertelstundenwerte der jährlich abgerufenen SRL in Leistungsklassen unterteilt und die relativen Abrufwahrscheinlichkeiten dieser Klassen je Viertelstunde bestimmt. Die Ergebnisse dazu können aus den nachstehenden Abbildungen entnommen werden. Die Resultate auf der linken Seite stellen dabei den Abruf positiver, die auf der rechten Seite den Abruf negativer SRL dar. Es kann nun darauf zurückgeschlossen werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit welche Leistungsklasse abgerufen worden ist. Wie bereits erwähnt, konnten für zwei der vier Regelzonen nicht alle Viertelstundenwerte der abgerufenen SRL in Erfahrung gebracht werden. Deshalb sind die fehlenden Viertelstundenwerte in Abbildung 30 bzw. in Abbildung 33 durch negative Zahlen ersetzt worden, weshalb hier zusätzliche Klassen, als Fehlende-Werte bezeichnet, generiert worden und eingetragen sind, welche diesen Umstand berücksichtigen.

<sup>14</sup> gemäß Telefonischer Auskunft von Herrn Vogt, Energie Baden-Württemberg (EnBW), vom 09.08.2010

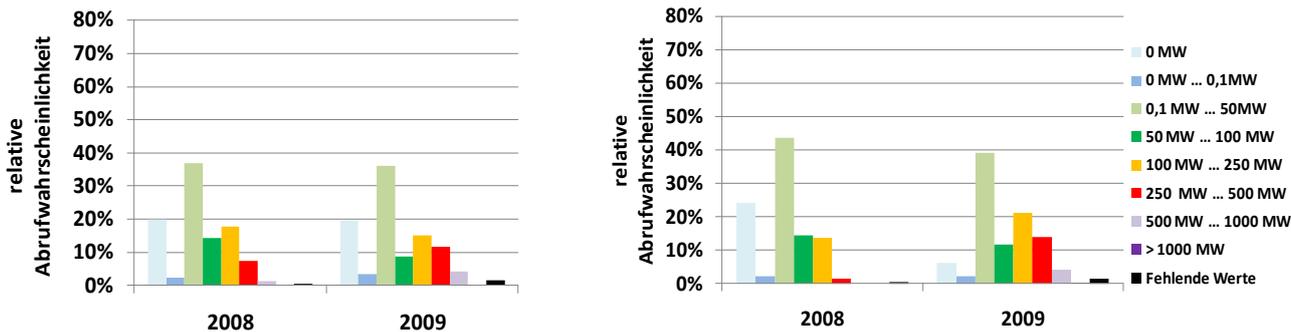


Abbildung 30: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone EnBW für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung

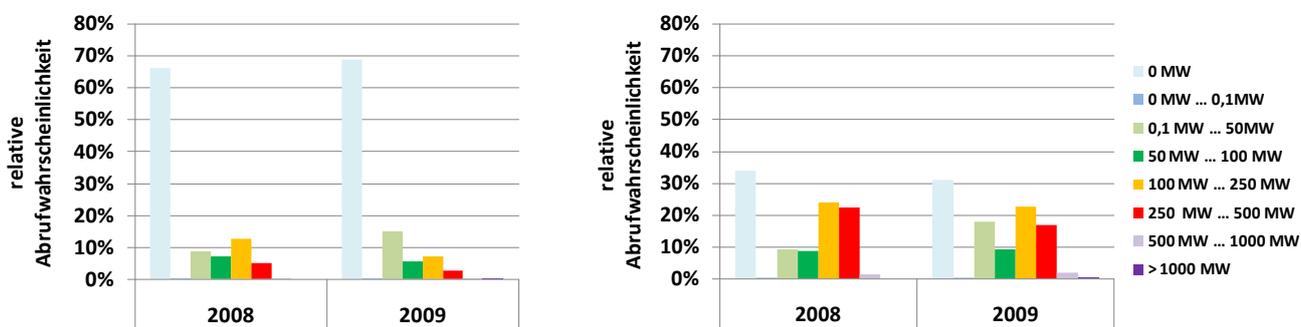


Abbildung 31: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone 50 Hertz für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung

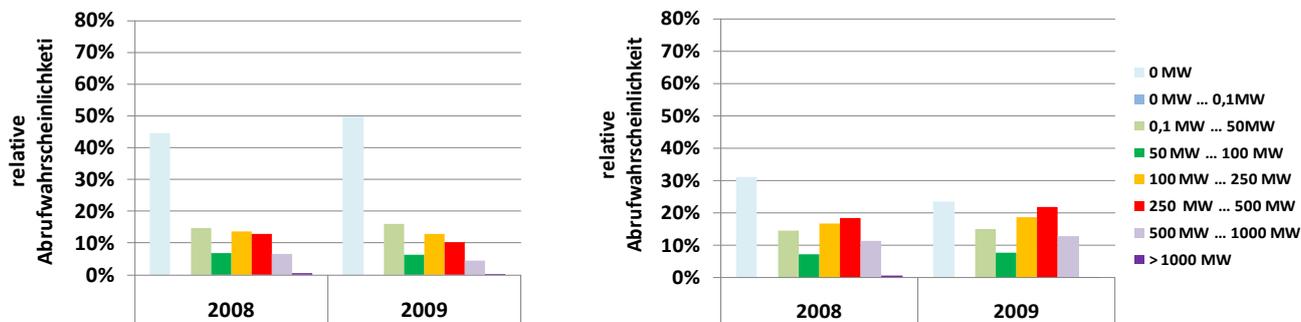


Abbildung 32: Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Amprion für positive (links) und negative (rechts) SRL

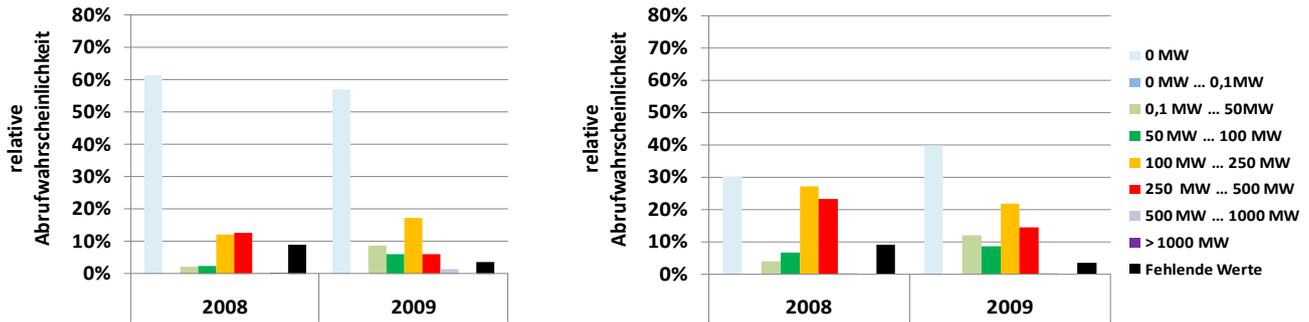


Abbildung 33: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Transpower für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung

Es kann festgestellt werden, dass die Wahrscheinlichkeiten je Regelzone unterschiedlich ausgefallen sind. Beispielsweise wurden in der Regelzone EnBW häufig Leistungen in der Höhe bis 50 MW abgerufen, wohingegen in der Regelzone Amprion die meisten Abrufe darüber lagen.

In Abbildung 34 sind die Abrufwahrscheinlichkeiten der entsprechenden Leistungsklassen aller vier deutschen Regelzonen für die Jahre 2008 und 2009 dargestellt.

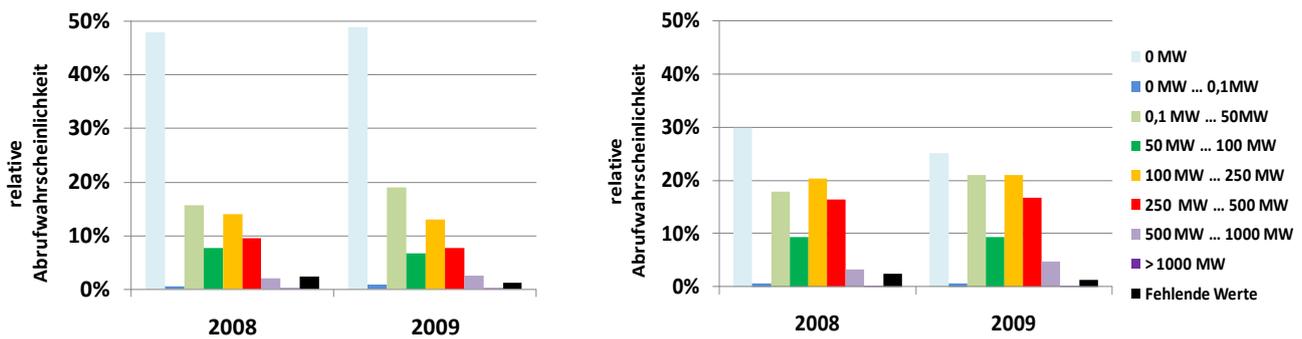


Abbildung 34: Abrufwahrscheinlichkeit aller vier deutschen Regelzonen von positiver (links) und negativer (rechts) Sekundärregelleistung

Der in Abbildung 34 angestellte Vergleich zwischen den beiden Jahren zeigt, dass es zu keinen wesentlichen Veränderungen der in Anspruch genommenen SRL gekommen ist. Auch die Abrufwahrscheinlichkeiten hinsichtlich der positiven und negativen SRL sind annähernd gleich geblieben. Deutschlandweit gesehen ist es im betrachteten Zeitraum zu keiner gravierenden Änderung der in Anspruch genommenen SRL gekommen, sehr wohl sind regelzonenspezifische Veränderungen feststellbar.

### 3.4.3 Abgerufene Tertiärregelung

Die durchschnittliche Höhe der pro Viertelstunde abgerufenen TRL je Regelzone ist in Tabelle 6 angegeben. Die Daten dazu wurden aus dem Monitoringbericht der BNetzA entnommen und decken sich annähernd mit jenen, welche im Zuge der Recherchen von den ÜNB in Erfahrung gebracht und berechnet werden konnten.

	ENBW		Transpower		Amprion		50 Hertz	
	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
2008	175 MW	119 MW	274 MW	184 MW	304 MW	426 MW	243 MW	239 MW
2009	258 MW	125 MW	419 MW	483 MW	301 MW	375 MW	194 MW	299 MW

Tabelle 6: Durchschnittliche Abrufhöhe der beanspruchten TRL in Deutschland für die Jahre 2008 und 2009 (Bundesnetzagentur, 2010a)

In den von den ÜNB veröffentlichten Daten treten jedoch wiederum fehlende Viertelstundenwerte auf. In der Regelzone EnBW konnten Daten im Ausmaß von einem Tag bzw. bei Transpower im Ausmaß von 400 Stunden nicht in Erfahrung gebracht werden. Letztere traten größtenteils im Jahr 2009 auf. Auch hier wurden je Regelzone die Viertelstundenwerte der jährlich abgerufenen TRL in Leistungsklassen unterteilt, und die entsprechenden Abrufwahrscheinlichkeiten ermittelt. Die fehlenden Viertelstundenwerte wurden wiederum mit negativen Werten ersetzt, weshalb in den Abbildungen 35 und 38 die Klassen Fehlende-Werte eingetragen sind

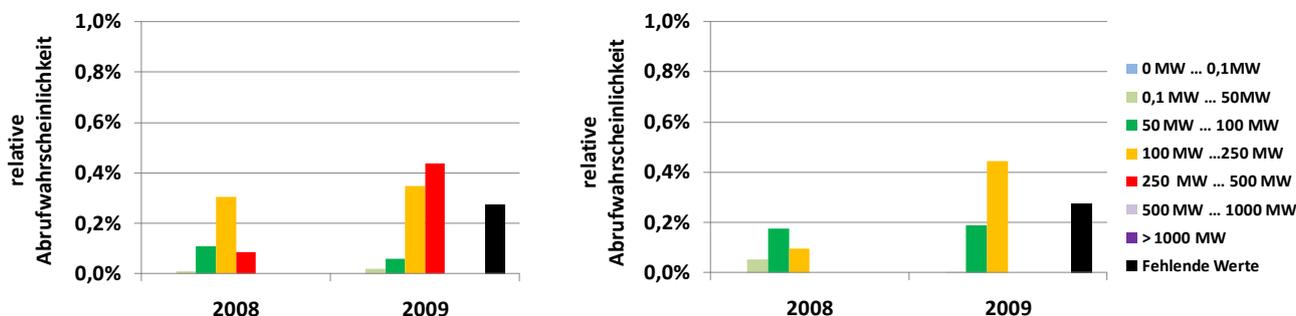


Abbildung 35: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone EnBW für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelung

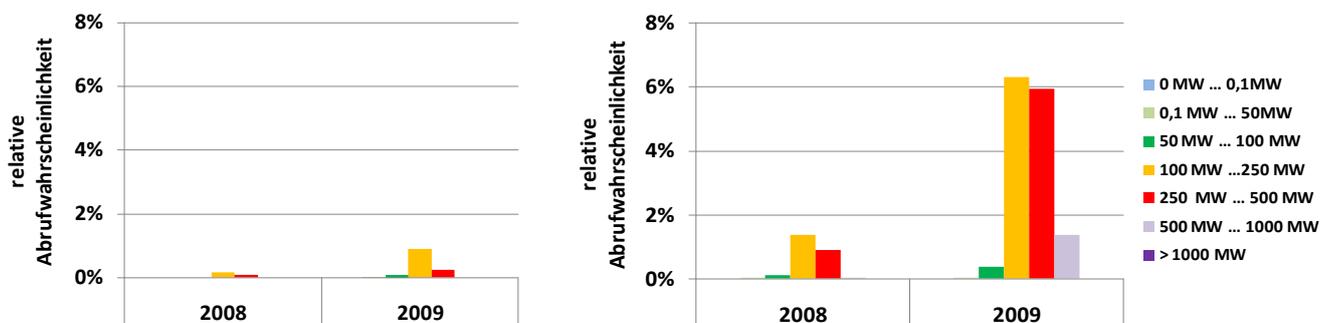


Abbildung 36: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone 50 Hertz für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelung

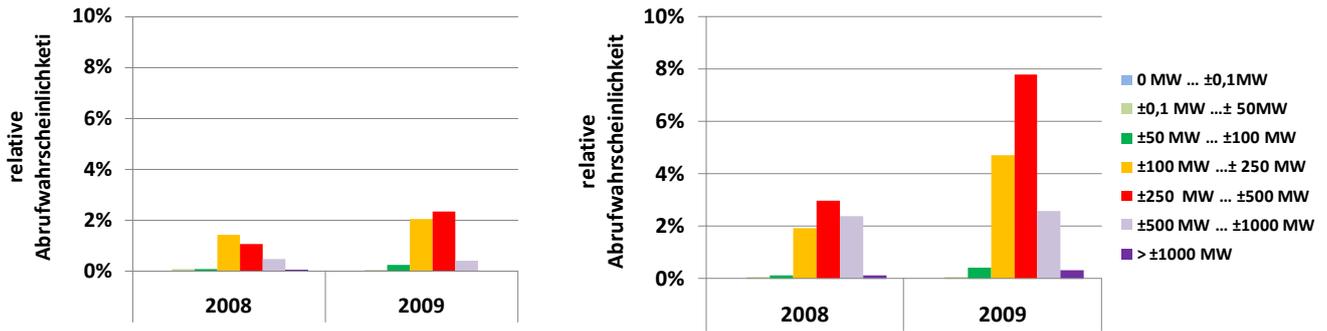


Abbildung 37: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Amprion für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung

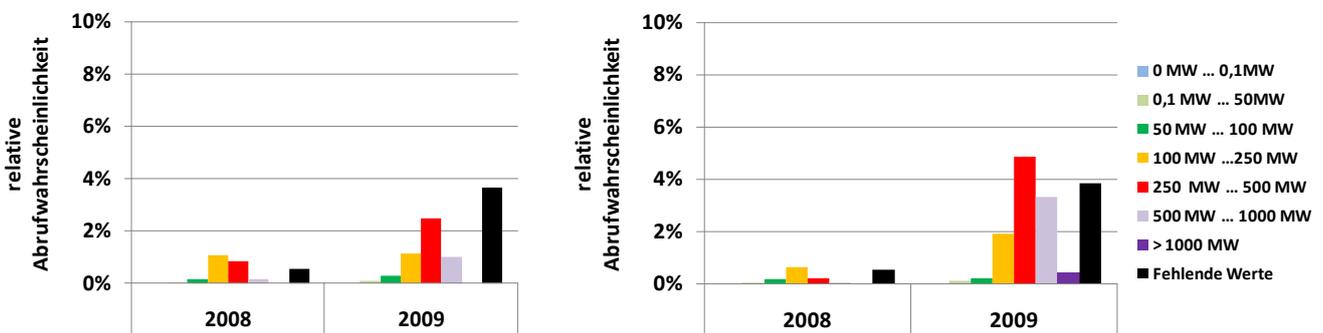


Abbildung 38: Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Transpower für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung

Die Ergebnisse der Abrufwahrscheinlichkeiten sind in den vorhergehenden Abbildungen 35, 36, 37 und 38 dargestellt. Aufgrund der besseren Übersicht, wurden jene Wahrscheinlichkeiten, mit welcher keine TRL abgerufen wurden (> 80 %), nicht dargestellt

Im Vergleich zur SRL wurde TRL in weit geringerem Ausmaß abgerufen. Dies lässt vermuten, dass aufgetretene Leistungsungleichgewichte mittels Sekundärregelung innerhalb kürzester Zeit behoben werden konnten bzw. es zu keinen längerfristigen unvorhergesehenen Störungen gekommen ist, welche durch die TRL ausgeglichen werden mussten. Weiters lässt sich erkennen, dass im Falle eines TRL- Abrufs der Wert der in Anspruch genommenen Regelleistung meist oberhalb von 100 MW angesiedelt war. Im Bereich der negativen TRL ist es zu einem deutlichen Anstieg gegenüber dem Jahr 2008 gekommen.

In Abbildung 39 wird die Abrufwahrscheinlichkeit der Leistungsklassen aller vier Regelzonen dargestellt. Da es der besseren Veranschaulichung dient, wurden auch hier die Leistungsklassen mit 0 MW nicht dargestellt. Es ist vor allem eine Erhöhung der Abrufwahrscheinlichkeit im Bereich der negativen TRL vom Jahr 2008 auf 2009 feststellbar, welche vor allem auf die Regelzonen Amprion, Transpower und 50 Hertz zurückgeführt werden können.

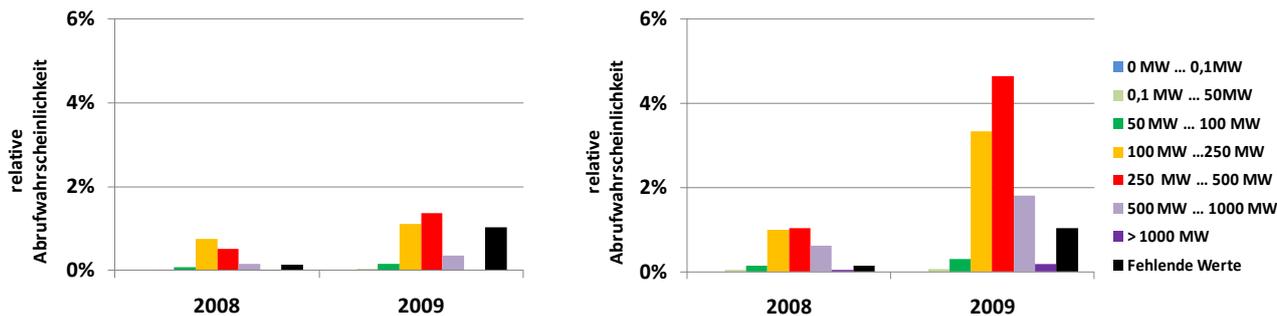


Abbildung 39: Abrufwahrscheinlichkeit aller vier deutschen Regelzonen von positiver (links) und negativer (rechts) TRL

### 3.5 Kosten der eingesetzten Regelenergie in Deutschland

Die Kosten der Regelenergie setzen sich aus der Vorhaltung und den beanspruchten Energiemengen zusammen. Die Kosten der Vorhaltung werden über den Leistungspreis abgegolten und sind Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Die entstandenen Kosten der eingesetzten Regelenergie werden über den Ausgleichsenergiepreis verursachergerecht den entsprechenden Bilanzgruppen verrechnet. Für den Ablauf der Verrechnung sind die ÜNB in ihrer Funktion als Regelzonenführer zuständig. Ein Überblick kann aus Abbildung 40 entnommen werden. Die für die Anbieter entstandenen Kosten bzw. Erträge werden nach dem Bieterpreisverfahren<sup>15</sup> vom ÜNB vergütet. Das heißt, jeder Anbieter bekommt den Leistungspreis und Arbeitspreis verrechnet, welchen er im Ausschreibungsverfahren abgegeben hat.

Anmerkung: Es wird in der vorliegenden Arbeit allgemein der Begriff Kosten verwendet, auch wenn dies teilweise wissenschaftlich nicht korrekt ist, da auch in den zugrundeliegenden Veröffentlichungen die Begriffe Aufwendungen, Kosten und finanzielles Volumen weder definiert noch streng unterschieden werden.

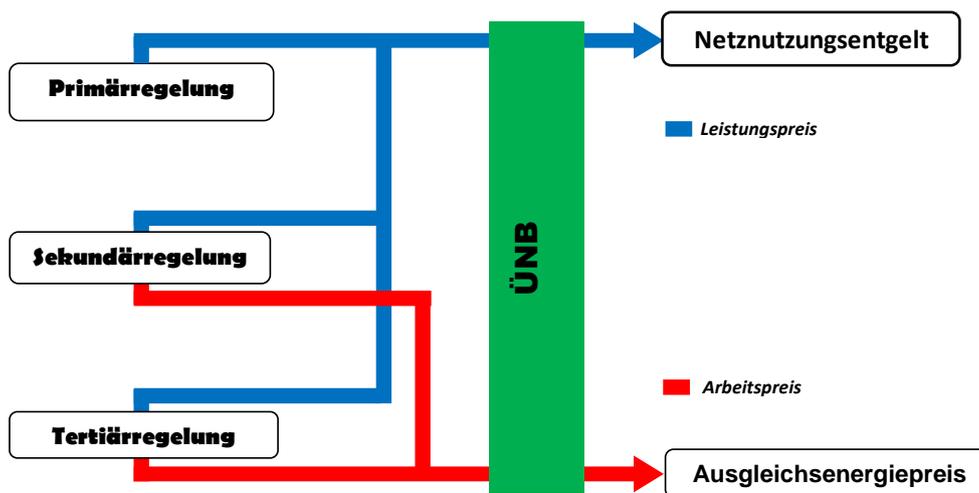


Abbildung 40: Zusammensetzung der Kosten der Regelenergie in Deutschland; vgl. (LBD- Beratungsgesellschaft, 2008 S. 8)

<sup>15</sup> Dieses Verfahren wird auch als „Pay as Bid“ bezeichnet

Da der Regelzonensaldo die Summe aller Abweichungen zwischen den gemeldeten Fahrplänen sowie dem tatsächlichen Kundenverbrauch und der tatsächlichen Einspeisung der Kraftwerke darstellt, wurde im ersten Schritt versucht, aufgrund dessen die entstandenen Kosten der eingesetzten Regelenergie abzuschätzen. Der Regelzonensaldo wird als Leistungsmittelwert für jede Viertelstunde angegeben. Die entsprechenden Daten konnten auf den jeweiligen Homepages der ÜNB in Erfahrung gebracht werden (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010)(50-Hertz, 2010).

Es musste jedoch festgestellt werden, dass die Daten für die Berechnung der Kosten der Regelenergie nicht herangezogen werden konnten, da die angegebenen Werte der Regelzonensalden laut telefonischer Auskunft der EnBW<sup>16</sup> nur in sehr seltenen Fällen mit der tatsächlich eingesetzten Regelleistung übereinstimmen. Grund dafür ist, dass im Regelzonensaldo auch jene Anteile beinhaltet sind, welche durch den ungewollten Austausch mit dem restlichen UCTE-Netz hervorgerufen wurden. Somit wurden die Daten aus den ebenfalls veröffentlichten Bilanzgruppenabrechnungen herangezogen und die Kosten der entstandenen Regelenergie abgeschätzt.

Regelenergie wird den BG in Form von Ausgleichsenergie weitergegeben. Für die Berechnung dienen die im Ausschreibungsverfahren bekanntgegebenen Arbeitspreise. Diese legen nicht nur die Abruflistenfolge fest, sondern werden auch als Grundlage für die Abrechnung zwischen den ÜNB und den BG herangezogen. Dabei wird für jede Viertelstunde der sogenannte Ausgleichsenergiepreis berechnet. Prinzipiell wird dieser Ausgleichsenergiepreis bei Mindereinspeisung den BG in Rechnung gestellt und bei Mehreinspeisung vergütet. Eine Vergütung bei Mehreinspeisung erfolgt jedoch nur dann, wenn festgestellt werden konnte, dass es zu keiner missbräuchlichen Überspeisung gekommen ist. Dadurch soll sichergestellt werden, dass Regelenergie ausschließlich zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und Netzstabilität eingesetzt wird (Amprion, 2010).

### 3.5.1 Berechnung des Ausgleichsenergiepreises

Der Ausgleichsenergiepreis wird auf viertelstündlicher Basis berechnet und setzt sich aus den Zahlungen oder Einnahmen des ÜNB für die eingesetzte Sekundär- und Tertiärregelenergie zusammen. Der berechnete Ausgleichsenergiepreis ist symmetrisch, d.h. es gibt keine Preisdifferenzen zwischen positiven und negativen Abweichungen. Der Preis kann sowohl negativ als auch positiv sein und wird für alle Marktteilnehmer auf den Homepages der jeweiligen ÜNB veröffentlicht (regelleistung.net, 2010g).

Das Modell zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises der vier deutschen ÜNB beruht auf einem Berechnungsalgorithmus, der einfach und für Außenstehende nachvollziehbar aufgebaut sein muss. Das Grundprinzip des Modells ist dadurch gekennzeichnet, dass in jeder ¼-Stunde aus der abgerufenen Sekundär- und Minutenregelenergie der finanzielle Saldo durch das energetische Saldo dividiert wird, wie in Gleichung (3.1) dargestellt (Transpower, 2010a):

---

<sup>16</sup> Telefonat mit Herrn Vogt von der EnBW am 9. August 2010

$$\frac{\text{Kosten} - \text{Erlöse}}{\text{pos. Menge} - \text{neg. Menge}} = \frac{BE_{RA}}{RA} = AEP^* \quad (3.1)$$

$BE_{RA}$  ..... Aktivierungskosten der Regelarbeit [in €], entspricht dem finanziellen Saldo

$RA$  ..... Regelarbeit [in MWh], entspricht dem Mengensaldo

$AEP^*$  ..... vorläufiges Ergebnis des Ausgleichsenergiepreis [€/MWh]

Das finanzielle Saldo sowie das Mengensaldo errechnen sich entsprechend der Gleichungen (3.2) und (3.3) (Transpower, 2010a):

$$BE_{RA} = \sum_{i=1}^p BE_{SRL \text{ Bieter } i} + \sum_{k=1}^m BE_{TRL \text{ Bieter } k} \quad (3.2)$$

$$RA = \sum_{i=1}^p SRL_{\text{Bieter } i} + \sum_{k=1}^m TRL_{\text{Bieter } k} \quad (3.3)$$

$p, m$  ..... Anzahl der abgerufenen Angebote aus SRL und TRL

$BE_{SRL \text{ Bieter}}$  ..... Aktivierungskosten der SRL-Bereitsteller

$BE_{TRL \text{ Bieter}}$  ..... Aktivierungskosten der TRL-Bereitsteller

$SRL_{\text{Bieter}}$  ..... Energie der SRL-Bereitsteller

$TRL_{\text{Bieter}}$  ..... Energie der TRL-Bereitsteller

Da der errechnete Ausgleichsenergiepreis sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, ergibt sich eine dementsprechende Kostenzuteilung auf die BG welche in Abbildung 41 dargestellt ist. Daraus geht hervor, dass auch ein negativer Ausgleichsenergiepreis für eine überdeckte BG zu Kosten führen kann.

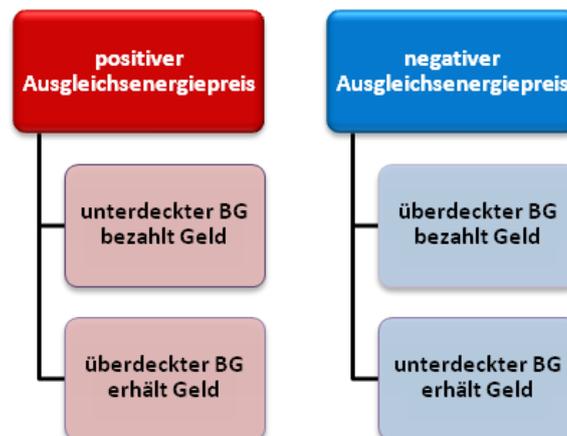


Abbildung 41: Kostenzuteilung des Ausgleichsenergiepreises; vgl. (Transpower, 2010a)

Der in Gleichung (3.1) errechnete Ausgleichsenergiepreis stellt nur ein vorläufiges Ergebnis dar, weil berücksichtigt werden muss, dass ein kleines energetisches Saldo einen starken Einfluss auf den Ausgleichsenergiepreis ausübt. Veranschaulicht wird dieses Problem in Abbildung 42.

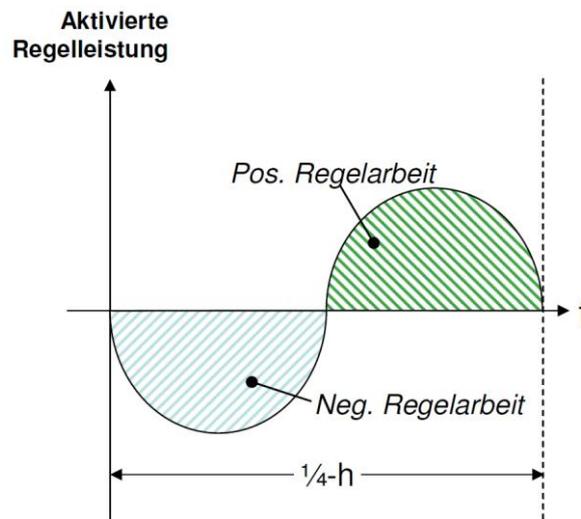


Abbildung 42: Entstehung hoher Ausgleichsenergiepreise bei geringen Durchschnittssaldo (Transpower, 2010b)

Liegt die innerhalb einer Viertelstunde eingesetzte positive und negative Regelarbeit betragsmäßig in derselben Höhe, würde das Mengensaldo in Gleichung (3.1) gegen Null bzw. der Ausgleichsenergiepreis im Extremfall ins Unendliche gehen. Es könnten sich daher für die BG sehr hohe Kosten bzw. Erträge einstellen, weshalb im Modell eine Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises vorgenommen wurde.



Abbildung 43: Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises; vgl. (Transpower, 2010b)

Die in Abbildung 43 genannten Maßnahmen sind unabhängig von der Zahlungsrichtung. Der Höchstwert des Arbeitspreises wird für jede Viertelstunde neu festgelegt. Durch die Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises wird jedoch nur ein Teil der entstandenen Kosten der abgerufenen Regelleistung den Anbietern verrechnet. Die nicht verrechneten Kosten werden als nichtwälbare Arbeitskosten bezeichnet und wurden bis November 2009 über das Netznutzungsentgelt abgedeckt. Mit dem Schreiben vom März 2009 hat die BNetzA die deutschen ÜNB aufgefordert, ihr Modell so zu erweitern, dass bei der Ausgleichsenergiepreisbildung alle entstandenen Arbeitskosten den BG verrechnet werden muss (EnBW, 2010a). Die nichtwälbaren Kosten eines Monats errechnen sich ausgehend vom einheitlichen Ausgleichsenergiepreis-Modell entsprechend Gleichung (3.4).

$$NKW_m = \sum_{i=1}^s NKW_i \quad (3.4)$$

*NKW* ..... nichtwälzbare Kosten

*i* ..... jeweilige ¼-Stunde des Monats

*s* ..... Anzahl der ¼-Stunden des Monats „*m*“

Die aus Gleichung (3.4) errechneten Kosten werden auf einen konstanten Wert je ¼-Stunde aufgeteilt. Die errechnete Preiskonstante aus Gleichung (3.5) findet Berücksichtigung bei der Ausgleichsenergiepreisbildung (Transpower, 2010b).

$$P_{NKWi} = \frac{NKW_m}{\sum_{i=1..s} |Abrufmenge(pos)_i - Abrufmenge(neg)_i|} \quad (3.5)$$

Somit ergibt sich der neue Ausgleichsenergiepreis je ¼-Stunde unter Berücksichtigung der nicht wälzbaren Kosten aus Gleichung (3.5) und des vorläufigen Ausgleichsenergiepreises aus Gleichung (3.1) wie folgt zu den Gleichungen (3.6) und (3.7):

$$AEP = AEP^* + P_{NKWi} ; \text{wenn } (posMenge_i - negMenge_i) > 0 \quad (3.6)$$

$$AEP = AEP^* - P_{NKWi} ; \text{wenn } (posMenge_i - negMenge_i) < 0 \quad (3.7)$$

Der Ausgleichsenergiepreis wurde vor der Einführung des NRV innerhalb jeder Regelzone selbständig berechnet. In jeder Regelzone stellte sich aufgrund der unterschiedlichen Regelzonensalden ein anderer Preis ein. Seit der Umsetzung des NRV und der damit verbundenen einheitlichen regelzonensweiten Saldierung ergibt sich für jede am Verband beteiligte Regelzone derselbe Preis. Mit der Erweiterung auf alle vier deutschen Regelzonen wird seit Mai 2010 der regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreis (reBAP) ermittelt (EnBW, 2010a).

### 3.5.2 Zeitliche Entwicklung der Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundär- und Tertiärregelung

Die Gesamtkosten, welche in Kapitel 3.5.3 rechnerisch abgeschätzt werden, setzten sich wie bereits erwähnt aus den Vorhaltungskosten und den Arbeitskosten der jeweils eingesetzten Regelreserven zusammen. Daher wurden zunächst die Leistungs- und Arbeitspreise hinsichtlich ihrer zeitlichen Veränderung analysiert. In den nachstehenden Abbildungen sind die monatlichen Durchschnittswerte der erzielten Leistungs- und Arbeitspreise der jeweiligen Ausschreibungsverfahren dargestellt<sup>17</sup>, welche von der IT-Plattform bezogen werden konnten (regelleistung.net, 2010c).

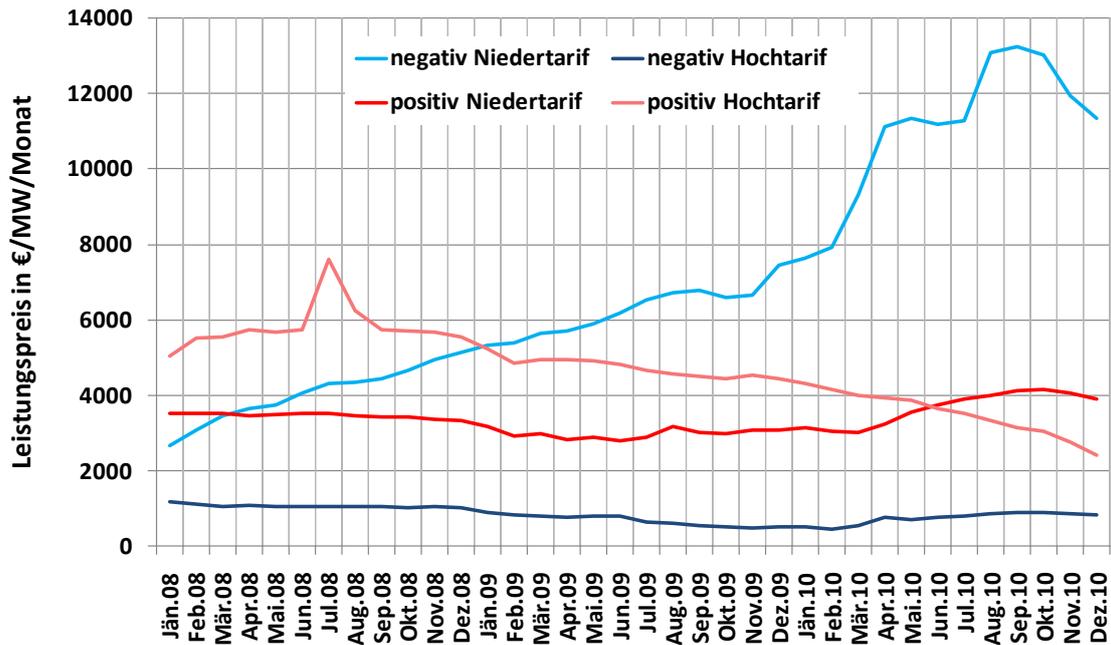


Abbildung 44: Durchschnittliche Leistungspreisentwicklung der vorgehaltenen positiven und negativen Sekundärregelleistung von 2008 bis 2010 aufgeteilt in Hoch- und Niedertarifzeit (regelleistung.net, 2010c)

Der in Abbildung 45 ab Jänner 2009 strichliert eingezeichnete Verlauf spiegelt die Einführung der negativen Arbeitspreise in den Ausschreibungsverfahren wider, wobei hier wie angegeben die Zahlungsrichtung vom ÜNB an den Anbieter erfolgt. Es kann festgestellt werden, dass trotzdem noch Angebote vorhanden waren, bei denen die Zahlungsrichtung von den Anbietern zum ÜNB gerichtet gewesen ist.

<sup>17</sup> Die für die Primärregelung erzielten Ergebnisse können aus Abbildung 22 in Kapitel 3.1.1 entnommen werden

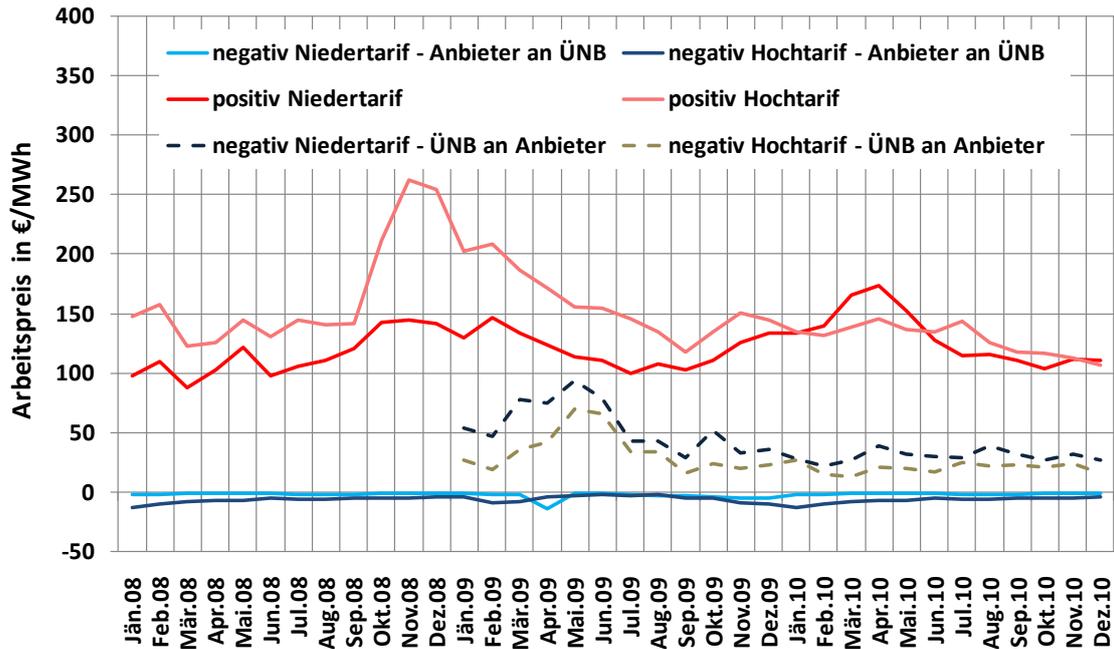


Abbildung 45: Durchschnittliche Arbeitspreisentwicklung der positiven und negativen Sekundärregelenergie je Produktzeitscheibe von 2008 bis 2010 aufgeteilt in Haupt- und Nebenzeit (regelleistung.net, 2010c)

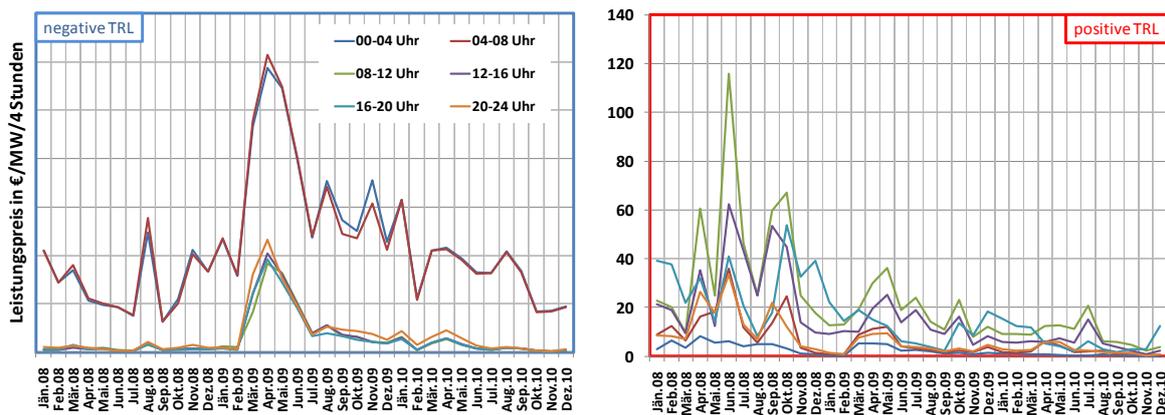


Abbildung 46: Durchschnittliche Leistungspreisentwicklung der vorgehaltenen negativen (links) und positiven (rechts) Tertiärregelenergie je Produktzeitscheibe für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010c)

In Abbildung 46 und Abbildung 47 sind die durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreise für TRL getrennt nach den möglichen Produktzeitscheiben dargestellt. Man kann erkennen, dass die Kosten im Bereich der negativen Leistungspreise zu Niedertarifzeiten deutlich über denen zu Hochtarifzeiten liegen. In Abbildung 47 wurde eine Aufteilung der in den Ausschreibungen erzielten Arbeitspreise im Bereich der negativen TRL durchgeführt, da auch hier durch die Einführung der negativen Arbeitspreise unterschiedliche Zahlungsrichtungen erzielt wurden.

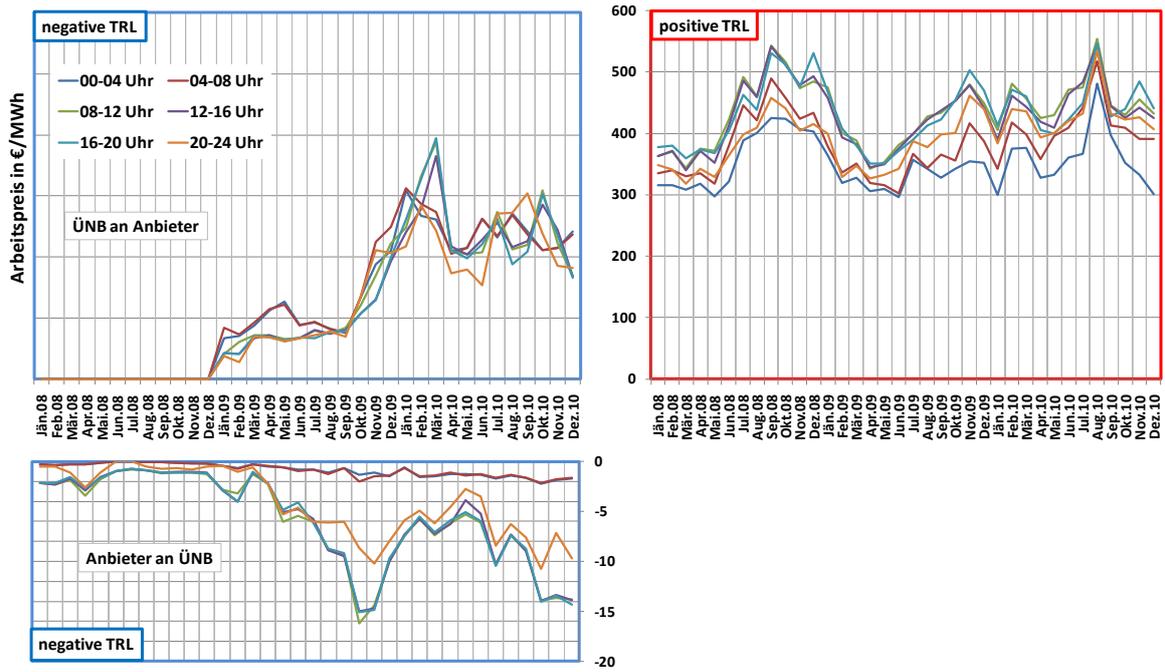


Abbildung 47: Durchschnittliche Arbeitspreisentwicklung der negativen (links) und positiven (rechts) Tertiärregelenergie je Produktzeitscheibe für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010c)

### 3.5.3 Kosten der vorgehaltenen Regelleistung und eingesetzten Regelenergie

Für die Berechnung der Kosten wurden die bereitgestellten Bilanzgruppenabrechnungen herangezogen. Zum Begriff der Kosten soll nochmals auf die Anmerkung in Kapitel 3.5 verwiesen werden. Aus diesen konnte für jede Regelzone der Ausgleichsenergiepreis und der zu verrechnende Regelzonensaldo je ¼-Stunde entnommen werden (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010)(50-Hertz, 2010). Somit konnten die entstandenen Kosten der eingesetzten Sekundär- und Tertiärregelenergie näherungsweise abgeschätzt werden. Es muss beachtet werden, dass bei der durchgeführten Ermittlung der Energiekosten keine Zahlungsrichtungen berücksichtigt worden sind und daher als reine Absolutwerte anzusehen sind. Die Vorhaltungskosten der jeweiligen Regelenergiearten wurden aus den erstellten Merit Order Listen der veröffentlichten Ausschreibungsergebnisse entnommen (regelleistung.net, 2010c).

In Abbildung 48 sind die monatlich entstandenen Kosten der jeweilig betrachteten Jahre gegenübergestellt. Dabei wurde eine Aufteilung in Vorhaltungskosten je Regelenergieart sowie der zuvor berechneten Energiekosten vorgenommen. Es wird ersichtlich, dass der Hauptanteil der entstandenen Kosten durch die Vorhaltungskosten der SRL, bzw. auch von der abgerufenen Sekundär- und Tertiärregelenergie verursacht worden sind.

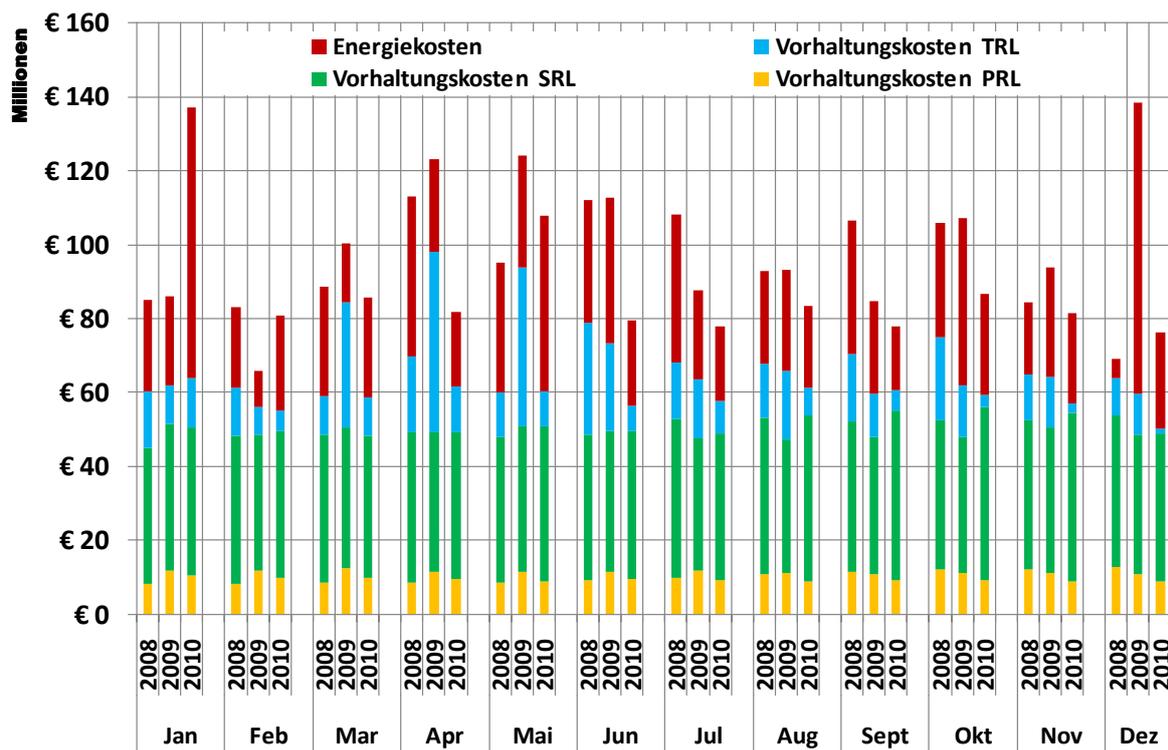
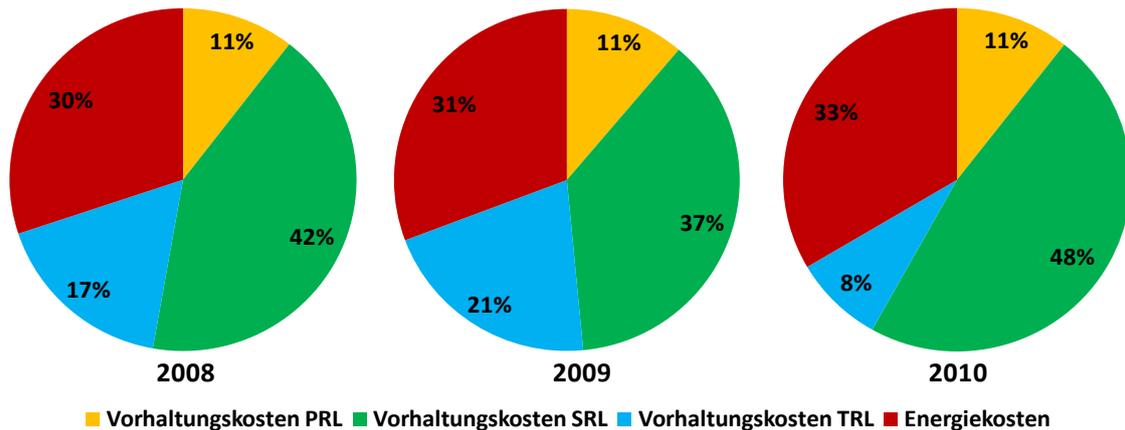


Abbildung 48: Kostenentwicklung der Regelenergie in Deutschland für 2008 bis 2010; (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010)(50-Hertz, 2010) (regelleistung.net, 2010c)

Entsprechend den Ergebnissen aus Abbildung 26 und Abbildung 28 in Kapitel 3.2.2 bzw. 3.3.1, kann ein Zusammenhang zwischen der bezuschlagten Menge und den dadurch entstandenen Vorhaltungskosten hergestellt werden. Beispielsweise sind die Vorhaltungskosten der SRL von 2008 auf 2009 aufgrund des geringeren Bedarfs etwas gesunken, jedoch im Jahr 2010 trotz einer weiteren Bedarfsminderung wieder angestiegen.



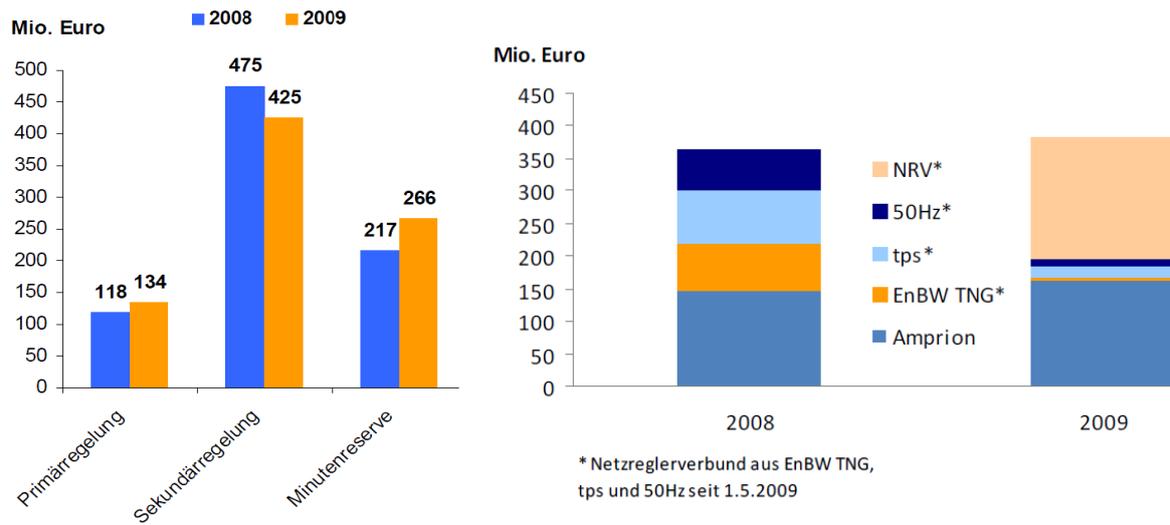
**Abbildung 49: Anteilsmäßige Kostenentwicklung der Regelenenergie in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010 entsprechend den Ergebnissen aus Tabelle 7**

In Abbildung 49 sind die entstandenen Kosten nochmals anteilmäßig für die jeweiligen Jahre dargestellt. Die Werte dazu können aus Tabelle 7 entnommen werden, in welcher zusätzlich die über ein Jahr aufsummierten Gesamtkosten eingetragen sind.

Zeitraum	Vorhaltungskosten PRL	Vorhaltungskosten SRL	Vorhaltungskosten TRL	Energiekosten	Summe
2008	119 Mio. €	483 Mio. €	196 Mio. €	344 Mio. €	1.142 Mio. €
2009	136 Mio. €	454 Mio. €	253 Mio. €	374 Mio. €	1.217 Mio. €
2010	112 Mio. €	503 Mio. €	89 Mio. €	355 Mio. €	1.059 Mio. €

**Tabelle 7: Jährliche Kosten der Regelenenergie in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010; Berechnungen basierend auf (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010)(50-Hertz, 2010) (regelleistung.net, 2010c)**

Vergleicht man die Ergebnisse, welche im Zuge der Arbeit recherchiert worden sind, mit jenen, welche von Seiten der BNetzA (Bundesnetzagentur, 2010a S. 201,207) veröffentlicht wurden und in Abbildung 50 dargestellt sind, kann eine gute Übereinstimmung der jeweiligen Daten festgestellt werden. Zusätzlich dazu sind in der rechten Abbildung die von der BNetzA veröffentlichten Energiekosten für 2008 regelzonenspezifisch aufgeteilt dargestellt. Im Jahr 2009 ist ersichtlich, dass durch die Einführung des NRV nur mehr ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis bei den beteiligten Regelzonen gebildet worden ist und dadurch ein Großteil der entstandenen Energiekosten als NRV-Wert dargestellt ist. Betrachtet man die Veränderungen der Energiekosten in Tabelle 7 zwischen den Jahren 2009 und 2010, so ist eine Kostenverringerung bemerkbar, welche sich möglicherweise durch den Abruf der einheitlichen MOL im Bereich der Sekundär- und Tertiärregelung im Jahr 2011 weiter fortsetzt.



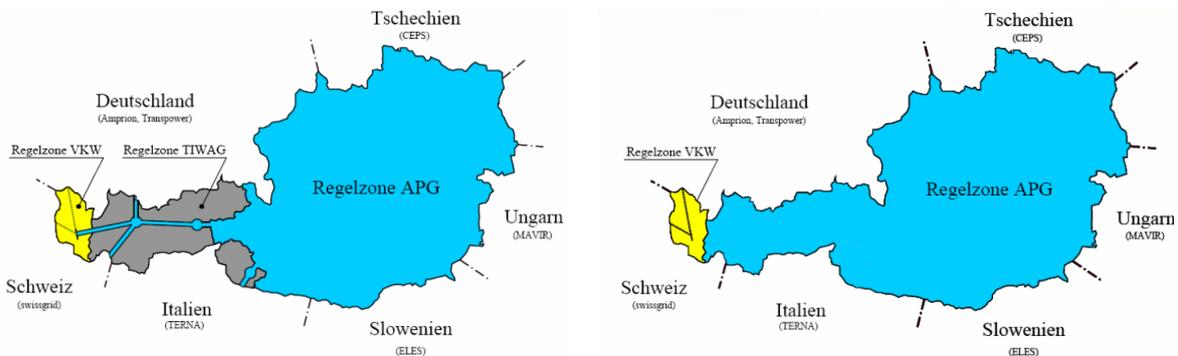
**Abbildung 50: Vorhaltungskosten (links) und Energiekosten (rechts) nach Angaben der BNetzA für die Jahre 2008 und 2009 (Bundesnetzagentur, 2010a S. 201,207)**

## 4 Der Regelenergiemarkt in Österreich

Das österreichische Übertragungsnetz konnte bis Ende 2010 in drei verschiedene Regelzonen unterteilt werden:

- Austrian Power Grid AG (APG)
- Tiroler Wasserkraft- Netz AG (TIWAG- Netz)
- Vorarlberger Kraftwerke- Netz (VKW- Netz)

Zur besseren Veranschaulichung sind diese in Abbildung 51 auf der linken Seite dargestellt. Seit Jänner 2011 wird die Regelzone der TIWAG durch die APG betrieben. Somit ist die APG der größte österreichische Regelzonenführer und für die Bereitstellung der Regelreserven zuständig (TIWAG-Netz, 2011a).



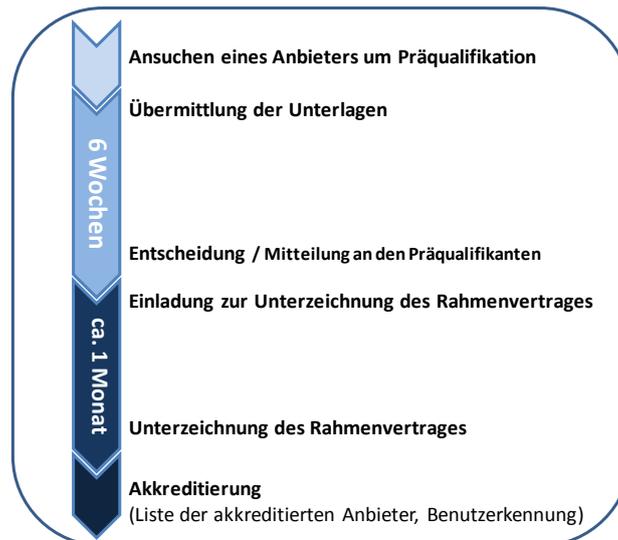
**Abbildung 51: Überblick der österreichischen Regelzonen bis Ende 2010 in der linken und ab Jänner 2011 in der rechten Abbildung (Tretter, et al., 2010)**

### 4.1 Regelzone APG

Die APG wurde im Zuge der Liberalisierung im Jahr 2001 aus der Verbund-Austrian Power Grid GmbH gegründet und ist seit Inkrafttreten des neugeregelten Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes von 2006 in ihrer Funktion als Regelzonenführer für die Organisation der Primärregelreserve verantwortlich. Im Bereich der Sekundärregelung findet die Bereitstellung durch die Verbund Trading AG statt bzw. wird im Falle der Tertiärregelung von der unabhängigen Verrechnungsstelle der Austrian Power Clearing & Settlement GesmbH (APCS) durchgeführt (APG, 2010a).

#### 4.1.1 Beschaffung der Primärregelleistung

Seit 2010 wird der in der Regelzone APG benötigte Bedarf an PRL über ein marktbasierendes Ausschreibungsverfahren organisiert, an dem sich alle Erzeuger, welche die technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllen, beteiligen können. Dazu wird eine positive Präqualifikation benötigt, bzw. muss ein entsprechender Rahmenvertrag zwischen den Anbietern der PRL und dem Regelzonenführer unterzeichnet werden. Der diesbezügliche Verfahrensablauf kann aus Abbildung 52 entnommen werden.



**Abbildung 52: Ausschreibungsverfahren für die Primärregelleistung in Österreich; vgl. (APG, 2010b)**

Wie aus Abbildung 52 entnommen werden kann, beträgt die Zeitdauer von der Einreichung der Präqualifikationsunterlagen bis hin zur Unterzeichnung des Rahmenvertrages ca. 2 Monate. Grundsätzlich weist jede erteilte Präqualifikation eine Geltungsdauer von drei Jahren auf, welche von Seiten der Anbieter rechtzeitig erneuert werden muss. Desweiteren gilt, dass ein Anbieter nach erfolgreicher Unterzeichnung des Rahmenvertrages nicht dazu verpflichtet ist, Reserven anzubieten. Er erlangt einzig den Status als akkreditierter Anbieter, welcher die Möglichkeit hat, sich an den Ausschreibungen zu beteiligen (APG, 2010b).

In einem wöchentlich stattfindenden Ausschreibungsverfahren wird auf der von der APG eingerichteten Internetplattform „regelleistung.at“ der Bedarf an Primärregelleistung abgedeckt. Die Ausschreibungen grundsätzlich an jedem Mittwoch von 09:00-15:00 Uhr statt, in welchem Angebote für den Zeitraum der nachfolgenden Woche von Montag 00:00 bis Sonntag 24:00 abgegeben werden können. Die Mindestangebotsgröße in den Ausschreibungen beträgt 2 MW. Für den Fall, dass im ersten Ausschreibungsverfahren der benötigte Bedarf an Primärregelleistung nicht abgedeckt werden konnte, wird dieses am nachfolgenden Tag wiederholt. Dazu werden die Anbieter frühzeitig informiert, damit sich diese erneut beteiligen können. Sollte auch die Wiederholung erfolglos sein, wird entsprechend den Bestimmungen des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG) ein geeigneter Anbieter dazu verpflichtet, die noch fehlende Reserveleistung bereitzustellen (APG, 2010c).

Nach jeder Ausschreibung werden die abgegebenen Angebote entsprechend ihres Leistungspreises gereiht und bezuschlagt, bis der von der APG benötigte Bedarf an PRL abgedeckt werden kann. Hierbei besteht die Möglichkeit, das letzte noch bezuschlagte Angebot zu beschränken, damit es zu keiner Überschreitung der ausgeschriebenen Bedarfsmenge kommt. Treten in den Ausschreibungen Angebote mit demselben Leistungspreis auf, werden diese anteilmäßig ihrer angebotenen Leistungsmenge bezuschlagt. Alle erzielten Ausschreibungsergebnisse werden im Anschluss dazu den Teilnehmern bekanntgegeben (APG, 2010c).

#### 4.1.2 Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren

Im Jahr 2010 wurde von der APG die PRL in der Höhe von  $\pm 65$  MW ausgeschrieben. Die erzielten Ausschreibungsergebnisse je Woche können aus Abbildung 53 entnommen werden. Da in jeder Woche die Leistungshöhe der angenommenen Angebote konstant waren, sind nur die mengen-gewichteten Durchschnittspreise aller angenommenen Angebote über die jeweiligen Kalenderwochen eingetragen. Entsprechend des dargestellten Verlaufes lässt sich vermuten, dass es möglicherweise zu einer Anpassung an ein bestimmtes Preisniveau kommen wird. Jedoch ist es schwierig, aufgrund des kurzen Betrachtungszeitraums eine klare Aussage zu treffen.

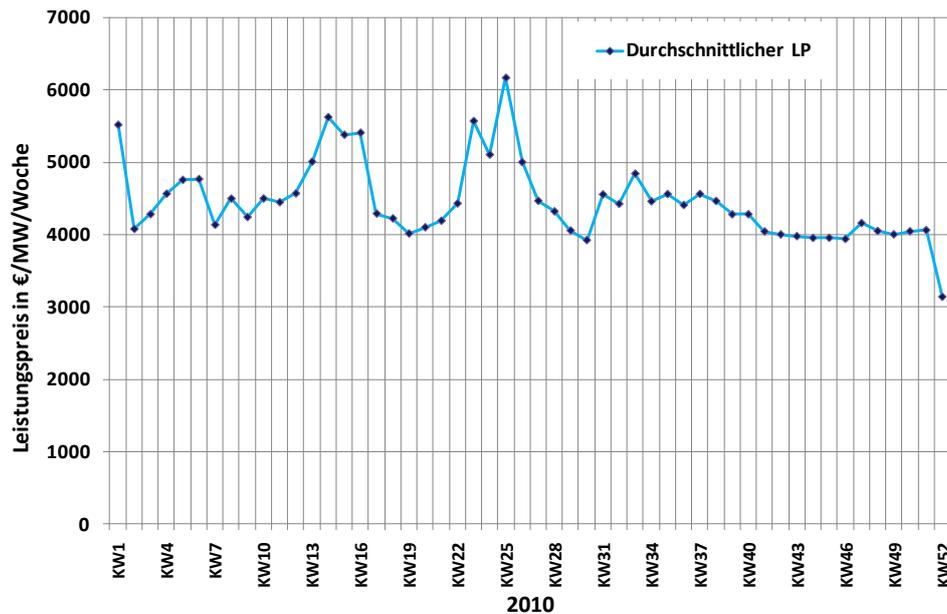


Abbildung 53: Leistungspreise aus den Ausschreibungsergebnissen der PRL in der Regelzone APG im Jahr 2010 (APG, 2011)

Aufgrund der Tatsache, dass mit Jänner 2011 die Regelzone der TIWAG von der APG betrieben wird, erhöht sich der Bedarf an PRL welcher in den wöchentlichen Ausschreibungen aufgebracht werden muss von den bisherigen  $\pm 65$  MW auf  $\pm 76$  MW (APG, 2010a).

#### 4.1.3 Beschaffung der Sekundärregelleistung

Wie eingangs bereits erwähnt wurde, wird der benötigte Bedarf an Sekundärregelreserve in der Regelzone der APG durch die Verbund-Trading AG bereitgestellt. Dabei wird ein Anteil von  $\pm 180$  MW ständig vorgehalten, welcher jedoch vorübergehend auf  $\pm 425$  MW erhöht werden kann. Durch diese Maßnahme kann gewährleistet werden, dass beim Ausfall des größten Kraftwerksblocks eine entsprechende Regelreserve zur Verfügung steht. (APG, 2010a). Nach Rücksprache mit dem RZF ist die SRL in einen Anteil rotierender und nicht rotierender Reserven unterteilt. Der Anteil von  $\pm 180$  MW der vorgehaltenen SRL wird durch Kraftwerke erbracht, welche ständig am Netz angeschlossen sind (spinning-reserve). Jener Anteil, welcher vorübergehend erhöht werden kann, wird durch Kraftwerkstypen bereitgestellt, welche nicht ständig am Netz angeschlossen sind. Diese können beispielsweise Speicherkraftwerke sein.

Die vorherigen Angaben beziehen sich jedoch nur auf die Regelzone APG vor dem Jahr 2011. Es ist davon auszugehen, dass sich durch die Erweiterung der Betriebsführung auf die Regelzone TIWAG der Bedarf an SRL erhöhen wird.

#### 4.1.4 Beschaffung der Tertiärregelleistung

Der in der Regelzone APG benötigte Bedarf an Tertiärregelleistung wird mittels Ausschreibungsverfahren organisiert. Diese Aufgabe wird von der unabhängigen Verrechnungsstelle APCS wahrgenommen, welche als Bilanzgruppenkoordinator (BKO) der Regelzone APG anzusehen ist. Bei den Ausschreibungen werden entsprechende Angebote von zugelassenen Regelkraftwerken gesammelt und in anonymisierter Weise der APG zur Verfügung gestellt (APG, 2010a). Die von der APCS durchgeführten Ausschreibungen finden täglich statt und sind für den Folgetag bis spätestens 16:00 Uhr abzugeben. Der an Wochenenden und an gesetzlichen Feiertagen benötigte Bedarf wird jeweils am letzten davorliegenden Werktag über die Ausschreibungen organisiert (APCS, 2010a S. 6).

Die Höhe der vorzuhaltenden TRL wird vom RZF abgeschätzt, dabei gilt:

*„Der RZF der Regelzone APG hat die notwendige Leistungsbandbreite abzuschätzen, um das von der Summe der Bilanzgruppen in der Regelzone erwartete Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch soweit auszugleichen, dass die Einhaltung der technischen Regeln, wie etwa jene der UCTE, zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung jederzeit möglich ist.“ (APCS, 2010a S. 4).*

Damit ein Anbieter an den Ausschreibungen teilnehmen kann, benötigt es einerseits den Nachweis, dass dieser die technischen Richtlinien erfüllt, und andererseits die Zustimmung des BGV jener BG, zu welcher er dazugehört. Erst danach können Angebote auf der vom BKO (APCS) eingerichteten Internetplattform abgegeben werden. Ähnlich dem deutschen Modell können die Anbieter hinsichtlich ihrer Angebotslegung zwischen sechs verschiedenen Zeitbereichen von jeweils vier Stunden wählen, innerhalb welcher sie ihre Leistungsreserven anbieten möchten. Eine getrennte Abgabe der Angebote nach positiver und negativer Reserve ist auch in Österreich möglich. Die Angebotsgröße ist mit einem Mindestwert von 10 MW festgelegt und auf 50 MW je Anbieter und Angebotsdauer nach oben beschränkt. Der wesentliche Unterschied zum Ausschreibungsverfahren in Deutschland ist der, dass in den Angeboten kein Leistungs- sondern nur ein Arbeitspreis angegeben wird. Dieser Arbeitspreis, welcher den Anbietern bezahlt wird ist im Bereich der positiven Reservehaltung auf 3000 €/MWh und im Bereich der negativen auf 500 €/MWh beschränkt. Angebote über diesen festgelegten Grenzwerten werden nicht berücksichtigt. Nach Abschluss der Ausschreibung werden alle Angebote getrennt nach positiver und negativer Reserve in Merit Order Listen gereiht und bezuschlagt, bis der vom ÜNB ausgeschriebene Bedarf abgedeckt ist. Die Ergebnisse werden von der APCS an den RZF übermittelt und werden entsprechend der erstellten Merit Orders abgerufen. Dabei gilt jedoch, dass jedes Angebot im vollen Leistungsumfang abgerufen werden muss (APCS, 2010a S. 6).

#### 4.1.5 Marketmaker

Da der Bedarf an TRL in den täglichen Ausschreibungsverfahren nicht immer ausreichend abgedeckt werden kann, werden zusätzliche Leistungsreserven benötigt. Dieser wird über einen sogenannten Marketmaker bereitgestellt, welcher in einem wöchentlichen Ausschreibungsverfahren von der APCS organisiert wird. Dadurch kann sichergestellt werden, dass innerhalb der Regelzone der APG stets jene Menge an TRL vorgehalten wird, welche vom ÜNB benötigt wird. Die Höhe der über den Marketmaker vorzuhaltenden Leistungsreserve wird von der APG an die APCS weitergeleitet.

Um als Marketmaker bei den wöchentlichen Ausschreibungen teilnehmen zu dürfen, muss ein entsprechender Marketmaker-Vertrag mit der APCS abgeschlossen haben. Erst durch diesen Vertrag sind sie zugelassen, Angebote auf der von der APCS eingerichteten Internetplattform abzugeben (APCS, 2010a S. 8). Die Angebote können zwischen 10 MW und 50 MW sowohl für positive als auch negative Reserve abgegeben werden. Im Unterschied zu den täglichen Ausschreibungen beinhalten diese Angebote der wöchentlichen Ausschreibungen nicht nur einen Arbeitspreis, sondern auch einen Leistungspreis, welcher als Auswahlkriterium für die spätere Bezuschlagung herangezogen wird. Im Bereich des Arbeitspreises wird auch im wöchentlichen Fall eine Beschränkung vorgenommen. So darf der Arbeitspreis für positive Reserven den EEX-Peak Preis des vorangegangenen Werktages zuzüglich 80 €/MWh nicht überschreiten. Der Preis für negative Reserve darf den Wert von 0 €/MWh nicht unterschreiten.

Für die Auswahl der Angebote wird der abgegebene Leistungspreis herangezogen. Sollten Angebote mit demselben Leistungspreis vorliegen, wird jenes angenommen, welches vorher auf der Internetplattform eingereicht wurde (APCS, 2010a S. 9). Der aktuell ausgeschriebene Bedarf, welcher über die Marketmaker abzudecken ist, beträgt 100 MW für positive und 125 MW für negative Reserve. Die Arbeitspreise aus den täglichen und wöchentlichen Ausschreibungen werden in eine gemeinsame MOL zusammengefasst und entsprechend dieser Reihung abgerufen. Bei der Einreihung dürfen die Marketmaker weder begünstigt noch benachteiligt werden (APCS, 2011a).

Laut Auskunft<sup>18</sup> der APCS wird mittlerweile nahezu der gesamte Bedarf an TRL über die Marketmaker Angebote abgedeckt, da in den täglichen Ausschreibungen die Anzahl der Anbieter zu gering ist. Als Ursache dafür wurde angegeben, dass es im Bereich der Marketmaker zu einer finanziellen Vergütung des Leistungspreises kommt, unabhängig davon, ob die Angebote beansprucht werden. Im Gegensatz dazu, werden die bezuschlagten Angebote aus den täglichen Ausschreibungen finanziell nur dann berücksichtigt, wenn diese tatsächlich vom ÜNB abgerufen werden. Somit würde sich ein höherer Anreiz ergeben sich als Marketmaker zu beteiligen. Des Weiteren konnte in Erfahrung gebracht werden, dass sich die veröffentlichten Ergebnisse der Marketmaker-Auktionen rein auf die Vorhaltungskosten beziehen. Die Auswertung der Daten kann aus Abbildung 54 entnommen werden.

---

<sup>18</sup> Telefonische Auskunft von Herrn Leutgeb, APCS, vom 15.12.2010

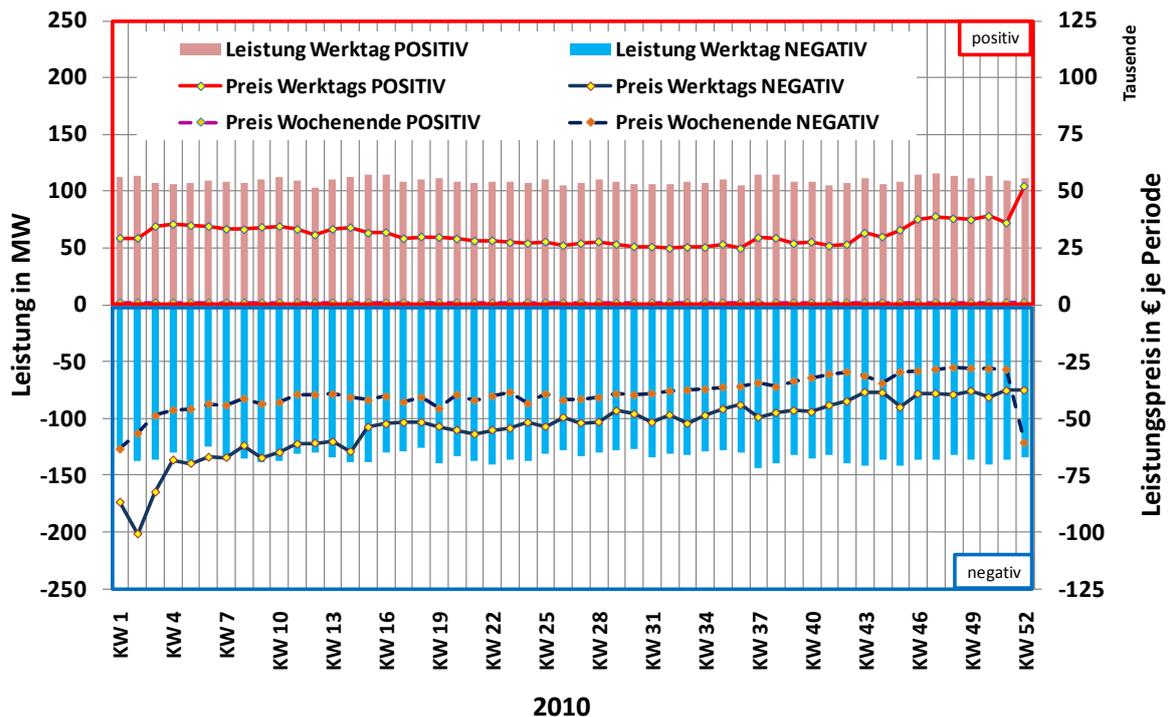


Abbildung 54: Ausschreibungsergebnisse der Marketmaker-Auktionen im Jahr 2010 für Werktags (5 Tage) und Wochenenden (2 Tage) mit dazugehörigen Leistungspreisen je Periode (APCS, 2011a)

Da Marketmaker-Angebote je Kalenderwoche getrennt für Werktage und Wochenenden ausgeschrieben werden, sind in Abbildung 54 vier Leistungspreisverläufe dargestellt. Der angegebene Leistungspreis bezieht sich dabei auf die entsprechende Angebotsdauer, welche 5 Tage für Werktags und 2 Tage für Wochenenden entspricht. Hinsichtlich der Höhe der vorgehaltenen TRL sind keine wesentlichen Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden feststellbar, weshalb in Abbildung 54 lediglich die Leistungshöhe der Angebote für Werktage eingetragen sind.

Man kann aus Abbildung 54 erkennen, dass die Leistungspreise für negative Marketmaker-Angebote trotz der kürzeren Geltungsdauer relativ hoch ausgefallen sind.

#### 4.1.6 Regelle Energiekosten der Regelzone APG

Die bei der Primärregelung entstandenen Vorhaltungskosten sind nach § 41 EWOOG von den Betreibern von Erzeugungsanlagen (Kraftwerksparks) mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen zu tragen. Des Weiteren wird festgehalten, dass bei Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung größer als die Anschlussleistung an das jeweilige Netz, der Faktor aus Anschlussleistung multipliziert mit den Betriebsstunden der Anlage heranzuziehen ist. Die entsprechende Verrechnung wird vierteljährlich vom RZF durchgeführt (E-Control, 2009a S. 29).

Die für die Bereitstellung der Sekundärregelung entstandenen Kosten werden der Verbund-Trading AG jährlich zu einem Pauschalbetrag abgegolten. Diese werden gemäß der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) den Betreibern von Erzeugungsanlagen, einschließlich Eigenanlagen, mit einer Engpassleistung über 5 MW verrechnet. Als Bemessungsgrundlage wird tarifmäßig ein arbeitsbezogener Systemdienstleistungspreis bestimmt, aus welchen sich die Abgaben entsprechend der Gesamterzeugung für die jeweiligen Anlagen ergeben (E-Control, 2010 S. 6;20).

Die durch einen Abruf eingesetzte Sekundärregelenergie wird über ein Kompensationsprogramm ausgeglichen. Die Abwicklung dieses Austauschprogrammes wird durch die APCS durchgeführt. Das heißt, eine Lieferung entspricht dem Abruf positiver, ein Bezug dem Abruf negativer Sekundärregelenergie (APCS, 2010 S. 10). Die Rücklieferung der von der Verbund-Trading AG abgegebenen Energie erfolgt in Form von Spitzenlastprodukten, welche in einem Programm konstanter Leistung an Wochentagen in der Zeit von 08:00-20:00 Uhr durchgeführt werden. Im Gegensatz dazu wird die von ihr aufgenommenen Energie um den Faktor 0,5 abgewertet und in Form von Grundlastprodukten vergütet, welche in einem Programm konstanter Leistung täglich zwischen 00:00-24:00 Uhr zurückgeliefert wird (APCS, 2010a) (APCS, 2011b).

Die Energieprodukte werden in einer Auktion ausgeschrieben und können ersteiger werden. Sollten nicht alle vorhin erwähnten Produkte im Rahmen des Kompensationsprogramms ausgeglichen werden, werden die noch fehlenden Mengen über die Strombörse abgewickelt. Diese werden auf Basis des Börsenreises inkl. aller anfallenden Transaktionsgebühren verrechnet (APCS, 2010a S. 11). Die Ergebnisse der durchgeführten Auktionen können aus Abbildung 55 entnommen werden. Darin sind die entstanden Kosten und Erlöse sowie das gehandelte Energievolumen, welches durch den Abruf der SRL entstanden ist, für das Jahr 2010 getrennt nach Abrufrichtung dargestellt. Da der Abruf positiver Regelenergie einer Lieferung von Seiten der Verbund-Trading AG entspricht, welche ihr über das Kompensationsprogramm wieder zurückgeliefert werden muss, sind diese als Kosten angeführt. Im umgekehrten Fall, d.h. es wird die von ihr bezogene Energie wieder zurückgeliefert, sind diese als Erlöse angeführt.

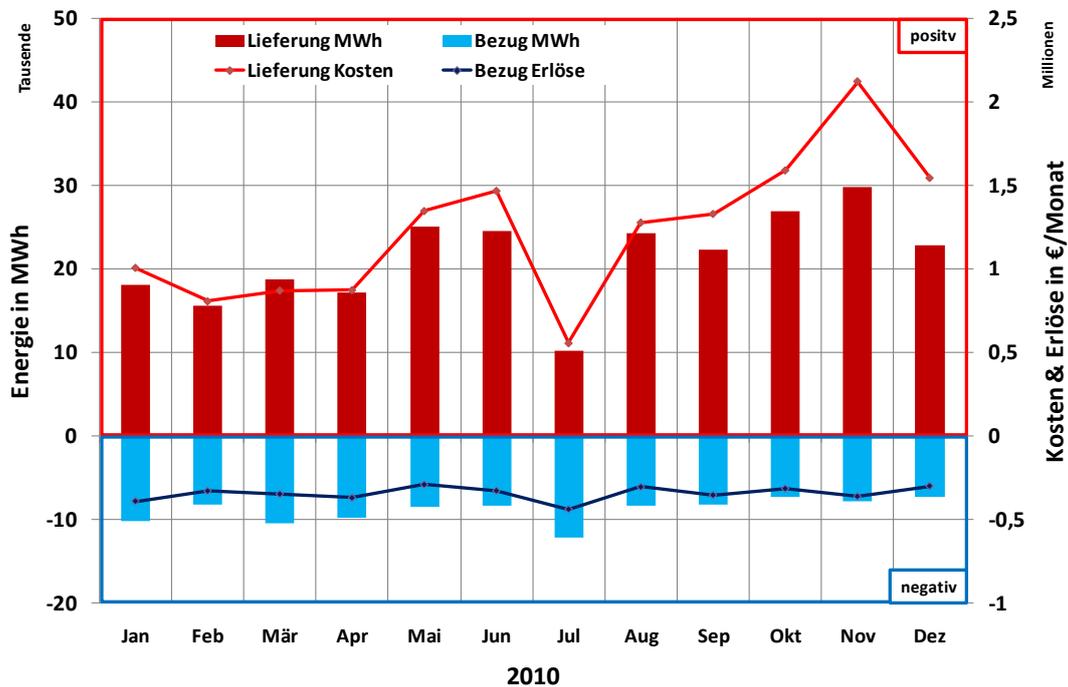


Abbildung 55: Ergebnisse der Auktionen des Kompensationsprogrammes für SRL im Jahr 2010 (APCS, 2011b)

Die im Bereich der Tertiärregelung entstandenen Kosten werden über die Verrechnung der Ausgleichsenergie durchgeführt und sind von den BG zu tragen. Die Verrechnung erfolgt über zwei Preiskomponenten:

❖ **Clearingpreis 1**

Dieser wird für jede Viertelstunde berechnet und berücksichtigt die Energiemengen welche durch die Sekundär- und Tertiärregelung sowie dem ungewollten Austausch<sup>19</sup> in der Regelzone entstanden sind. Der Clearingpreis ist sowohl für positive als auch für negative Ausgleichsenergie gleich hoch (APCS, 2010a S. 13).

❖ **Clearingpreis 2**

Dieser entspricht dem gebührenpflichtigen Verbrauchsumsatz der Clearinggebührenverordnung der E-Control und ist vom BGV an den BKO auf Basis der Umsätze der BG zu entrichten. Der Wert des Clearingpreises ist über ein Monat konstant (APCS, 2010a S. 13) (E-Control, 2007 S. 1).

Die über die Verrechnung erzielten Erlöse werden zur Deckung der Kosten und Erträge herangezogen, welche durch die abgerufene Tertiärregelung, dem ungewollten Austausch mit der UCTE, dem Kompensationsprogramm der Sekundärregelung und den Vorhaltungskosten der Marketmaker-Angebote entstanden sind. Die genaue Vorgehensweise zur Berechnung der Clearingpreise ist im Anhang der Ausgleichsbewirtschaftung auf der Homepage der APCS angeführt (APCS, 2010a).

In Abbildung 56 sind die durch die Regelenenergie entstandenen Kosten der Regelzone APG für die Jahre 2008 bis 2010 näherungsweise angeführt. Die Daten dazu konnten von der APCS bzw. APG in Erfahrung gebracht werden (APG, 2011) (APCS, 2010). Da die Beschaffung der PRL erst seit 2010 über ein Ausschreibungsverfahren erfolgt, sind dementsprechend nur Vorhaltungskosten für das Jahr 2010 eingetragen. Für die Abschätzung der Kosten und Erlöse hervorgerufen durch den Einsatz der SRL wurden jene Daten herangezogen, welche im Zuge der Auktionen der Kompensationsprogramme von Seiten der APCS veröffentlicht wurden.

Den in Abbildung 56 angegebenen Werten kann mit Ausnahme der Tertiärregelenergie eine entsprechenden Zahlungsrichtung zugeordnet werden. Der im April 2009 dargestellte Negativwert im Bereich der Energiekosten für SRL kann darauf zurückgeführt werden, dass es innerhalb dieses Zeitraums zu einem erhöhten Bedarf an negativer SRL gekommen ist. Dadurch wurden über das Kompensationsprogramm aus den Rücklieferprogrammen höhere Erlöse als Kosten erzielt.

---

<sup>19</sup> Das ist jener Anteil, welcher ungewollt entnommen oder in den UCTE-Verbund eingebracht wird (A&B, 2011a; A&B, 2011b). In der Regelzone APG wird der ungewollte Austausch derzeit täglich über die Strombörse kompensiert. Es wird auch angedacht, diese Kompensationsmengen über Ausschreibungen aufzubringen (APCS, 2011c).

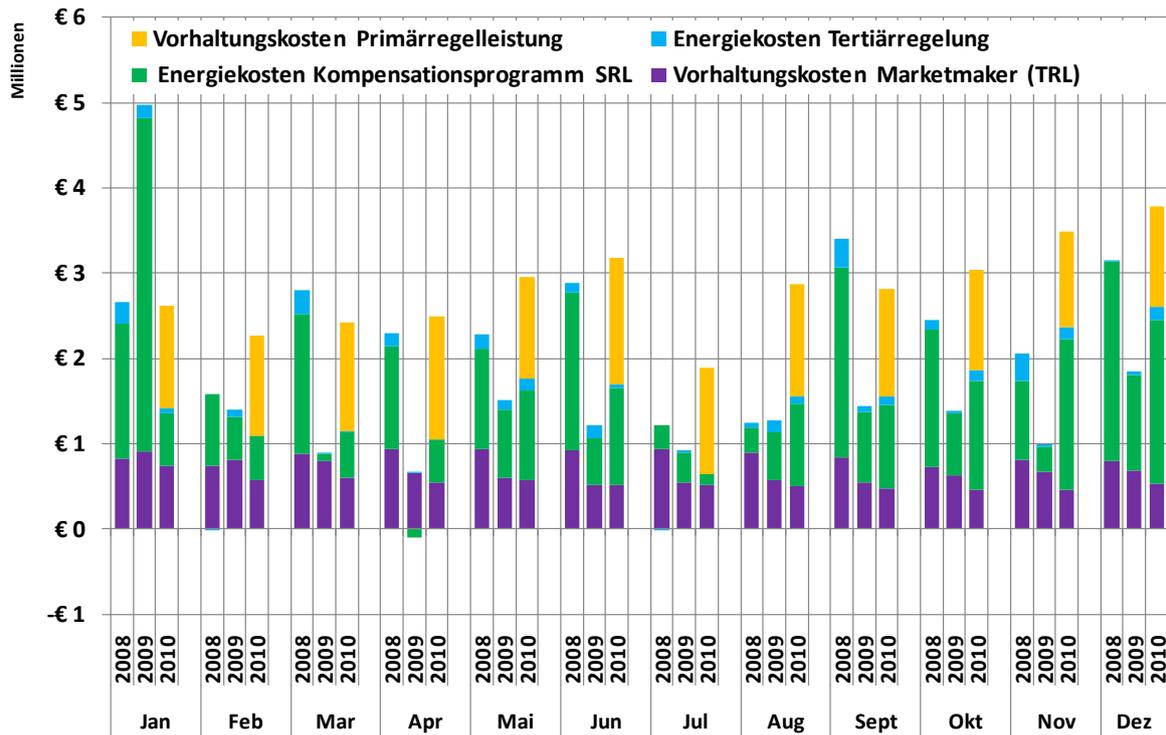


Abbildung 56: Regelenergiekosten in der Regelzone APG für die Jahre 2008 bis 2010 (APG, 2011) (APCS, 2010)

Es ist aus Abbildung 56 ersichtlich, dass keine Vorhaltungskosten für SRL angegeben sind. Da nur Schätzwerte für das Jahr 2010 in Erfahrung gebracht werden konnten, wurde auf eine Darstellung verzichtet. Die vorhandenen Schätzwerte können aus Abbildung 74 in Kapitel 8 entnommen werden. Vergleicht man die jährlichen Entwicklungen, kann festgestellt werden, dass zwischenzeitlich der Hauptanteil der entstanden Kosten durch den Einsatz der Sekundärregelung hervorgerufen wurde.

Führt man einen Vergleich der jährlichen Gesamtkosten durch, kann eine Reduktion der Kosten über die Jahre festgestellt werden. Die Ergebnisse dazu sind für die jeweiligen Jahre in Tabelle 8 angegeben.

Zeitraum	Vorhaltungskosten		Energiekosten	Vorhaltungskosten		Summe
	PRL	Kompensationsprogramm SRL	Market Maker (TRL)	Energiekosten TRL		
2008	-	16 Mio. €	10 Mio. €	2 Mio. €	28 Mio. €	
2009	-	10 Mio. €	8 Mio. €	1 Mio. €	19 Mio. €	
2010	15 Mio. €	11 Mio. €	6 Mio. €	1 Mio. €	33 Mio. €	

Tabelle 8: Jährliche Kosten der Regelenergie in Österreich für die Jahre 2008 bis 2010. (Vorhaltungskosten SRL nicht enthalten); Berechnungen basieren auf (APG, 2011) (APCS, 2010)

Es sei zu den angegebenen Daten in Tabelle 8 nochmals darauf hingewiesen, dass in dieser keine Vorhaltungskosten der SRL beinhaltet sind. Weiters muss bei den jährlichen Gesamtkosten berücksichtigt werden, dass im Jahr 2010 die Kosten der PRL einbezogen wurden, und sich dadurch ein höherer Wert als in den beiden vorhergehenden Jahren einstellt.

## 4.2 Regelzone TIWAG und VKW

Bis Ende 2010 wurde der Bedarf an PRL in der Regelzone TIWAG über ein halbjährliches Ausschreibungsverfahren organisiert. Dabei wurde im Schnitt ein Bedarf von  $\pm 5,5$  MW ausgeschrieben, welcher von den Anbietern abgedeckt worden ist. Die Mindestangebotsgröße war mit einem Wert von 2 MW festgelegt. Die Auswahl erfolgte wiederum entsprechend des Leistungspreises, wobei das letzte noch bezuschlagte Angebot auf Zehntel-MW gekürzt werden durfte (TIWAG-Netz, 2011b). Wie bereits erwähnt, wird seit Jänner 2011 die Betriebsführung der Regelzone TIWAG von der APG durchgeführt. Sie ist seither für die Organisation der jeweiligen Regelreserve verantwortlich.

Der in der Regelzone der VKW benötigte Bedarf an PRL wird vom deutschen ÜNB der EnBW organisiert. Die EnBW wurde von der VKW damit beauftragt bei den Ausschreibungen am deutschen Regelenergiemarkt die benötigte PRL zu beschaffen (VKW-Netz, 2010a).

Die Organisation des benötigten Bedarfs an SRL und TRL wird von der Verrechnungsstelle A&B durchgeführt<sup>20</sup> (A&B, 2011b):

*„Die A&B auktioniert diesen Regelleinsatz teils day-ahead, teils ex post am freien Markt und stellt dem Regelzonenführer die Abrufreihenfolge der Bestbieter (Merit-Order) zur Verfügung.“* (A&B, 2011b).

Die in Anspruch genommene Sekundärregelenergie wird in ähnlicher Art und Weise wie in der Regelzone APG über ein Kompensationsprogramm ausgeglichen, welches von der A&B durchgeführt wird (A&B, 2011c).

---

<sup>20</sup> Für die Regelzone TIWAG bis Ende 2010

## 5 Der Regelenergiemarkt in der Schweiz

Mit Inkrafttreten des Stromversorgungs-Gesetzes (StromVG) am 1. Jänner 2008 wurde der erste Schritt in Richtung Liberalisierung des Schweizer Strommarktes gesetzt. Aufgrund dieser Verordnung wurde die Swissgrid mit dem Betrieb des Schweizer Höchstspannungsnetzes beauftragt und ist in der Funktion als ÜNB seit Jänner 2009 für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen verantwortlich (Swissgrid, 2010b).

Seit 1. Jänner 2009 wird die Systemdienstleistung Regelenergie in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasierenden Verfahren von Swissgrid organisiert. Für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren muss jeder Anbieter eine positive Präqualifikation seiner technischen Einheit vorweisen bzw. im nächsten Schritt einen entsprechenden Rahmenvertrag mit dem ÜNB abschließen (Swissgrid, 2010d). Informationen bezüglich der Ausschreibungsverfahren und der Höhe der vorzuhaltenden Regelenergie konnten auf der Homepage der Swissgrid in Erfahrung gebracht werden und sind in den nächsten Abschnitten angeführt (Swissgrid, 2010c).

### 5.1 Organisation der jeweiligen Regelreserven

In der Schweiz wird Primärregelleistung als symmetrisches Leistungsband in der Höhe von  $\pm 74$  MW vorgehalten. Die Ausschreibungen werden wöchentlich durchgeführt, bei der die Anbieter ein Mindestangebot von  $\pm 3$  MW abgeben können. Werden zusätzlich zur Mindestangebotsgröße Leistungen angeboten, können diese in  $\pm 1$  MW-Schritten, jedoch zu einem anderen Preis abgegeben werden.

Die Höhe der vorzuhaltenden Sekundär- und Tertiärregelleistung wird ähnlich dem in Deutschland angewandten wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansatzes bestimmt (Bundesamt für Energie, 2008a S. 9). Sekundärregelleistung wird in der Schweiz wöchentlich als symmetrisches Leistungsband in der Höhe von  $\pm 400$  MW ausgeschrieben. Die Mindestangebotsgröße beträgt  $\pm 5$  MW, wobei wiederum zusätzliche Leistungsangebote in der Höhe von  $\pm 1$  MW mit jeweils unterschiedlichen Preisen abgegeben werden können. Eine zeitliche Unterscheidung in Haupt- und Nebenzeit findet bei der Angebotslegung nicht statt.

Im Bereich der Tertiärregelung wird eine Leistung in der Höhe von 510 MW für positive und 460 MW für negative Reserve vorgehalten. Die vorzuhaltende Menge wird dabei über zwei separate Ausschreibungen organisiert.

- Wöchentliche Ausschreibung: 310 MW positive und 280 MW negative Reserve
- Tägliche Ausschreibung: 200 MW positive und 180 MW negative Reserve

Bei den täglichen Ausschreibungen können die Anbieter zwischen sechs Produktzeitscheiben zu je 4-Stundenblöcken wählen. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW für positive und negative Reserve und kann in 1 MW-Schritten nach oben korrigiert werden. Die Ausschreibungsergebnisse der TRL für das zweite Halbjahr 2010 sind in Abbildung 57 dargestellt. Diese beinhalten sowohl die Ergebnisse der täglich als auch die der wöchentlich stattgefundenen Ausschreibungen.

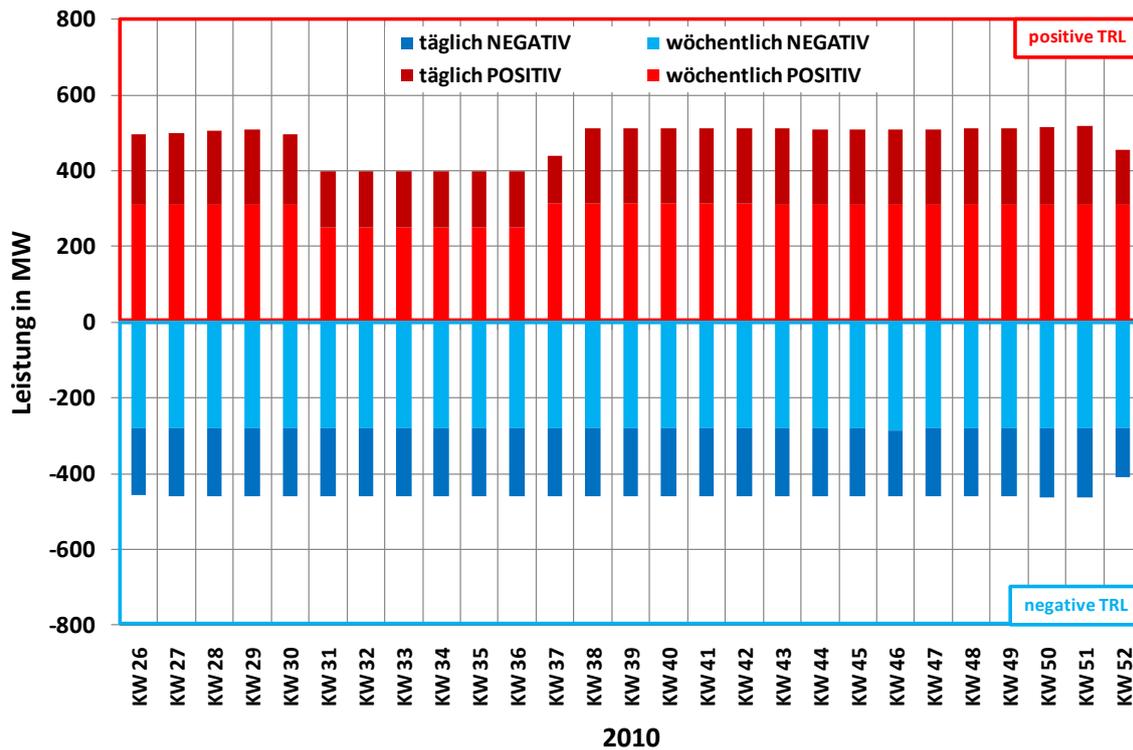


Abbildung 57: Wöchentliche und tägliche Ausschreibung der Tertiärregelung in der Schweiz für das zweite Halbjahr 2010 (Swissgrid, 2010b)

Tertiärregelenergie wird in der Schweiz für eine Mindestdauer von 15 Minuten im vollen Umfang des Angebotes abgerufen und muss zeitlich uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Die Abrufreihenfolge richtet sich auf den im Ausschreibungsverfahren je Angebot angegebenen Arbeitspreis. Im Falle eines Abrufes muss innerhalb der ersten 15 Minuten die vorgehaltene Tertiärregelung voll einsatzbereit sein. Der Beginn der Lieferung ist zeitlich unabhängig, das heißt, er ist nicht an dem Viertelstundenraster der Fahrpläne gebunden. Eine Ausnahme stellt jedoch der Abruf der negativen Reserve aus den wöchentlichen Ausschreibungen dar. Hierbei erfolgt der Abruf unter Berücksichtigung des Fahrplanes, sodass dieser immer zu Beginn einer Viertelstunde mit einer Vorlaufzeit von mindestens 20 Minuten erfolgt. In beiden Fällen wird der Abruf aber im Viertelstundenraster beendet. Die in Anspruch genommene Regelenergie wird den Anbietern zum angebotenen Arbeitspreis vergütet.

In der Abbildung 58 sind die durchschnittlichen Leistungspreise aus den täglichen Ausschreibungen für TRL je Kalenderwoche der zweiten Jahreshälfte 2010 dargestellt. Dabei wurde eine Zusammenfassung der Produktzeitscheiben sowohl für positive als auch negative TRL vorgenommen, indem diese in Hoch- und Niedertarifzeiten eingeteilt worden sind<sup>21</sup>. Dabei kann wiederum eine deutliche Preisdifferenz zwischen den jeweiligen Tarifzeiten festgestellt werden. In den Nachtstunden wird für die Vorhaltung von negativer TRL ein weitaus höherer Preis als untertags den Anbietern bezahlt.

<sup>21</sup> Hochtarif: 08:00-20:00 Uhr; Niedertarif: 20:00-08:00 Uhr

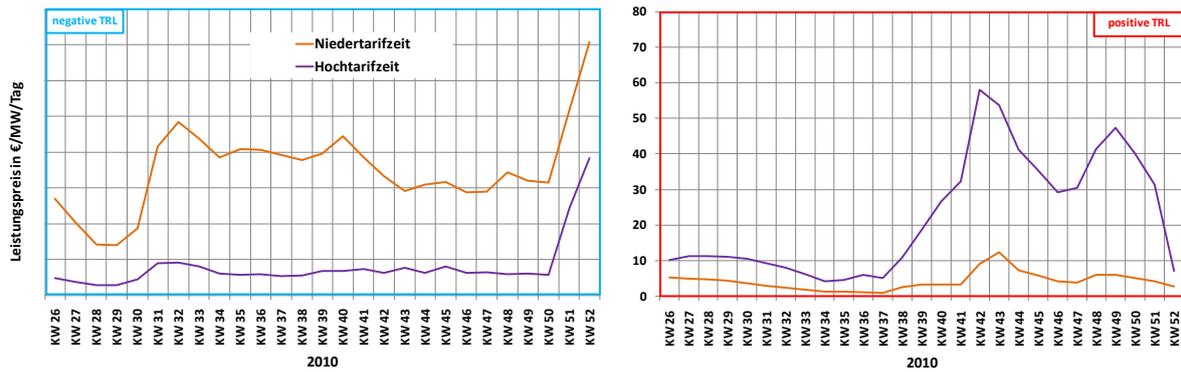


Abbildung 58: Durchschnittliche Leistungspreise aus den täglichen Ausschreibungen für Tertiärregelleistung in der Schweiz für das Jahr 2010. In der linken Abbildung sind die negativen, in der rechten die positiven Ergebnisse dargestellt (Swissgrid, 2010b)

In Abbildung 59 sind im Gegensatz zur vorherigen Abbildung die Ergebnisse aus den wöchentlichen Ausschreibungen dargestellt. Damit diese mit denen aus Abbildung 58 besser verglichen werden können, werden die wöchentlichen Durchschnittswerte in Vorhaltungskosten pro Tag umgerechnet und dargestellt.

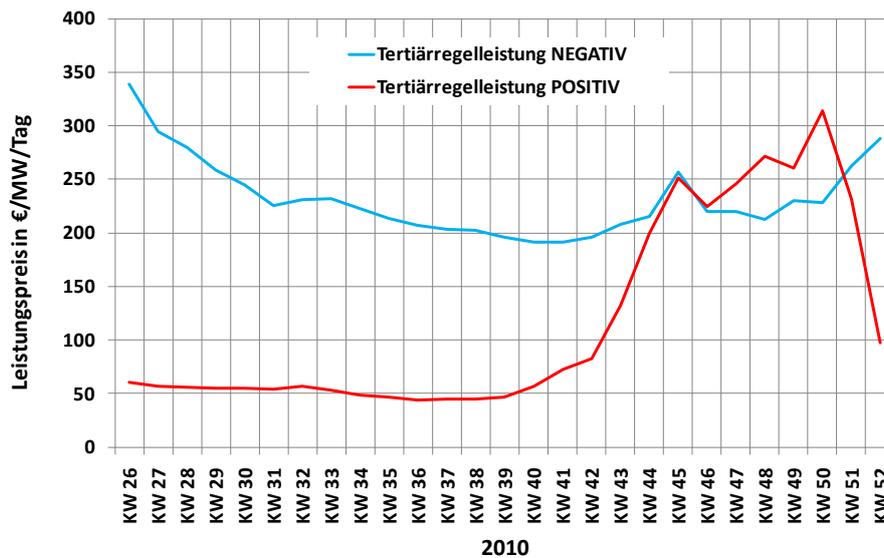


Abbildung 59: Durchschnittliche Leistungspreise aus den wöchentlichen Ausschreibungen für Tertiärregelleistung in der Schweiz für das Jahr 2010 (Swissgrid, 2010b)

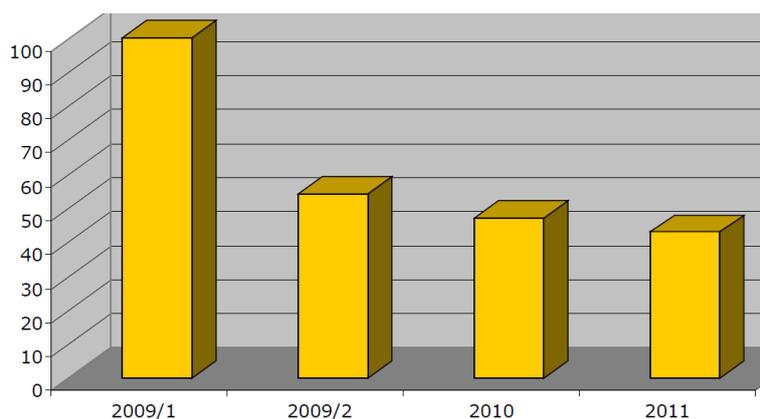
Durch die Möglichkeit, dass innerhalb des Ausschreibungszeitraums die Angebote mit unterschiedlichen Leistungspreisen erweitert werden können, ergeben sich verschiedene Preis/Leistungs-Kombinationen, wodurch die Erstellung einer einfachen MOL nicht mehr möglich ist. Deshalb verwendet man spezielle Berechnungsverfahren, welche die kostengünstigste Kombination ermitteln und zudem den benötigten Bedarf abdecken.

Der Abruf anhand der in den Angeboten abgegebenen Arbeitspreise erfolgt nur im Bereich der TRL. Die SRL wird in Abhängigkeit der angenommenen Leistung aus den Ausschreibungsverfahren anteilmäßig von allen teilnehmenden Anbietern erbracht. Dadurch ergibt sich der Vorteil, dass jede anbietende Einheit an der Sekundärregelung in der Schweizer Regelzone beteiligt ist und die Versorgungssicherheit erhöht wird (Swissgrid, 2010c).

## 5.2 Veränderungen im Schweizer Regelenergiemarkt

Seit der Einführung im Jänner 2009 ist es zu einer Vielzahl an Änderungen im Schweizer Regelenergiemarkt gekommen. Aufgrund der hohen Kosten für die Beschaffung der Regelreserven innerhalb der ersten sechs Monate wurde bereits mit 1. Juli 2009 eine Anpassung des Systems vorgenommen. Beispielsweise wurde vom zuvor verwendeten Grenzpreisverfahren abgewichen, bei welchem das teuerste noch bezuschlagte Regelkraftwerk den Preis für die finanzielle Vergütung aller anderen bestimmte und verwendet seither das Pay-as-Bid Verfahren. Weiters wurde eine Preisobergrenze bei der Angebotslegung eingeführt, da es durch die freie Preisgestaltung zu großen Unterschieden zwischen den teuersten und günstigsten Angeboten gekommen war. Mittlerweile wurde die Begrenzung jedoch wieder aufgehoben. Die im Bereich der Primär- und Sekundärregelung stattfindenden Ausschreibungsintervalle wurden von monatlich auf wöchentlich umgestellt und die Mindestangebotsgröße wurde von 10 MW auf 5 MW reduziert. Dies führte vor allem dazu, dass sich nun auch kleinere Anbieter am Markt beteiligen können. Aufgrund dessen ist es den Anbietern möglich, den Einsatz ihrer technischen Einheiten besser zu planen, und somit bei der Angebotslegung die entsprechenden Risikozuschläge zu verringern. Eine weitere Veränderung gab es auch im Bereich der vorzuhaltenden Reserveleistung. Aufgrund von Erfahrungswerten wird mittlerweile für jede Last- und Produktionssituation mittels einem Berechnungstool die optimale Leistungsvorhaltung errechnet, wodurch nicht zu jedem Zeitpunkt der Maximalwert vorgehalten werden muss. Auch die massive Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise der BG wirkte sich positiv auf die anfallenden Kosten aus, da es dadurch zu besseren Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen gekommen ist und infolge dessen, die vorgehaltenen Regelreserven reduziert werden konnten (Swissgrid, 2010e).

In Abbildung 60 ist eine Abschätzung dargestellt, inwiefern sich seit der Einführung des Ausschreibungsverfahrens die Beschaffungskosten der Regelreserven reduziert haben bzw. sich diese in den nächsten Jahren möglicherweise reduzieren lassen (Niggli, 2010). Durch die Reihe an Veränderungen, welche von Seiten der Swissgrid veranlasst wurden, konnten die Beschaffungskosten der Regelenergie bis zur zweiten Jahreshälfte 2009 um annähernd 50 % gesenkt werden.



**Abbildung 60: Kostenreduktionen in der Beschaffung der Schweizer Regelreserven (Niggli, 2010)**

Eine der wesentlichsten Veränderungen stellt jedoch die Möglichkeit einer französischen Bereitstellung von PRL für die Regelzone der Schweiz dar. Seit 20. Dezember 2010 ist es durch eine entsprechende Vertragsunterzeichnung zwischen der Swissgrid und dem französischen ÜNB (RTE) möglich, dass sich französische Kraftwerksbetreiber am Ausschreibungsverfahren für PRL im Schweizer-Markt beteiligen dürfen. Dazu wurden von Seiten der Swissgrid veröffentlicht (Swissgrid, 2010f):

*„Erstmals wird in Europa eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Beschaffung und Lieferung von Primärregelleistung möglich. RTE und Swissgrid haben gemeinsam die dazu notwendigen Prozesse aufgebaut und ihre IT-Systeme entsprechend angepasst. Durch die Vergrößerung des Anbieterkreises kann der Markt für Primärregelung in der Schweiz verbessert werden. Weiters ergibt sich für die französischen Kraftwerksbetreiber eine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit ihrer Kapazitäten.“*

*Mit dem Pionierprojekt werden die Forderungen der schweizerischen, französischen und weiteren europäischen Regulatoren sowie der europäischen Kommission nach einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei der Regelleistungsbeschaffung erstmals für die Primärregelung umgesetzt. Dies fördert den Wettbewerb unter den Marktakteuren, erlaubt günstigere Beschaffungspreise für Regelenergie und führt letztlich zu tieferen Kosten für die Endverbraucher“ (Swissgrid, 2010f).*

Detailliertere Informationen hinsichtlich des genaueren Ablaufs konnten bei Abschluss der vorliegenden Arbeit jedoch nicht in Erfahrung gebracht werden. Auf die Durchführung einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von Regelreserven und den damit verbundenen Erfordernissen wird im Kapitel 9 noch genauer eingegangen.

### 5.3 Zuteilung der Kosten

Die Zuteilung der Kosten für die Systemdienstleistungen und somit der Regelenergie wird in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt und ist schematisch in Abbildung 61 dargestellt (Bundesamt für Energie, 2008 b).

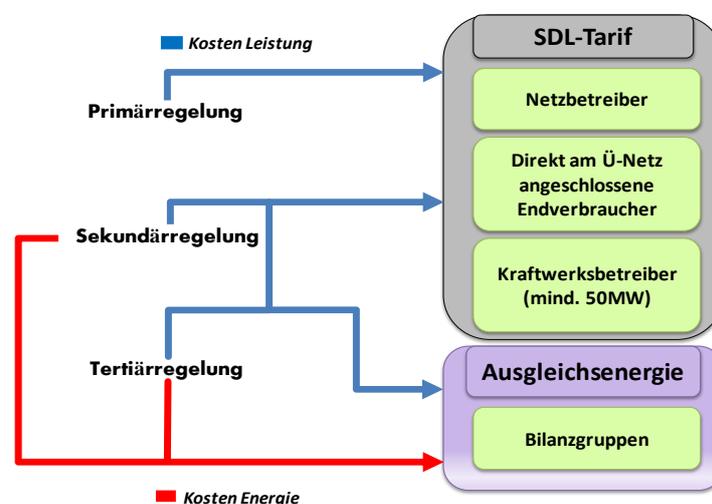


Abbildung 61: Kostenzuteilung der Regelreserven in der Schweiz; vgl. (Bundesamt für Energie, 2008 b)

Die Kosten für die in Anspruch genommene Regelenergie aus Sekundär- und Tertiärregelung werden den Bilanzgruppen in Form von Ausgleichsenergie weiter verrechnet. Zusätzlich dazu haben diese einen Anteil der Kosten für die Leistungsvorhaltung zu tragen. Die Kosten der vorgehaltenen Primärregelleistung wird über den Systemdienstleistungstarif (SDL-Tarif) den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern verrechnet. Weiters haben diese jenen Anteil der Vorhaltungskosten aus Sekundär- und Tertiärregelleistung zu tragen, welcher keiner Bilanzgruppe zugeordnet werden kann. Die StromVV sieht weiters vor, dass sich Betreiber von Kraftwerken, welche eine installierte Leistung in der Höhe von mindestens 50 MW aufweisen, an den Kosten der Systemdienstleistungen beteiligen (Bundesamt für Energie, 2008 b S. 8-22).

#### 5.4 Abrechnung des Ausgleichsenergiepreises

Bei dem in der Schweiz angewandten Ausgleichsenergie-Preismechanismus (AEPM) unterscheidet man bei der Preisbildung, in welche Richtung BG abgewichen. Das heißt eine überdeckte Bilanzgruppe erhält einen anderen Preis als eine unterdeckte. Zusätzlich dazu wird berücksichtigt, welche Wirkung die Abweichung auf die gesamte Regelzone ausübt. Die Wirkungsweise wird in nachfolgender Abbildung dargestellt:

		Regelzone	
		unterdeckt	überdeckt
Bilanzgruppe	unterdeckt	BG zahlt $P_{RA-Bezug} * \alpha_1$	BG zahlt $P_{Spot} * \alpha_4$
	überdeckt	BG erhält $P_{Spot} * \alpha_2$	BG erhält $P_{RA-Abgabe} * \alpha_3$

**Abbildung 62: Ausgleichs-Preismechanismus zur Verrechnung der beanspruchten Regelenergie in der Schweiz vgl. (Swissgrid, 2009)**

- $P_{RA-Bezug}$ : mengengewichteter Mischpreis aus den Kosten, die Swissgrid in einer ¼-Stunde für die bezogene Regelenergie erstatten muss
- $P_{RA-Abgabe}$ : mengengewichteter Mischpreis aus den Erlösen, die Swissgrid in einer ¼-Stunde für die abgegebene Regelenergie erhält
- $P_{Spot}$ : Preis auf dem Spotmarkt der SwissIX je ¼-Stunde
- $\alpha_1$ - $\alpha_4$ : Parameter zur Justierung der Anreizwirkung

Systemstabilisierende Bilanzgruppen werden dahingehend belohnt, indem sie eine andere Zuordnung vom Regularbeitspreis zum Spotpreis erhalten als jene, die systemdestabilisierend wirken. Zum besseren Verständnis soll das Beispiel in Abbildung 63 herangezogen werden.

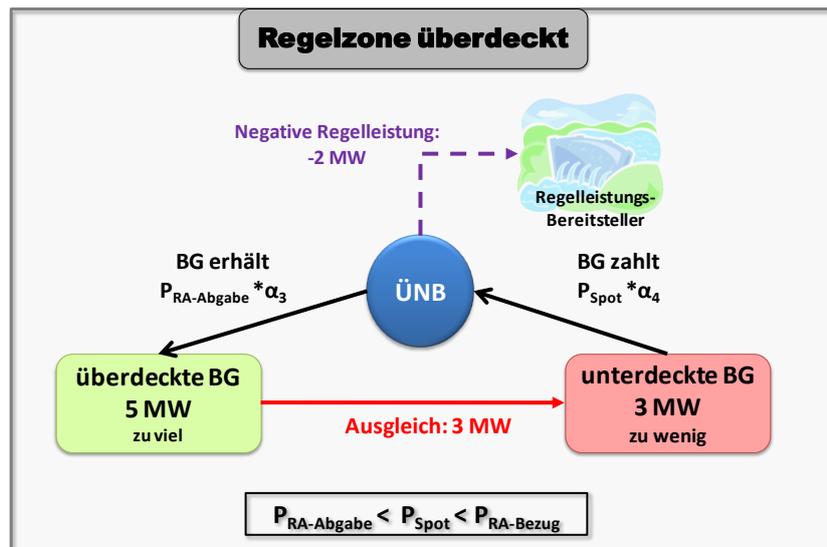


Abbildung 63: Verrechnung der Regelenergie mit den jeweiligen Bilanzgruppen

Es soll zunächst davon ausgegangen werden, dass in der Regelzone Schweiz die Erzeugung höher als der Verbrauch ist, d.h. die Regelzone ist überdeckt. Da aufgrund des Bilanzausgleiches der eigenen BG das Leistungsungleichgewicht nicht behoben werden kann, muss negative Regelleistung abgerufen werden. Daher wirkt die unterdeckte BG stabilisierend, die überdeckte destabilisierend auf die Regelzone. Daraus errechnet sich nun der mengengewichtete Mischpreis  $P_{RA-Abgabe}$ , welchen die Regelzone von den Bereitstellern der Sekundär- und Tertiärregelung für die bezogene Regelenergie erhält. Die Annahme liegt nahe, dass angenommen werden kann, dass der Preis für den Bezug von Regelenergie unter dem Spotpreis liegt. Die systemdestabilisierende BG wird nun dahingehend benachteiligt, dass sie ihre abgegebene Energie zum billigeren Mischpreis vergütet bekommt. Im umgekehrten Fall einer unterdeckten Regelzone würde es beim Abruf von positiver Regelenergie dazu kommen, dass die überdeckte BG stabilisierend, die unterdeckte destabilisierend auf die Regelzone wirkt. Der errechnete Mischpreis  $P_{RA-Bezug}$ , welchen die Regelzone an den Bereitsteller der Sekundär- und Tertiärregelung zu zahlen hat, wird nun aber der BG verrechnet. Die überdeckte BG bekommt die abgegebene Energie zum Spotpreis vergütet, der unterdeckten BG wird die bezogene Energie jedoch zum teureren Mischpreis verrechnet.

## 6 Der Regelenergiemarkt in Frankreich

Im Zuge der Liberalisierung des französischen Strommarktes wurde mit 1. Juli 2000 die Réseau de Transport d'Électricité (RTE) gegründet, welche für den ordnungsgemäßen Betrieb des elektrischen Netzes beauftragt wurde und somit als ÜNB zu verstehen ist. Die RTE war bzw. ist eine Tochtergesellschaft der Électricité de France (EDF), jedoch kam es im September 2005 zu einer vollständigen Trennung der Geschäftstätigkeiten. Seither wird die RTE als Aktiengesellschaft geführt. Im Rahmen ihrer Tätigkeit ist die RTE für die Bereitstellung der SDL verantwortlich (RTE, 2010a). Im Gegensatz zu den vorherigen Elektrizitätsmärkten konnten im französischen Markt einige Unterschiede festgestellt werden.

### 6.1 Organisation der jeweiligen Regelreserven

In Frankreich wird der Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung durch kein marktbasierendes Ausschreibungsverfahren organisiert. Seit 2008 gilt, dass sich jedes neu errichtete Kraftwerk ab einer installierten Leistung von 40 MW im Ausmaß von 2,5 % seiner installierten Leistung an der Primärregelung beteiligen muss. Im Bereich der SRL gilt dies für Kraftwerke ab einer installierten Leistung von 120 MW, welche sich im Ausmaß von 4,5 % beteiligen müssen. Ausgenommen von dieser Regelung sind jedoch Erzeugungseinheiten, welche als stark dargebotsabhängig eingestuft werden (z.B.: Wind, Photovoltaik) (RTE, 2009 Kap. 4.1, S.8). Da jedoch die meisten Kraftwerke vor Inkrafttreten dieser Regelung errichtet worden sind, wird der darüber hinaus benötigte Bedarf an PRL und SRL mittels bilateralen Kontrakten zwischen dem ÜNB und den entsprechenden Erzeugungseinheiten organisiert, unter der Voraussetzung, dass die technischen Richtlinien erfüllt werden. Von Seiten der RTE wird dazu ein Pauschalbetrag in der Höhe von 16,08 €/MW im Bereich der Vorhaltung für PRL und SRL bzw. in der Höhe von 9,30 €/MWh im Bereich der Sekundärregelenergie veranschlagt (RTE, 2007).

Die Höhe der benötigten Primärregelleistung beträgt in Frankreich zurzeit ca. 600 MW. Der Bedarf an Sekundärregelleistung wird in Abhängigkeit des prognostizierten Verbrauchs vom Folgetag für jede halbe Stunde von der RTE berechnet und beträgt durchschnittlich 660 MW (Gicquel, 2008 S. 5).

Zusätzlich dazu stehen dem französischen ÜNB noch 1500 MW an Tertiärregelleistung zur Verfügung, von denen 1000 MW innerhalb von 13 Minuten, die restlichen 500 MW innerhalb von 30 Minuten aktiviert werden können (RTE, 2009 Kap. 4.1, S.8). Die Organisation wird über ein marktbasierendes Ausschreibungsverfahren im Ausgleichsmarkt durchgeführt.

## 6.2 Ausgleichsenergiemarkt in Frankreich für die Beschaffung der Tertiärregelung

Der Ausgleichsenergiemarkt erlaubt es den zugelassen Teilnehmern, Reserven anzubieten, auf welche RTE im Falle von Leistungsungleichgewichten bzw. bei vorhandenen Netzengpässen zurückgreifen kann. Damit die Funktionsweise des Ausgleichsmarktes erläutert werden kann, müssen zunächst die Teilnehmer und deren Aufgaben näher beschrieben werden. Zu den Mitwirkenden zählt man:

### ❖ Programming Entity

Eine Programming Entity (PE) kann sich aus unterschiedlichen Marktteilnehmern zusammensetzen und kann von der Funktionsweise mit der einer BG verglichen werden, wobei es jedoch Unterschiede gibt. Beispielsweise gilt für eine am Übertragungsnetz angeschlossene PE, dass diese aus nur einer oder mehreren Erzeugungseinheiten bestehen darf. Hinsichtlich eines Zusammenschlusses von mehreren Verbrauchern oder auch Erzeugern gibt es die Bestimmung, dass jede einzelne in der Lage sein muss, einen Beitrag in der Höhe von  $\pm 250$  kW für Regelzwecke bereit zu stellen (RTE, 2010b S. 16).

### ❖ Programming Responsible Entity

Die Aufgabe einer Programming Responsible Entity (PRE) kann in Bezug auf Österreich mit der eines BGV verglichen werden. Jede PE muss für die Teilnahme am Markt vertraglich einer PRE angehören. Im umgekehrten Fall kann eine PRE für eine oder auch mehrere PE's zuständig sein. Eine PRE ist für die Fahrplannerstellung im halbstündlichen Raster des nachfolgenden Tages verantwortlich, welcher bis 16:00 Uhr des jeweiligen Vortages an die RTE übermittelt werden muss. Die Angaben in den Fahrplänen beschränken sich dabei nicht nur auf die prognostizierten Verbrauchs- und Erzeugungswerte, sondern beinhalten bereits Angaben über den jeweiligen Beitrag jeder einzelnen PE zur Primär- und Sekundärregelung. Anhand dieser Informationen ist es RTE möglich, Engpässe frühzeitig zu erkennen und entsprechende Reserven zu berechnen, welche im Anschluss über den Ausgleichsenergiemarkt organisiert werden. (Trade-Wind, 2007 S. 19).

### ❖ Balancing Entity

Eine Balancing Entity (BE) entspricht einem Teilnehmer, welcher am Ausgleichsmarkt Reservekapazitäten bereitstellt und muss einerseits für die Teilnahme am Markt einer PRE angehören, sowie andererseits eine Vertrag mit der RTE unterzeichnet haben. Eine BE kann eine aber auch mehrere PE's beinhalten, welche örtlich voneinander getrennt sein dürfen. Eine Beschränkung hinsichtlich der Zusammensetzung gibt es hierbei jedoch nicht. BE's können Verbraucher, Erzeuger aber auch Händler sein, welche über entsprechende Veränderungen des Imports und Exportes einen Beitrag zum Ausgleich von längerfristigen Leistungsschwankungen im Netz leisten können (RTE, 2010b S. 8).

### 6.2.1 Abgabe von Angeboten

Im Ausgleichsenergiemarkt kann prinzipiell zwischen zwei verschiedenen Angebotslegungen unterschieden werden, und zwar einer impliziten und expliziten Angebotslegung. Implizite Angebote können ausschließlich von BE's mit Erzeugungseinheiten erbracht werden (RTE, 2010b S. 53).

#### ❖ Implizite Angebotslegung

Bei der impliziten Angebotslegung können die entsprechenden Teilnehmer Kraftwerksreserven bereitstellen, welche RTE bei der Erstellung des Fahrplanes beeinflussen können. Zum besseren Verständnis soll die Darstellung aus Abbildung 64 herangezogen werden.

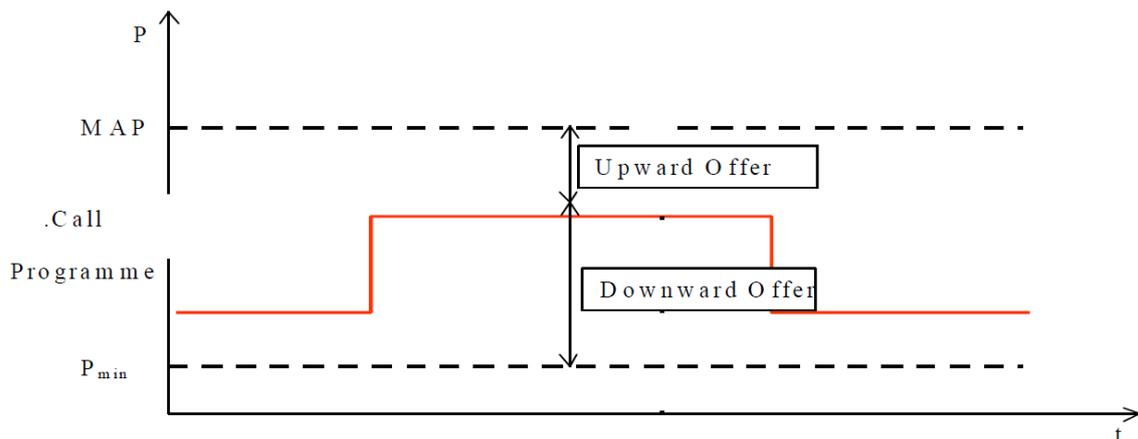


Abbildung 64: Implizite Angebotslegung am französischen Ausgleichsenergiemarkt (RTE, 2010b S. 56)

Ein Kraftwerk kann für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten immer nur innerhalb eines bestimmten Regelbandes arbeiten. In der in Abbildung 64 dargestellten Grafik wird die untere Grenze, bis zu der ein Kraftwerk arbeiten kann mit  $P_{min}$ , die obere Grenze als Maximal Available Power (MAP) bezeichnet. In diesem Zusammenhang soll erwähnt werden, dass sich unter Umständen ein am Ausgleichsenergiemarkt beteiligtes Kraftwerk auch an der PRL oder SRL beteiligt, wodurch der MAP im Ausmaß dieser Beteiligung reduziert werden muss (RTE, 2010b S. 54). Der Vorteil bei der impliziten Angebotslegung für RTE besteht nun darin, dass sie im Bereich des bereitgestellten Regelbandes über die Fahrweise des Kraftwerkes frei verfügen kann. Sie kann festlegen, in welcher Höhe die Erzeugung in einem Fahrplanraster zu erfolgen hat. Aufgrund dieser Tatsache ist aus Abbildung 64 auch erkennbar, dass damit auch direkt die bereitgestellte Reserve beeinflusst werden kann (RTE, 2010b S. 53).

#### ❖ Explizite Angebotslegung

Im Unterschied zu impliziten Angeboten wird bei expliziten Angeboten keine Berücksichtigung des Fahrplans vorgenommen. Das heißt, die derartig bereitgestellten Angebote können innerhalb des Geltungszeitraums jederzeit von der RTE abgerufen werden. Wichtig dabei ist jedoch, dass der ÜNB darüber in Kenntnis gesetzt wird, mit welcher Verzögerungszeit ein Angebot vollständig abgerufen werden kann, damit eine entsprechende Einbindung für Ausgleichszwecke ermöglicht wird (RTE, 2010b S. 53).

## 6.2.2 Durchführung der Angebotslegung

Jedes Angebot muss eine Reihe von Informationen beinhalten, damit es für den Ausgleichsenergiemarkt zugelassen wird. In den Angeboten muss ersichtlich sein, welcher BE diese zuzuordnen sind, wie lange Änderungen am Angebot vorgenommen werden können und für welche Periode diese gültig sind. Zusätzlich dazu wird die entsprechende Abrufrichtung sowie der Angebotspreis in €/MWh bekanntgegeben, welcher vom Anbieter festgelegt wird. Dieser Preis wird für die spätere Verrechnung herangezogen und dem Bereitsteller direkt von Seiten der RTE vergütet. Zu beachten ist, dass positive Angebote immer einen Preis größer Null aufweisen müssen, negative Angebote sowohl positiv, negativ als auch Null sein können. Aufgrund dessen wird den Bereitstellern die positiv beanspruchte Ausgleichsenergie zum Angebotspreis finanziell rückvergütet, wohingegen es bei der Beanspruchung negativer Ausgleichsenergie zur Unterscheidung kommt, wie der Angebotspreis festgelegt worden ist. Bei positiven Preisen ist die Zahlungsrichtung für beanspruchte Ausgleichsenergie zur RTE gerichtet, im umgekehrten Fall, d.h. bei negativen Preisen, zu den Bereitstellern. (RTE, 2010b S. 54).

Der grundlegende Ablauf der Ausschreibung kann aus Abbildung 65 entnommen werden. Aus den von den PRE's übermittelten Fahrplänen errechnet sich die RTE den benötigten Bedarf, welcher im Ausschreibungsverfahren für den Folgetag zu organisieren ist. Bei der Angebotslegung können die Teilnehmer für den entsprechenden Tag zwischen sechs verschiedenen Zeitbereichen wählen, jeder dieser Bereiche umfasst eine Zeitdauer von vier Stunden. Die Teilnehmer können dabei Angebote, welche eine Mindestgröße von 10 MW aufweisen müssen, am Vortag, aber auch innerhalb des Handelstages bis zum Gate-Closure<sup>22</sup> verändern oder auch zurückziehen.

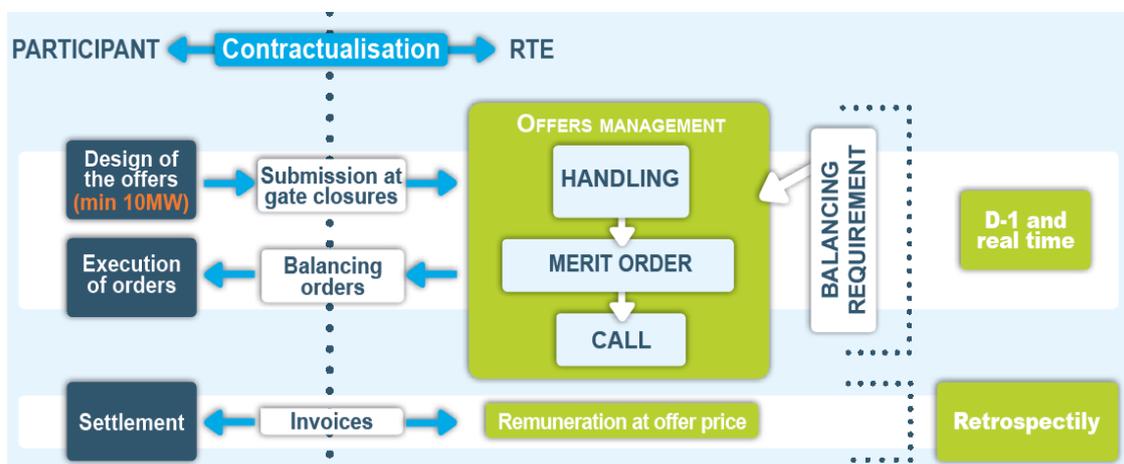


Abbildung 65: Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes in Frankreich (RTE, 2010c S. 2)

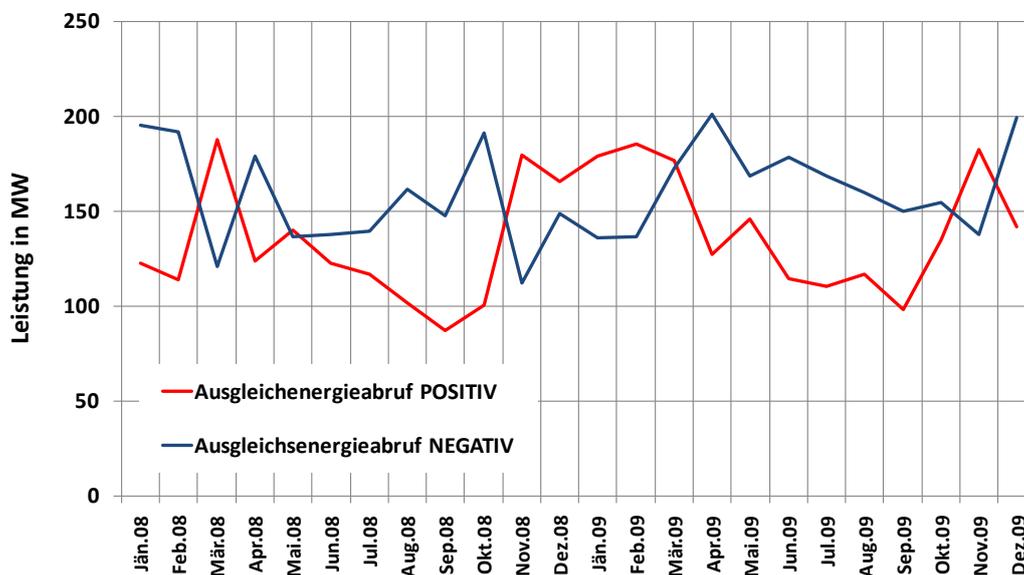
Zu jedem Gate-Closure werden die bei der RTE eingelangten Angebote unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Restriktionen je Angebotsrichtung in Merit Orders gereiht. Im Anschluss dazu werden entsprechend des Bedarfs die Angebote bezuschlagt und die Ergebnisse den jeweiligen Teilnehmern übermittelt. Dieser Vorgang wiederholt sich bei jedem Gate-Closure.

<sup>22</sup> Am Vortag finden Gate-Closure für den Folgetag um 16:00, 22:00 und 23:00 Uhr statt, innerhalb des Tages zu jeder vollen Stunde bis 21:00 Uhr

Von Seiten der RTE werden am aktuellen Handelstag alle 30 Minuten Informationen bezüglich der minimalen, maximalen und durchschnittlichen Preise der abgerufenen Angebote bekannt gegeben sowie der Umfang der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie veröffentlicht. Zusätzlich dazu wird nach jeder halben Stunde das Reservesaldo bekanntgegeben, aus dem der Trend abgeleitet werden kann, in welche Weise sich der benötigte Bedarf entwickeln wird. Aufgrund dieser Informationen ist es den Teilnehmern möglich, eventuelle Änderungen durchzuführen (RTE, 2010c S. 3).

### 6.2.3 Auswertung der abgerufenen Leistungen

Anhand der auf der Homepage der RTE veröffentlichten halbstündlichen Daten konnte eine Auswertung der durchschnittlich beanspruchten Leistungshöhe der Angebote aus dem Ausgleichsenergiemarkt für die Jahre 2008 und 2009 durchgeführt werden (RTE, 2010). Diese kann aus Abbildung 66 entnommen werden.



*Abbildung 66: Durchschnittliche Abrufhöhe der positiven und negativen Ausgleichsenergie für die Jahre 2008 und 2009 (RTE, 2010)*

Aus Abbildung 66 ist ersichtlich, dass in den Wintermonaten die Nachfrage an positiver Ausgleichsenergie höher ist als in den Sommermonaten, in denen sich dieser Trend umkehrt. Dies spiegelt sich an den durchschnittlichen Arbeitspreisen in Abbildung 67 im nachfolgenden Kapitel wider.

### 6.2.4 Abrechnung des Ausgleichsenergiepreises

In Abbildung 67 sind die durchschnittlichen Arbeitspreise der Angebote des Ausgleichsenergiemarkts für die Jahre 2008 bis 2010 dargestellt. Die dazu benötigten Daten konnten von der RTE in Erfahrung bezogen werden (RTE, 2010). Aus der Abbildung kann ein saisonaler Zusammenhang zwischen dem durchschnittlichen Arbeitspreis und der Jahreszeit erkannt werden. Es ist die Tendenz zu höheren Preisen in den Wintermonaten und zu niedrigeren Preisen in den Sommermonaten feststellbar.

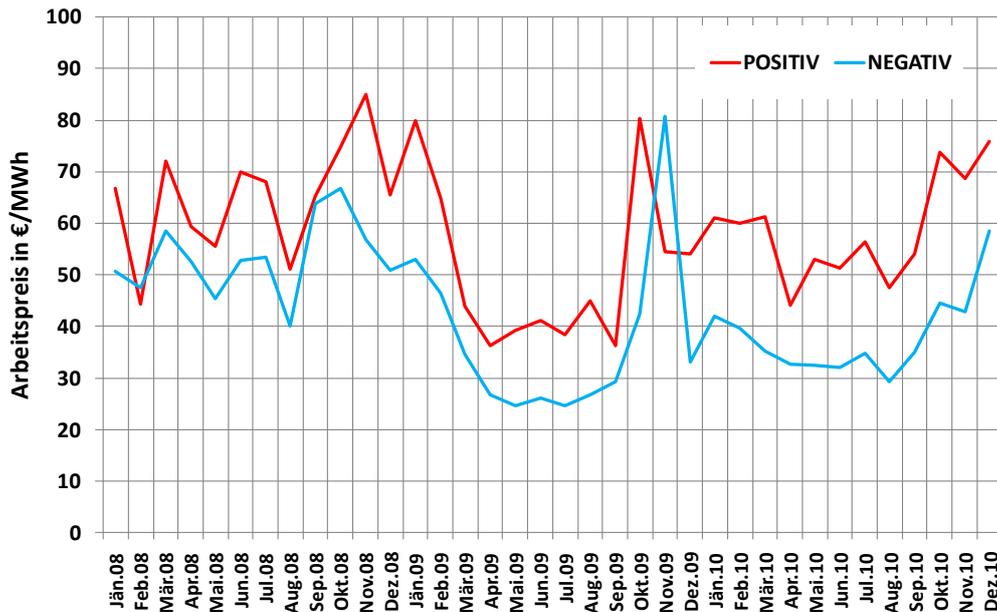


Abbildung 67: Durchschnittliche Arbeitspreise im französischen Ausgleichsenergiemarkt für die Jahre 2008 bis 2010 (RTE, 2010)

Die Kosten bzw. Erlöse, welche durch die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie zustande gekommen sind, werden von der RTE an die PRE's weiterverrechnet. Das dabei verwendete Modell, siehe Tabelle 9, ist ähnlich dem Schweizer Ausgleichsenergie-Preismechanismus.

IMBALANCE PRICE FORMATION		
	Upward balancing trend	Downward balancing trend
Positive imbalance ( $I > E$ ) RTE usually remunerates the BR	Epex spot price	WAPd / (1+k)*
Negative imbalance ( $I < E$ ) The BR remunerates RTE	WAPu x (1+k)**	Epex spot price

\*Upper limit: Epex spot price. \*\*The Epex spot price is a floor price. k: weighting coefficient fixed at 5% as of 1st January 2009. Current value is published on the RTE website.

I... Einspeisung    E... Entnahme

WAPd... durchschnittliche Angebotspreis für negative Ausgleichsenergie

WAPu... durchschnittliche Angebotspreis für positive Ausgleichsenergie

Tabelle 9: Ausgleichsenergiepreismodell in Frankreich, vgl. (RTE, 2010c S. 4)

Dabei wird wiederum unterschieden, in welcher Art und Weise eine PRE zum gesamten Leistungsungleichgewicht innerhalb Frankreichs beigetragen hat und dadurch finanziell begünstigt oder benachteiligt (RTE, 2010c S. 4). Im Gegensatz zur Schweiz wird hier bei der Berechnung jedoch der Spot-Preis der European Power Exchange (EPEX) herangezogen.

## 7 Der Regelle Energiemarkt in Ungarn

Der ungarische ÜNB Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság (MAVIR) wurde im Jahr 2000 aufgrund der Liberalisierung gegründet und ist seither für den ordnungsgemäßen Betrieb des Übertragungsnetzes in Ungarn zuständig (MAVIR, 2010a).

Der ungarische Elektrizitätsmarkt weist ähnlich dem österreichischen Markt ein Bilanzgruppensystem auf, in welchem Erzeuger, Verbraucher, und Händler zusammen gefasst werden. Jede BG wird durch einen Verantwortlichen gegenüber der MAVIR vertreten, welcher für die Ausarbeitung des Fahrplans entsprechend seiner BG zuständig ist. Kommt es zu Abweichungen der angemeldeten Fahrpläne, müssen diese von der MAVIR über vorgehaltene Regelreserven ausgeglichen werden. Für die Organisation dieser Reserven ist wiederum MAVIR zuständig, die dabei entstandenen Kosten werden jenen BG verrechnet, welche die Abweichungen verursachen (MAVIR, 2008 S. 13).

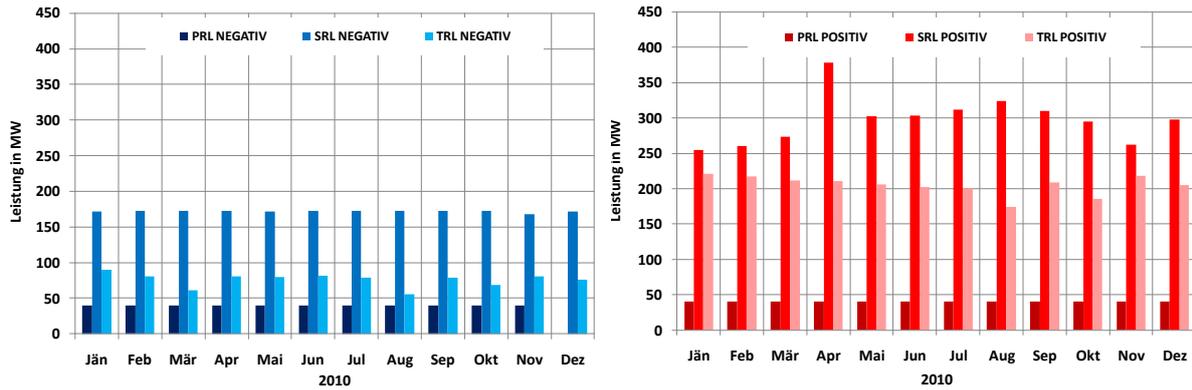
### 7.1 Organisation der Reserveleistungen

Die Organisation der Regelleistung erfolgt in Ungarn über einen zweistufigen Prozess. Damit die Teilnehmer die Berechtigung erlangen, ihre Reserven an den täglich stattfindenden Ausschreibungen anzubieten, müssen diese über entsprechende Verträge mit dem ungarischen ÜNB verfügen. Diese Verträge schreiben zusätzlich die maximalen Leistungs- und Arbeitspreise der jeweiligen Regelreserven fest und werden in einem jährlichen Intervall unterzeichnet (ETSO, 2006a S. 6;28).

Der benötigte Bedarf der jeweiligen Regelreserven wird täglich über marktbasierende Ausschreibungsverfahren abgedeckt, an welchen die zugelassenen Anbieter ihre Angebote mit dazugehörigem Leistungs- und Arbeitspreis auf Stundenbasis abgeben können<sup>23</sup>. Der benötigte Bedarf an SRL wird dabei von der MAVIR entsprechend des erstellten Fahrplans für jede Stunde des Folgetages festgelegt. Die Angebote können wiederum getrennt nach positiver und negativer Regelreserve abgegeben werden. Für die Auswahl werden die von der MAVIR auf Basis der Vorhaltungskosten erstellten Merit Order Listen herangezogen. Die finanzielle Vergütung erfolgt zu den jeweiligen Angebotspreisen, welche im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens abgegeben worden sind. In diesem Zusammenhang kann erwähnt werden, dass zur PRL, SRL und TRL weitere Reservekapazitäten in den täglichen Ausschreibungen organisiert werden. Diese Stunden- und Ausfallsreserven unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Auswahl und finanziellen Vergütung einzig und allein durch die längeren Aktivierungs- und Einsatzzeiten (ETSO, 2006a S. 28,29).

Aus Abbildung 68 können die durchschnittlich vorgehaltenen Leistungshöhen der jeweiligen Regelreserven für das Jahr 2010 entnommen werden. Die dazu benötigten Daten konnten von der Homepage der MAVIR in Erfahrung gebracht werden (MAVIR, 2010b). Daraus ist ersichtlich, dass in Ungarn ein erhöhter Bedarf an positiver SRL und TRL vorliegt. Im betrachteten Zeitraum wurde im Schnitt eine Leistung von 40 MW an positiver und negativer PRL vorgehalten. Im Bereich der SRL wurde durchschnittlich eine Höhe von ca. 300 MW an positiver bzw. 170 MW an negativer Reserve vorgehalten. TRL hingegen wurde im Ausmaß von durchschnittlich 205 MW für positive bzw. 76 MW für negative vorgehalten.

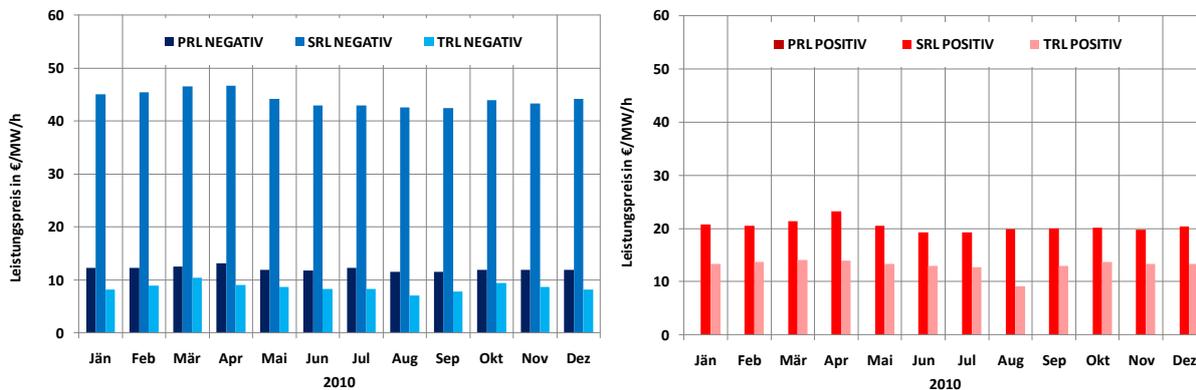
<sup>23</sup> Im Bereich der Primärregelung wird kein Arbeitspreis angegeben.



**Abbildung 68: Durchschnittlich vorgehaltene Leistung der jeweiligen Regellenergieart in Ungarn für 2010. In der linken Darstellung ist der Bedarf an negativer, in der rechten der Bedarf an positiver Regelreserve dargestellt (MAVIR, 2010b)**

## 7.2 Preise der Regelreserven in Ungarn

Die aus den täglichen Ausschreibungen erzielten durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreise der jeweiligen Regelreserven können aus Abbildung 69 und Abbildung 70 entnommen werden (MAVIR, 2010b). Bei den angegebenen Preisen wurde eine entsprechende Berücksichtigung des Wechselkurses auf monatlicher Basis vorgenommen (OANDA, 2011). Es kann festgestellt werden, dass die Preise der jeweiligen Reservearten über die Monate nahezu konstant sind.



**Abbildung 69: Durchschnittliche Leistungspreise der angenommenen Angebote je Regellenergieart in Ungarn für das Jahr 2010. In der linken Darstellung sind die Preise der positiven Angebote, in der rechten der negativen Angebote dargestellt (MAVIR, 2010b)**

Weiters ist aus Abbildung 69 ersichtlich, dass die Leistungspreise im Bereich der negativen SRL annähernd um das Doppelte höher sind, als jene der positiven. Dieser Effekt kann möglicherweise damit begründet werden, dass die Teilnehmer ausschließlich aus Kraftwerksbetreibern bestehen. Da der Kraftwerkspark in Ungarn zum Großteil aus thermischen Einheiten besteht, könnte es aufgrund der Verschlechterung des Wirkungsgrades bei einer Reduktion in der Erzeugung bedeuten, dass zusätzliche Kosten entstehen, welche mit einem höheren Leistungspreis abzudecken versucht werden.

Da im Bereich der PRL kein Arbeitspreis verrechnet wird, sind in Abbildung 70 nur die durchschnittlichen Arbeitspreise der SRL und TRL aus der Angebotslegung dargestellt. Die eingetragenen negativen Werte lassen darauf zurückschließen, dass auch in Ungarn die Möglichkeit besteht, negative Arbeitspreise abzugeben, wodurch sich die Zahlungsrichtung dahingehend ändert, dass die Anbieter für den Bezug von negativer Regenergie den angebotenen Preis von MAVIR bezahlt bekommen.

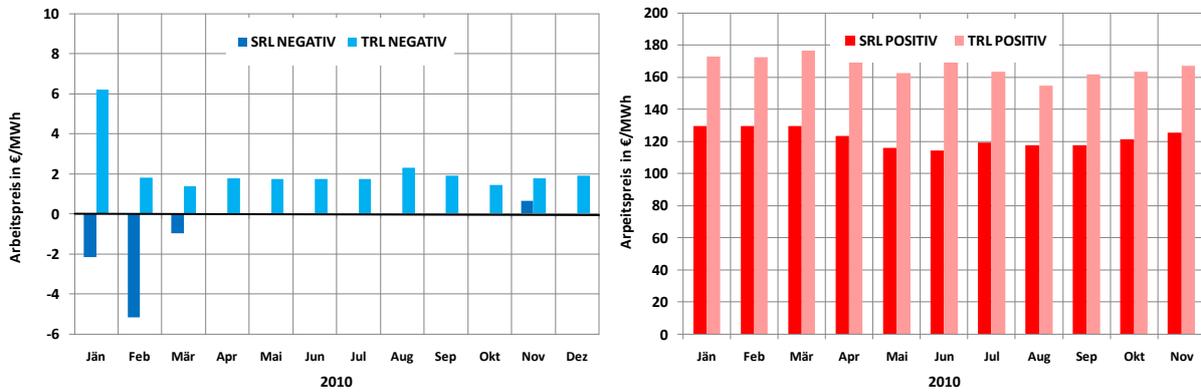


Abbildung 70: Durchschnittliche Arbeitspreise der angenommenen Angebote für Sekundär- und Tertiärregelung in Ungarn für das Jahr 2010. In der linken Darstellung sind die Preise der negativen, in der rechten die Preise der positiven Angebote dargestellt (MAVIR, 2010b)

### 7.3 Kosten der Regenergie in Ungarn

In Abbildung 71 sind die abgeschätzten Kosten getrennt nach Vorhaltungs- und Energiekosten je Regelreserve für das Jahr 2009 eingetragen. Die benötigten Daten konnten von der Homepage von MAVIR bezogen werden (MAVIR, 2010b).

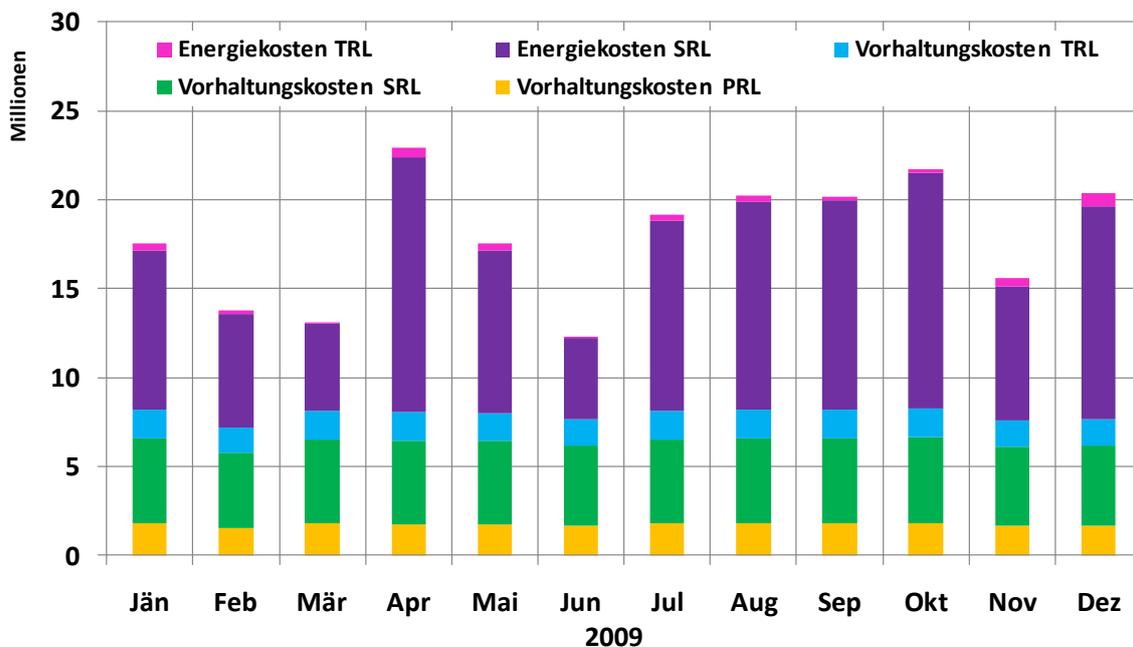


Abbildung 71: Monatliche Regenergiekosten in Ungarn für das Jahr 2009 (MAVIR, 2010b)

Für die Berechnung der jeweiligen Vorhaltungskosten sind die monatlich veröffentlichten Kosten aller Regelreserven herangezogen worden und über einen Aufteilungsschlüssel, welcher aus den Daten von 2010 errechnet werden konnten, entsprechend den jeweiligen Regelreserven zugeordnet worden. Diese Schritt musste durchgeführt werden, da für das Jahr 2009 keine detaillierten Daten hinsichtlich der Kosten je Regelreserven in Erfahrung gebracht werden konnten. Im Zuge der Recherchen konnte festgestellt werden, dass es anscheinend zu einer Verwechslung bei den veröffentlichten Daten von Seiten der MAVIR gekommen ist. Bei den vorhin erwähnten monatlichen Gesamtkosten wurden die Energie- mit denen der Vorhaltungskosten verwechselt. Errechnet man sich aus den für das Jahr 2009 angegebenen viertelstündlichen Daten die Energiekosten, sind diese annähernd ident mit jenen, welche von der MAVIR als Vorhaltungskosten ausgewiesen werden. Somit wurden bei der Erstellung von Abbildung 71 für die anteilmäßige Abschätzung der Vorhaltungskosten die angegebenen Werte der Energiekosten verwendet und nicht die darin angegebenen Kosten der Vorhaltung.

In Abbildung 72 sind die Kosten für das Jahr 2009 anteilmäßig je Regelreserve dargestellt. Aufsummiert betragen die Kosten für das angegebene Jahr ca. 120 Millionen Euro.

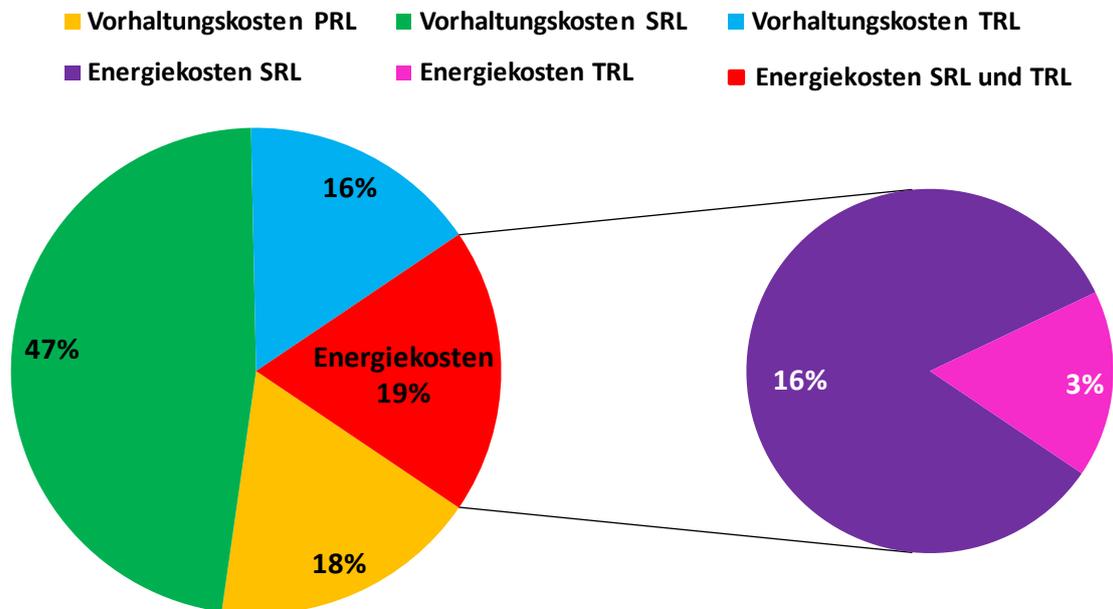


Abbildung 72: Zusammensetzung der Regelenenergiekosten für das Jahr 2009 (MAVIR, 2010b)

## 8 Gegenüberstellung der untersuchten Regelenergiemärkte

Bezieht man die jeweiligen Leistungs- und Arbeitspreise, welche für die Deckung der Vorhaltungs- und Energiekosten bezahlt werden, auf stündliche Werte, so kann eine länderübergreifende Abschätzung der Preisniveaus je Regelreserve angestellt werden. Die Ergebnisse, welche als monatliche Mittelwerte anzusehen sind, werden in den nachstehenden Abbildungen dargestellt. Da in der Schweiz die für die Auswertung benötigten Daten nur beschränkt zur Verfügung standen, werden diese in den nachfolgenden Gegenüberstellungen nicht berücksichtigt. Bei der Gegenüberstellung der Leistungspreise für PRL sind zusätzlich die Werte der Regelzone TIWAG eingetragen. Die Daten konnten von der Homepage der TIWAG bezogen werden (TIWAG-Netz, 2011c).

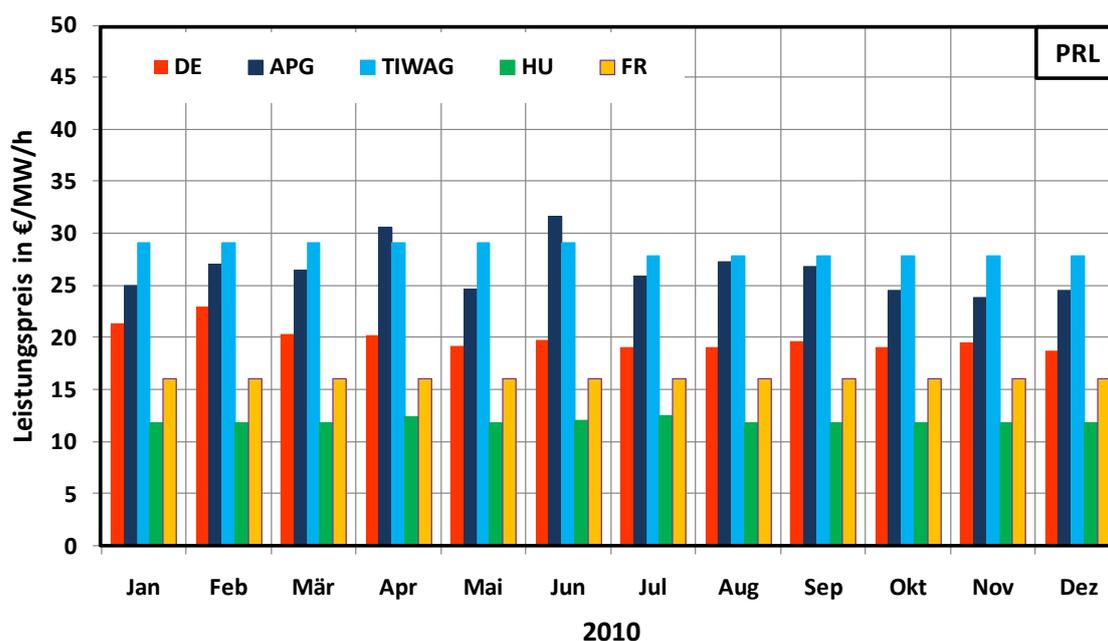


Abbildung 73: Durchschnittliche Preise für Primärregelung im Jahr 2010

Der in Abbildung 73 dargestellte Vergleich zeigt auf, dass die Vorhaltungskosten für PRL neben der Regelzone TIWAG in der österreichischen Regelzone APG am höchsten sind. Die Kosten in Ungarn sind gegenüber den anderen Ländern am geringsten.

In Abbildung 74 sind die stündlichen Vorhaltungskosten je MW für SRL und TRL in den betrachteten Ländern dargestellt. In den linken Abbildungen sind die Ergebnisse der negativen, in den rechten jene der positiven Reserven dargestellt. Im Unterschied zur PRL kann in Ungarn jedoch ein deutlich höheres Preisniveau der Vorhaltungskosten von SRL und TRL gegenüber den anderen Ländern festgestellt werden. Die hohen Kosten können möglicherweise auf den bestehenden Kraftwerkspark zurückgeführt werden, welcher sich zum Großteil aus konventionellen thermischen Kraftwerken zusammensetzt. Die höchsten Preise werden jedoch in Deutschland für negative Sekundärregelreserve zu Niedertarifzeiten erzielt, wo für die Vorhaltung ein mittlerer Leistungspreis von bis zu 70 €/MW/h bezahlt wird. Die im Bereich der SRL für die österreichische APG eingetragenen Preise sind Schätzwerte, welche auf einer telefonischen Auskunft des ÜNB basieren.

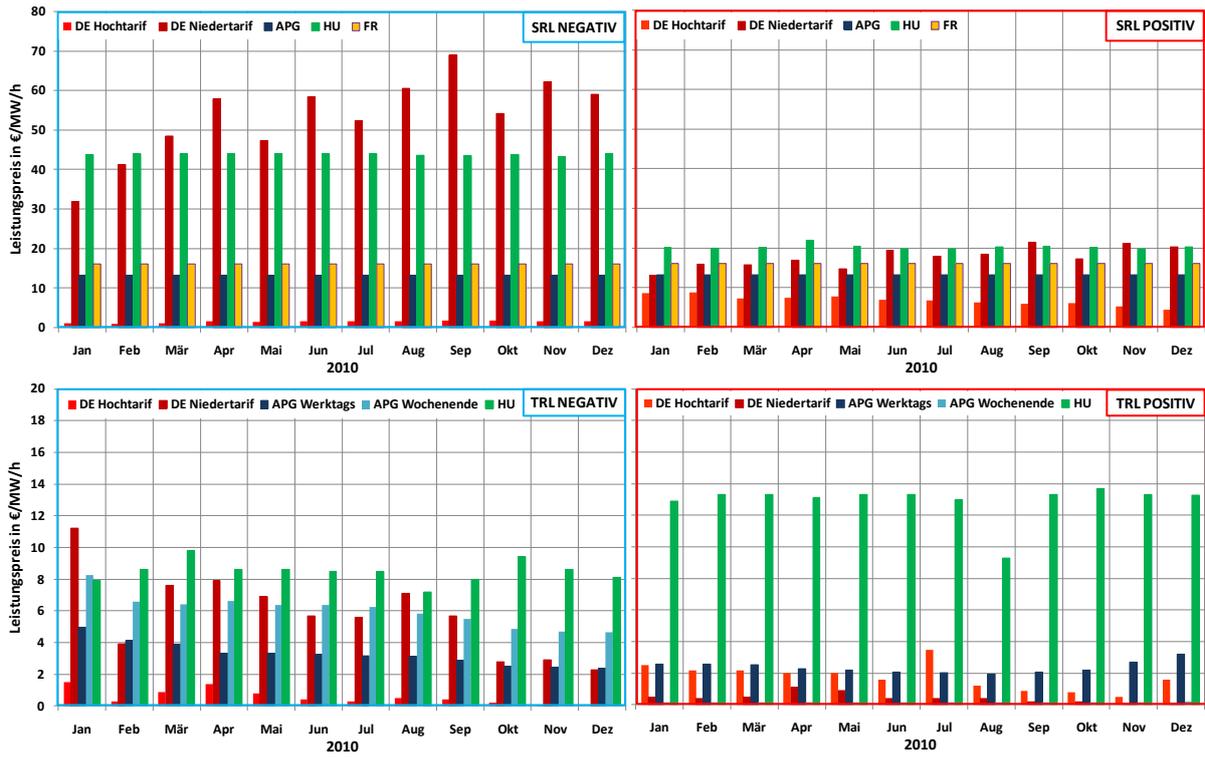


Abbildung 74: Durchschnittliche Preis für Sekundär- und Tertiärregelleistung für das Jahr 2010  
 (\* SRL-Preise der Regelzone APG basieren auf Schätzungen)

In Abbildung 75 werden die Arbeitspreise in €/MWh für SRL und TRL getrennt nach positiver und negativer Reserverichtung gegenübergestellt.

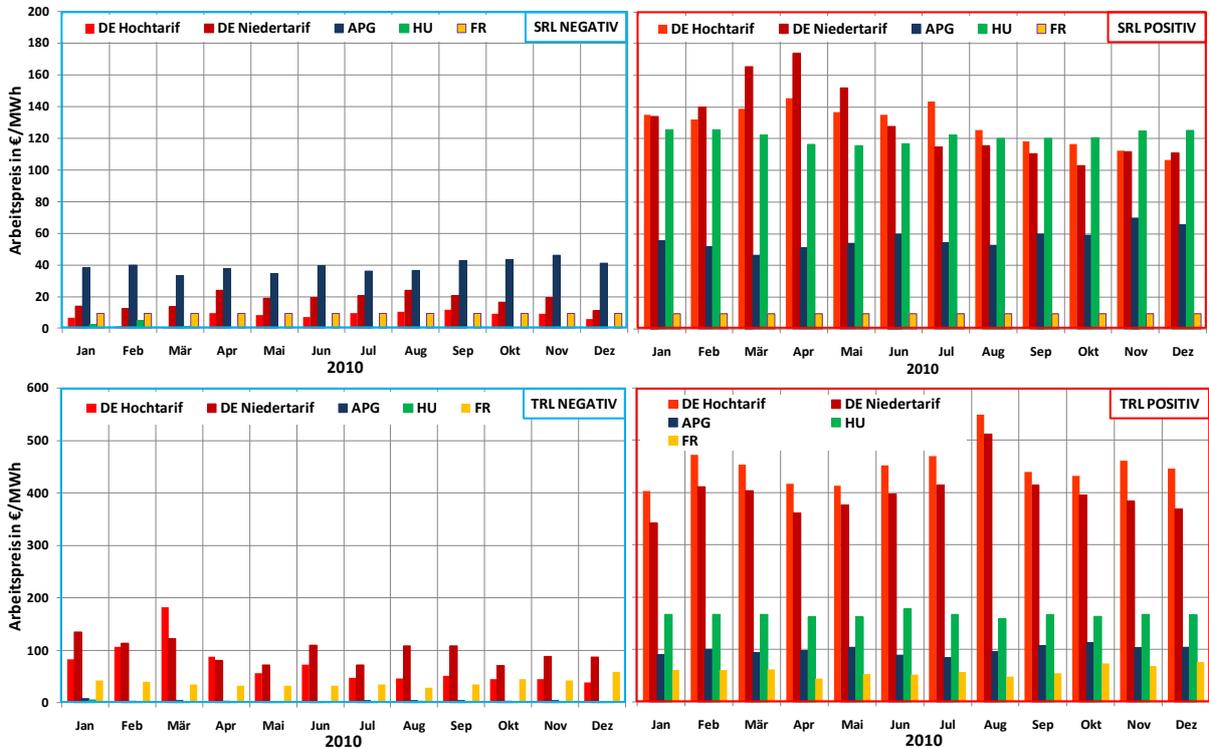


Abbildung 75: Durchschnittliche Preise für Sekundär- und Tertiärregelenergie für das Jahr 2010

Da in Deutschland für negative Regelreserven auch negative Preise angegeben werden können, wurde eine Gewichtung der Arbeitspreise entsprechend Gleichung (8.1) vorgenommen. Dazu wurde das Verhältnis zwischen Anzahl der Angebote mit positiven bzw. negativen Arbeitspreisen zur Anzahl aller vorhandenen Angebote für negative Reserve ermittelt und als entsprechender Gewichtungsfaktor der angegebenen Preise herangezogen.

$$\varnothing p_{DE} = \frac{n_{\text{Angebote,negativ}}}{n_{\text{Angebote}}} \cdot \varnothing p_{\text{negativ}} + \frac{n_{\text{Angebote,positiv}}}{n_{\text{Angebote}}} \cdot \varnothing p_{\text{positiv}} \quad (8.1)$$

$\varnothing p_{DE}$  ..... durchschnittlicher Arbeitspreis für negative Regelenergie aller Angebote in Deutschland

$n$  ..... Anzahl der Angebote

$\varnothing p_{\text{negativ}}$  ..... durchschnittlicher Arbeitspreis negativ ( $p < 0$ ; d.h. Anbieter an ÜNB)

$\varnothing p_{\text{positiv}}$  ..... durchschnittlicher Arbeitspreis positiv ( $p > 0$ ; d.h. ÜNB an Anbieter)

Daraus folgt, dass die in Abbildung 75 angegebenen negativen Arbeitspreise keinen Aufschluss hinsichtlich der Zahlungsrichtungen angeben und nur als Orientierung anzusehen sind, in welcher Höhe sich die durchschnittlichen Kosten schätzungsweise bewegen.

Man kann aus den vorherigen Abbildungen erkennen, dass die monatlichen Preise keiner großen Schwankung unterliegen, weshalb in Abbildung 76 und Abbildung 77 die jährliche Leistungs- und Arbeitspreise als Durchschnittswert angegeben sind.

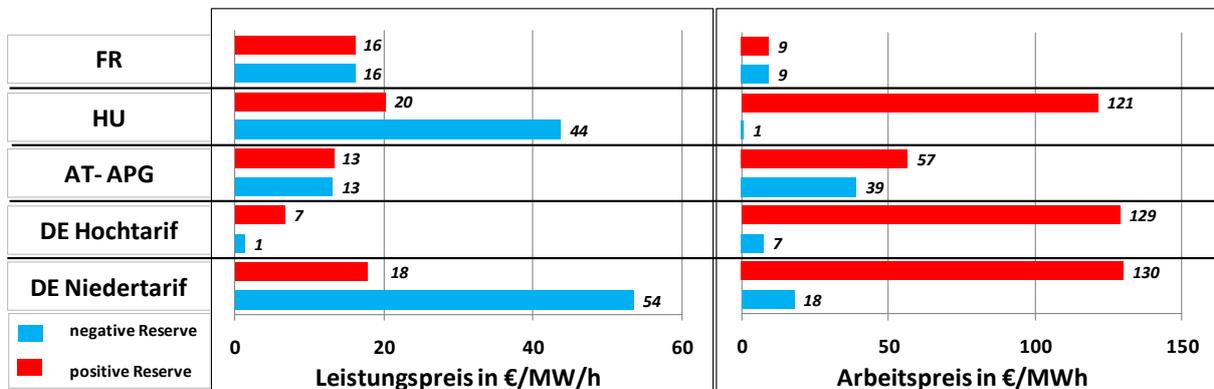
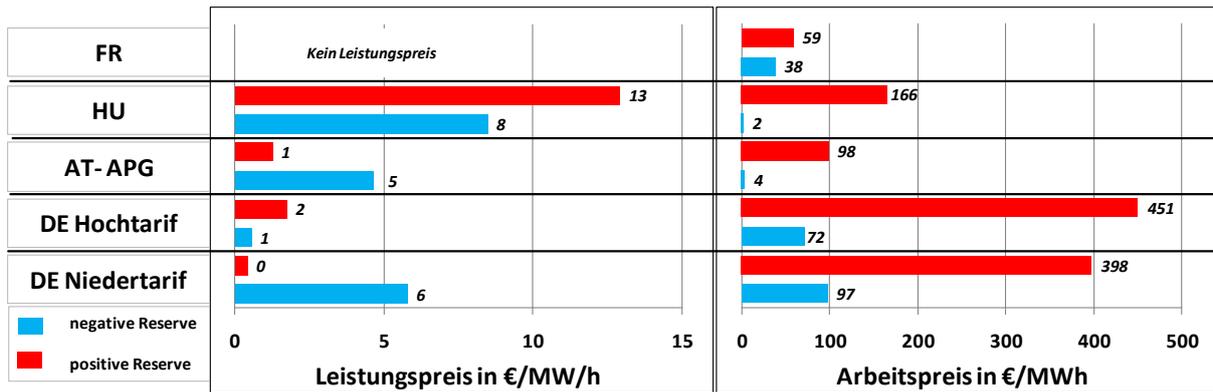


Abbildung 76: Durchschnittliche Leistungs- und Arbeitspreis der Sekundärregelung der verschiedenen Länder für das Jahr 2010



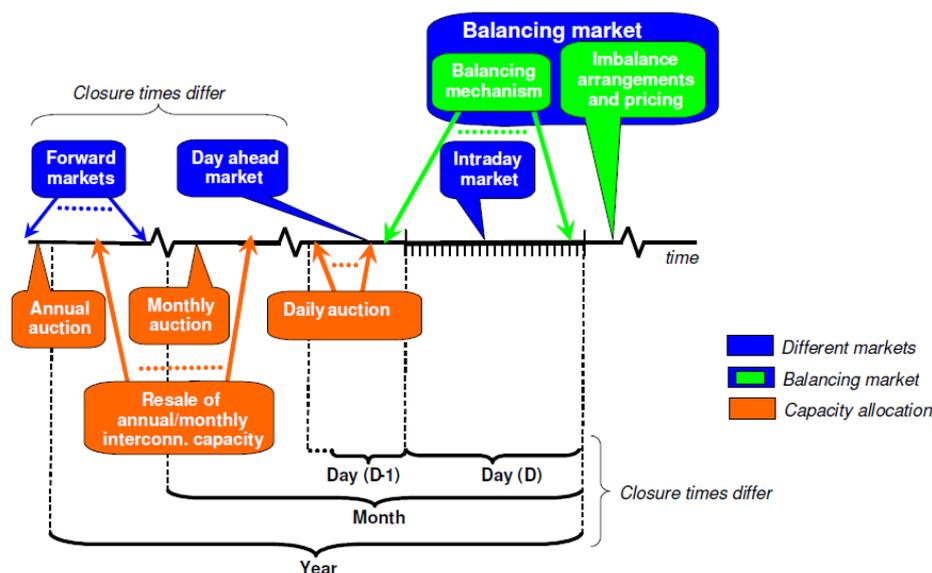
**Abbildung 77: Durchschnittliche Leistungs- und Arbeitspreis der Tertiärregelung der verschiedenen Länder für das Jahr 2010**

Es ist zu erkennen, dass im Bereich der positiven Arbeitspreise deutliche Preisdifferenzen zwischen den betrachteten Ländern vorhanden sind. Deutschland besitzt sowohl bei der Sekundär- als auch bei der Tertiärregelung das höchste Preisniveau. Vergleicht man die Leistungs- und Arbeitspreise in den betrachteten Ländern ist die Tendenz erkennbar, dass die Vorhaltungskosten für negative Reserven über denen der positiven liegen bzw. beim Einsatz die Kosten der positiven Regelenergie über denen der negativen liegen. Aufgrund der deutlichen Preisdifferenzen zwischen den jeweiligen Ländern, sowohl bei den Vorhaltungs- als auch bei den Energiekosten, könnte eine grenzüberschreitende Bereitstellung von Regelreserven, wie es bereits am Beispiel der Schweiz in Kapitel 5.2 erwähnt wurde, zu einer Erhöhung des Wettbewerbs führen und dadurch möglicherweise eine Kostenreduktion bewirken und zu einer Erhöhung der Gesamtwohlfahrt führen.

## 9 Grenzüberschreitender Handel mit Regeldienstleistungen

Aufgrund der in den vorhergehenden Kapiteln aufgezeigten Preisdifferenzen bei Regeldienstleistungen in den einzelnen Märkten könnte ein grenzüberschreitender Handel einen zusätzlichen Wettbewerb schaffen und zu einer Erhöhung der Wohlfahrt in den betrachteten Ländern führen. Der im Jahr 2007 von der Europäischen Kommission veröffentlichte Bericht hinsichtlich der Untersuchung des europäischen Energiesektors fokussiert die Harmonisierung der Regelenergiemärkte und der damit verbundenen Einbindung in die bereits vorhandenen Märkte. Die fehlende Einbindung der Regelenergiemärkte und deren Zusammenführung stellt eines der wesentlichsten Hindernisse dar, welches die Umsetzung eines einheitlichen europäischen Elektrizitätsmarktes verlangsamt. Dazu wurde von Seiten der European Regulators Group for Electricity & Gas (EREG) ein Leitfaden<sup>24</sup> erarbeitet, welcher eine Reihe von Maßnahmen beinhaltet, um vor allem den grenzüberschreitenden Handel mit manuell aktivierbarer Regelreserven zu erhöhen (EREG, 2009 S. 8).

Zur besseren Veranschaulichung des Themas soll zunächst eine Gegenüberstellung der betroffenen Marktbereiche aufgezeigt werden, welche in Abbildung 78 dargestellt ist.



**Abbildung 78: Gegenüberstellung von Ausgleichsenergie- und anderen Märkten sowie Kapazitätsmärkten (EREG, 2009 S. 11)**

Der in Abbildung 78 dargestellte Überblick der einzelnen Märkte kann wie folgt interpretiert werden: Über den Forward-Markt wird bereits mehrere Jahre im Voraus der Großteil der Energiehandelsgeschäfte abgewickelt. Je näher der Zeitpunkt der tatsächlichen physikalischen Lieferung kommt, desto kürzer werden die Zeitbereiche, in welchen entsprechende Anpassungen von Seiten der Marktteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher, Stromhändler...) vorgenommen werden können. Aufgrund der Tatsache, dass im Day-Ahead-Markt relativ genaue Prognosen für den nächsten Tag vorliegen, ist es den Marktteilnehmern noch möglich, letzte Abstimmungen bezüglich ihrer Handelsgeschäfte durchzuführen.

<sup>24</sup> EREG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration 2009 (GGP-EBMI) (EREG, 2009 S. 8)

Innerhalb des Handelstages, an welchem die physikalische Lieferung tatsächlich erfolgt, können im Intraday-Markt noch Anpassungen vorgenommen werden, welche sich aufgrund unvorhergesehener Veränderungen wie zum Beispiel durch Windprognosen oder Kraftwerksausfälle ergeben. Diese können bis zum Gate-Closure durchgeführt werden, deren Zeitpunkte sich jedoch von Land zu Land unterscheiden (K.U.Leuven-ESAT/Electa, 2009).

Bis zu jenem Zeitpunkt (Gate-Closure) im Intraday-Markt, an welchen von den Marktteilnehmern noch Veränderungen und Anpassungen durch Energiehandelsgeschäfte vorgenommen werden können, ist es möglich, Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch zu beseitigen. Jene Ungleichgewichte welche danach auftreten, werden durch den Einsatz der jeweiligen Regelreserven ausgeglichen, die über die dafür vorgesehenen Regelenergiemärkte organisiert worden sind. Da eine länderübergreifende Bereitstellung von Regeldienstleistungen voraussetzt, dass genügend Kapazitäten auf den Verbindungsleitungen zwischen den Ländern vorhanden sind, muss zusätzlich der Kapazitätsmarkt berücksichtigt werden, innerhalb welchem auf engpassbehafteten Leitungen entsprechende Übertragungskapazitäten ersteigert werden können. Dies kann, wie in Abbildung 78 dargestellt, in Form von jährlichen bis hin zu täglichen Auktionen durchgeführt werden. Diesbezüglich werden im nachstehenden Kapitel Grundlagen für die der Berechnung und die Durchführung der Auktionen von Übertragungskapazitäten erläutert.

## 9.1 Berechnungsmodell der Übertragungskapazitäten gemäß ETSO

Das von den European Transmission System Operators (ETSO) entworfene Modell zur Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazitäten wird in Europa am häufigsten angewendet (Nischler, 2009 S. 29). Dazu werden halbjährliche Datensätze, jeweils für Sommer und Winter, erstellt, welche auf realen Lastflusswerten zu ausgewählten Zeitpunkten des Vorjahres basieren. Für den Sommer wird der 3. Mittwoch im Juli, für den Winter der 3. Mittwoch im Jänner um jeweils 10:30 Uhr herangezogen. Die Datensätze berücksichtigen sowohl die vorherrschende Netztopologie, den Kraftwerkseinsatz inkl. Windeinspeisung sowie die vorab an den Übergabeleitungen vereinbarten Austauschleistungen.

Die Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazitäten soll anhand des nachstehenden Beispiels erläutert werden. Sind zwei Länder A und B durch mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden, werden für die Berechnung der Kapazität schrittweise Kraftwerksleistungen im Land A erhöht, wohingegen zwecks Beibehaltung des Leistungsgleichgewichts in Land B die Erzeugung gesenkt wird. Dieser Vorgang bewirkt einen Anstieg des Lastflusses zwischen den beiden Ländern und wird solange durchgeführt, bis es rechnerisch zu einer Verletzung des „n-1“-Kriteriums in einem der beiden Länder kommt. Summiert man im Anschluss dazu die durch die Änderung der Kraftwerksleistungen hervorgerufene Lastflussänderung mit jenem Lastfluss (Base Case Exchange – BCE), welcher vor der Variation zwischen den beiden Ländern vorhanden war, erhält man die Total-Transfer-Capacity (TTC). Die Ermittlung der Kapazität von Land B nach Land A wird in umgekehrter Richtung in derselben Art und Weise durchgeführt.

Die TTC ist als die maximal handelbare Kapazität anzusehen, bei welcher es zu keiner Verletzung des gesicherten Netzbetriebes kommt. Von der TTC wird eine sogenannte Sicherheitsmarge abgezogen, welche als Transmission Reliability Margin (TRM) bezeichnet wird. Die Differenz aus TTC und TRM ergibt die Net-Transfer-Capacity (NTC) und beschreibt das maximal mögliche Handelsvolumen, welches unter Einbeziehung unvorhergesehener Ereignisse zwischen den beiden Ländern vorhanden

ist. Die von der TTC abzuziehende Sicherheitsmarge beruht laut Angaben der ETSO auf Erfahrungswerten oder wird über statistische Methoden bestimmt (EnBW, 2010b S. 2,3). Zum besseren Verständnis soll die Darstellung aus Abbildung 79 herangezogen werden.

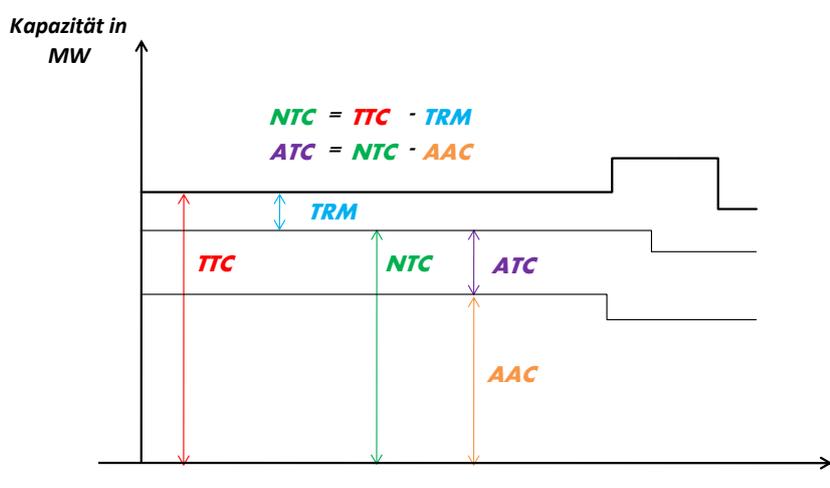


Abbildung 79: Übertragungskapazitäten einer Leitung (EnBW, 2010b S. 4)

Die in Abbildung 79 angegebene Already Allocated Capacity (AAC) beschreibt jene Übertragungskapazität, welche zum Kapazitäts-Zuweisungszeitpunkt über bereits getätigte Auktionen vergeben wurde. Die Available Transfer Capacity (ATC) entspricht jener Kapazität, welche nach jeder Auktionsrunde noch zur Verfügung steht. Klarerweise führt eine Änderung des BCE bzw. eine Änderung im Netz zu einer Veränderung bei der Berechnung der TTC und NTC. Da bei der betrachteten Berechnungsmethode nur bilaterale Kapazitäten betrachtet werden, welche zwischen zwei Ländern existieren, jedoch keine Berücksichtigung des vorherrschenden physikalischen Lastflusses vorgenommen wird, spricht man vom „Klassischen-NTC Modell“. Aufgrund der Tatsache, dass sich Lastflüsse von Land A nach Land B auch über Drittländer einstellen, soll darauf hingewiesen werden, dass neben dem klassischen zusätzlich das „Kombinierte NTC-Modell“ existiert, welches diese Gegebenheit, wenn auch nur rudimentär, berücksichtigt. Aus diesem Grund stellen lastfluss-basierende Modelle die effizienteste Art und Weise der Kapazitätsberechnung dar, es müssen dazu jedoch entsprechende Informationen bezüglich der Netzdaten vorhanden sein (Nischler, 2009 S. 30,31).

Die Zuweisung der Übertragungskapazitäten muss transparent, nicht diskriminierend und markt-orientiert durchgeführt werden. Dazu gibt es implizite und explizite Auktionen<sup>25</sup>, in welchen sich Marktteilnehmer Kapazitäten einer Leitung sichern können. Der wesentliche Unterschied dieser beiden Verfahren liegt darin, dass bei den expliziten Auktionen die Kapazitätszuweisungen getrennt von Energiegeschäften durchgeführt werden, wohingegen diese bei impliziten Auktionen nur gemeinsam ersteigert werden können. D.h. bei der expliziten Auktion wird nur das Recht ersteigert, Kapazitäten für einen bestimmten Zeitraum zu nutzen. Bei der impliziten Auktion hingegen steht bereits fest, dass man für ein bestimmtes Zeitfenster Energie liefern möchte und sichert sich dafür die benötigte Kapazität entlang der Übertragungsleitung.

<sup>25</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass es noch zusätzliche Verfahren für die Zuweisung der Übertragungskapazitäten gibt, diese im Rahmen der durchgeführten Arbeit jedoch nicht behandelt werden.

Im lang- und mittelfristigen Zeitrahmen bietet die explizite Auktion einen Vorteil gegenüber der impliziten, da zum Zeitpunkt der Zuweisung noch keine Kenntnis über das tatsächliche Energiehandelsvolumen gegeben sein muss. Im Gegensatz dazu ist im kurzfristigen Zeitrahmen die implizite der expliziten Auktion aus Effizienzgründen vorzuziehen (Nischler, 2009 S. 39).

## 9.2 Voraussetzungen für einen grenzüberschreitenden Regelenenergiemarkt

Für die Umsetzung eines einheitlichen Regelenenergiemarktes benötigt es eine Vielzahl an Maßnahmen, welche berücksichtigt werden müssen, damit ein koordiniertes Zusammenarbeiten aller betroffenen Marktteilnehmer ermöglicht wird. Diese Maßnahmen umfassen sowohl rechtliche, regulatorische als auch technische Faktoren, welche für einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb und der damit verbundenen Versorgungssicherheit unerlässlich sind. Dabei ist es wichtig, Vorschläge und Änderungswünsche von Seiten der Marktteilnehmer zuzulassen, diese nach möglichst objektiven Kriterien zu bewerten und bei den Entscheidungsprozessen einzubinden. Da ein grenzüberschreitender Austausch von Regelenenergie die Systemsicherheit unter keinem Umstand gefährden darf, müssen diesbezüglich klar definierte Sicherheitsstandards definiert werden. Die Einhaltung der Bestimmungen muss daher in Zukunft zu einer stärkeren Zusammenarbeit der einzelnen Regulierungsbehörden führen, wobei die jeweiligen Zuständigkeiten eindeutig festgelegt werden müssen.

Da eine grenzüberschreitende Bereitstellung von Regeldienstleistungen möglichst wirtschaftlich erfolgen soll, wären generell marktbasierende Verfahren im Bereich der Organisation und Beschaffung vorzuziehen. Somit könnte in einem transparenten, nichtdiskriminierenden einheitlichen Markt bei der Auswahl der Angebote stets die kostengünstigste Variante erzielt werden, natürlich nur dann, wenn technische Restriktionen berücksichtigt werden. Dies setzt jedoch einerseits voraus, dass genügend Wettbewerb auf der Anbieterseite durch die Beseitigung von Eintrittsbarrieren geschaffen wird und andererseits, dass es zu einer weiteren Erhöhung der Transparenz kommt. Erst wenn alle Marktteilnehmer über dieselben Voraussetzungen verfügen, können diese ihre Ressourcen am effizientesten für die Einhaltung des Leistungsgleichgewichts einsetzen. Für die Umsetzung einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von Regelreserven und der damit verbundenen Vereinheitlichung des Regelenenergiemarktes wäre es notwendig, eine Harmonisierung der aktuell bestehenden Marktsysteme durchzuführen. Dabei soll vor allem die Angleichung der in den meisten Ländern unterschiedlichen Gate-Closure-Zeiten in Betracht gezogen werden, da sich diese in einem Zeitbereich von 15 Minuten bis hin zu einem Tag erstrecken können. Je näher die Gate-Closure-Zeitpunkte zur tatsächlichen physikalischen Lieferung gesetzt werden, desto länger können am Markt Handelsgeschäfte erfolgen und entsprechende Anpassungen der Fahrpläne vorgenommen werden (ERGEG, 2009 S. 13-16).

Von Seiten der ERGEG wurden Möglichkeiten aufgezeigt, in welcher Art und Weise ein grenzüberschreitender Handel von Regelenenergie vorgenommen werden könnte. Es soll darauf hingewiesen werden, dass sich die nachfolgenden Modelle ausschließlich auf manuell abzurufende Regelreserven (TRL) beziehen.

### 9.2.1 ÜNB-Anbieter-Modell (TSO-BSP-Modell)

Beim Transmission System Operator-Balance Service Provider Modell können Anbieter entscheiden, in welchem Markt sie ihre Angebote platzieren möchten. Dies kann sowohl im Markt der eigenen Regelzone als auch im Markt der benachbarten Regelzone erfolgen. Der Vorteil dieses Modells ist, dass die angenommenen Angebote unbeeinflusst von Anschluss-ÜNB bleiben<sup>26</sup>, jedoch müssen diese über Änderungen im Bereich der Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne in Folge eines Regelleistungsabrufs informiert werden. Die Anbieter müssen selbständig dafür sorgen, dass die notwendigen Übertragungskapazitäten vorhanden sind. Weiters wird auch keine vollständige Harmonisierung der Märkte für die Umsetzung des Modells benötigt. Jedoch ist es in der Realität schwer anzuwenden, da die Zeitbereiche ausgehend von Anforderung und Bekanntgabe der eingesetzten Reserve bis hin zur Organisation von Übertragungskapazitäten nicht den Anforderungen einer schnellen Leistungsregelung entsprechen. Des Weiteren würde sich das Modell aufgrund des fehlenden Gesamtüberblicks aller Marktteilnehmer suboptimal entwickeln und ist laut Angaben ERGEG nur als Sonderlösung angedacht (ERGEG, 2009 S. 23).

### 9.2.2 ÜNB-ÜNB-Modell (TSO-TSO-Modell)

Bei diesem Modell können Angebote der Teilnehmer hinsichtlich der Regelreservebereitstellung nur beim jeweils zuständigen ÜNB abgegeben werden und haben somit keinerlei Verbindung zu anderen ÜNB. Deshalb muss auch keine Bekanntgabe einer Fahrplanänderung hervorgerufen durch den Abruf des Anschluss-ÜNB erfolgen. Im Gegensatz zum TSO-BSP-Modell sind nicht die Bereitsteller, sondern die ÜNB für die Organisation ausreichender Übertragungskapazitäten verantwortlich. Sie betätigen sich als Vermittler, welcher einen Austausch der in den jeweiligen Regelzonen abgegebenen Angebote ermöglichen, damit sich dadurch ein entsprechender Wettbewerb einstellen kann. Abhängig vom Harmonisierungsgrad, kann eine zusätzliche Unterscheidung beim TSO-TSO-Modell hinsichtlich des Abrufes vorgenommen werden. Dazu zählen (ERGEG, 2009 S. 24-25):

#### ❖ TSO-TSO ohne gemeinsame Merit Order Liste

In dieser Ausführung des Modells wird der Abruf der Regelreserven nicht anhand einer einheitlichen Merit Order Liste (MOL) durchgeführt. Es werden zuerst jene Angebote berücksichtigt, welche innerhalb der Regelzone eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten. Jene Angebote, welche nicht benötigt werden, werden für den grenzüberschreitenden Austausch zur Verfügung gestellt.

---

<sup>26</sup>Für den Fall, dass die Anbieter in einer anderen Regelzone ihre Reserven anbieten möchten

**❖ TSO-TSO mit gemeinsamer Merit Order Liste**

Da der Abruf innerhalb der beteiligten Regelzonen nach einer einheitlichen MOL vorgenommen wird, kann sichergestellt werden, dass immer das kostengünstigste Angebot zum Einsatz kommt. Dies setzt jedoch voraus, dass keine Engpässe innerhalb und zwischen den jeweiligen Regelzonen bestehen. Sind Engpässe vorhanden bzw. ist die Sicherheit gefährdet, können von Seiten der ÜNB gezielt Angebote ausgewählt und abgerufen werden, welche nicht an nächster Stelle in der MOL angeführt sind. Jeder dieser Abrufe muss jedoch entsprechend im Vorhinein definierter Kriterien von den ÜNB begründet werden. Dieses Modell erfordert jedoch bereits eine sehr weit fortgeschrittene Harmonisierung, weshalb es im Moment noch nicht für den Einsatz geeignet ist.

Vergleicht man die beiden erwähnten Modelle, so sind diese stark vom Stand der Harmonisierung abhängig und garantieren nicht immer, dass die kosteneffizientesten Angebote für den Ausgleich herangezogen werden. In dem von der ERGEG veröffentlichten Leitfaden wird letzteres Modell mit der einheitlichen MOL als Ziel angestrebt.

Da bei einem grenzüberschreitenden Regelenergiehandel immer genügend Übertragungskapazitäten vorhanden sein müssen, werden diesbezüglich unterschiedliche Ansätze verfolgt. Beispielsweise wird von der ERGEG eine generelle Reservierung von Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel von Regeldienstleistungen ausgeschlossen. Nur in speziellen Fällen sollte auf Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) eine Reservierung von Kapazitäten vorgenommen werden. Dies wird damit begründet, dass HGÜ-Leitungen in ihrer Handhabung flexibler und leichter zu kontrollieren sind, sowie geringere technische Anforderungen bezüglich der Netzstabilität im Unterschied zu den Hochspannungs-Drehstromübertragungsleitungen (HDÜ) benötigt werden. Daher sei es auch leichter, den wirtschaftlichen Nutzen von Übertragungskapazitäten für den Regelenergiemarkt zu berechnen und in einer transparenten Weise wiederzugeben. Es wird sogar erklärt, dass es dadurch zu einer Erhöhung der Wohlfahrt kommen könnte, und in Folge dessen, die Nachfrage nach zusätzlichen HGÜ-Verbindungsleitungen steigen würde.

Nur wenn Auktionen zu Restkapazitäten auf den Übertragungsleitungen kommt, welche bei den Stromhandelsgeschäften nicht benötigt werden, sollten diese dem Regelenergiemarkt kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Eine solche Vorgehensweise setzt jedoch voraus, dass auch eine kurzfristige Bereitstellung von Regelreserven ermöglicht wird. Somit wäre es einerseits möglich dem Energiehandel, immer genügend Übertragungskapazitäten bereitzustellen und andererseits bei einer Nichtbeanspruchung mehr Wettbewerb im Bereich des Regelenergiehandels zu schaffen (ERGEG, 2009 S. 19,20).

### 9.2.3 Grenzüberschreitende SDL-Bereitstellung im skandinavischen Strommarkt

Am Beispiel der Länder Norwegen, Finnland, Schweden und Ost-Dänemark<sup>27</sup> soll ein kurzer Überblick gezeigt werden, dass die vorhin von der ERGEG erwähnten Ansätze durchaus in der Realität anwendbar sind. Im skandinavischen Strommarkt (NORDEL) beschäftigt man sich bereits seit mehreren Jahren mit dem Thema der grenzüberschreitenden Bereitstellung von Regeldienstleistung.

Dazu wurde im Jahr 2002 der „NORDIC Regulation Power Market“ gegründet, welcher auf dem TSO-TSO-Modell basiert und als ein gemeinschaftlicher Markt für manuell abrufbare Reserven (TRL) anzusehen ist<sup>28</sup>. Die Umsetzung dazu wurde schrittweise durchgeführt, da zuerst ein bestimmter Harmonisierungsstandard geschaffen werden musste. Beispielsweise hat man erreicht, dass in den Märkten die Gate-Closure-Zeitpunkte vereinheitlicht wurden, damit für alle Marktteilnehmer dieselben Voraussetzungen geschaffen werden (Nord-REG, 2010 S. 8).

Im Jahr 2008 wurden von den skandinavischen ÜNB (Norwegen: Statnett, Schweden: Svenska Kraftnät, Finnland: Fingrid, Dänemark: Energinet) weiters vereinbart, eine einheitliche Verrechnung der aus dem gemeinsamen Markt in Anspruch genommenen Regelernergie vorzunehmen. Die Funktionsweise des Marktes kann wie folgt erklärt werden:

In dem von den ÜNB eingerichteten Nordic Operational Information System (NOIS) erfolgt die Abwicklung der von den Marktteilnehmern abgegebenen Angebote. Die Angebotslegung erfolgt dabei jedoch nicht direkt, sondern über den jeweiligen ÜNB, welcher die Angebote im NOIS platziert. Für alle Angebote gilt, dass sie innerhalb von 15 Minuten abgerufen werden können. Zusätzlich dazu werden aber auch Angebote mit einer längeren Aktivierungszeit im NOIS angeführt, welche für die Beseitigung von Engpässen sowie beim Vorhandensein unzureichender Angebote herangezogen werden. Unter Berücksichtigung der Aktivierungszeiten erfolgt die Auswahl der Angebote entsprechend einer einheitlich erstellten MOL. Im Fall von Engpässen besteht für die ÜNB jedoch die Möglichkeit von der Abrufreihenfolge abzuweichen, jedoch muss diese Vorgehensweise von den ÜNB begründet werden können.

Die Vergütung der entstandenen Energiekosten richtet sich nach dem Vorhandensein von Engpässen. Werden keine Angebote für Zwecke des Engpassmanagement abgerufen, herrscht im gesamten skandinavischen Gebiet derselbe Preis, welcher den Anbietern auf Stundenbasis im Grenzpreisverfahren verrechnet wird. Sind in einer Stunde beide Abrufrichtungen (positiv/negativ) vorhanden, so wird die dominierende Richtung bei der Preisbildung herangezogen, d.h. wenn negative Energie beansprucht wird, richtet sich der Preis nach dem günstigsten, bei positiver Beanspruchung nach dem teuersten Angebot, welches innerhalb der jeweiligen Stunden abgerufen worden ist. Werden jedoch Angebote für Zwecke des Engpassmanagement verwendet, werden diese zum Angebotspreis (Pay-as-Bid) verrechnet. In besonders kritischen Netzsituationen wird vom gesamten Gebiet auf kleinere Regionen übergangen, innerhalb welcher sich wiederum derselbe Preis bildet, der jedoch von Region zu Region unterschiedlich ausfallen kann.

---

<sup>27</sup> West-Dänemark gehört zum Gebiet der ehemaligen UCTE

<sup>28</sup> Für die Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes verwendet man im skandinavischen Markt ähnlich der Primärregelung die sogenannte „frequency-controlled normal operational reserve“ sowie die „frequency-controlled disturbances reserve“ welche automatisch aktiviert werden. Die Rückführung der Frequenz erfolgt jedoch meist durch manuell abrufbare Reserven, da NORDEL über keine SRL verfügen. Es wird jedoch überlegt, eine zusätzliche automatische Regelreserve ähnlich der SRL einzuführen (Nord-REG, 2010).

Die nordische Handhabung einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von manuell abrufbarer Regelreserve könnte für den zentraleuropäischen Markt durchaus als Vorbild herangezogen werden. Es kann aber auch festgestellt werden, dass der dortige Markt im Entstehen begriffen und mit ständigen Veränderungen konfrontiert ist. Beispielsweise möchte man in Zukunft eine Ausweitung der gemeinsamen Bereitstellung auf die zukünftig geplante SRL vornehmen, sowie eine stärkere Einbindung kleinerer Marktteilnehmer vorantreiben, um den Wettbewerb zusätzlich zu erhöhen. Im Hinblick auf die Vorhaltung von Übertragungskapazitäten für Regeldienstleistungen gibt es von Seiten der Regulierungsbehörden eine breite Meinung, welche sich dagegen ausspricht. Vor allem vom norwegischen und schwedischen ÜNB wird diskutiert, ob nicht eine Erhöhung der TRM auf Übertragungsleitungen vorgenommen werden sollte (Nord-REG, 2010 S. 15-18,35).

### 9.3 Volkswirtschaftlicher Nutzen einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von Regeldienstleistungen

Mit dem Thema der Reservierung von Übertragungskapazitäten auf grenzüberschreitenden Leitungen hat sich auch das unabhängige Beratungsunternehmen Frontier Economics beschäftigt, welches dazu Untersuchungen durchgeführt hat. Die im Jahr 2009 veröffentlichte Studie mit dem Titel „The economic welfare impacts of reserving interconnector capacity for trade in balancing products“ wird im nachstehenden Kapiteln auf die wesentlichsten Ergebnisse zusammengefasst (FRONTIER-Economics, 2009).

#### 9.3.1 Problemstellung

Aufgrund der Tatsache, dass eine Vorhaltung von Übertragungskapazitäten nur dann sinnvoll wäre, wenn dadurch eine Erhöhung der Wohlfahrt erreicht werden kann, wird zuerst anhand eines Beispiels auf die grundlegende Problematik näher eingegangen. Dazu werden zwei Länder angenommen, welche durch eine Übertragungsleitung miteinander verbunden sind. In Land A herrscht ein niedrigerer Marktpreis als in Land B, wodurch sich für Land A ein Anreiz ergibt, Energie nach Land B zu exportieren. Dies setzt natürlich voraus, dass in Land A genügend Erzeugungseinheiten vorhanden sind. Der Energieexport hat jedoch zur Folge, dass es bezüglich des Marktpreises zu einer Erhöhung in Land A und zu einer Reduktion in Land B kommt (FRONTIER-Economics, 2009 S. 12). Zur besseren Veranschaulichung soll die Darstellung aus Abbildung 80 herangezogen werden.

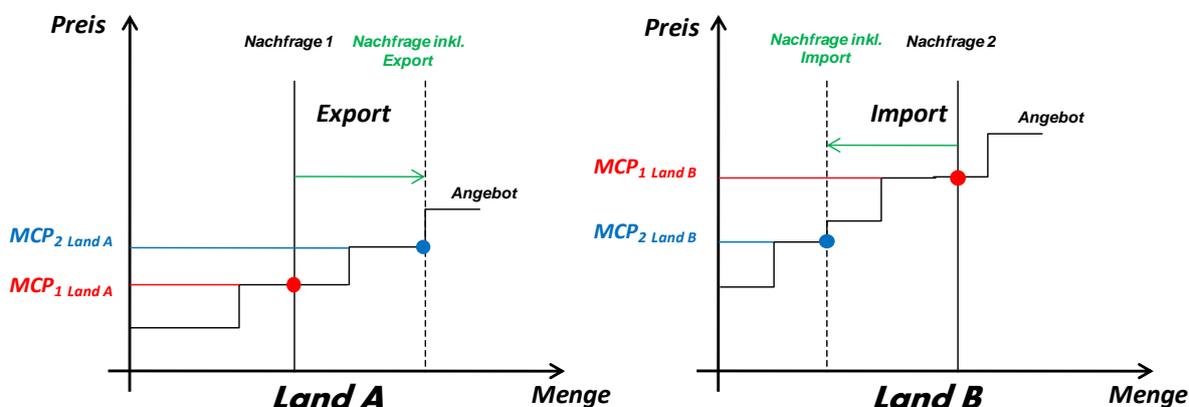
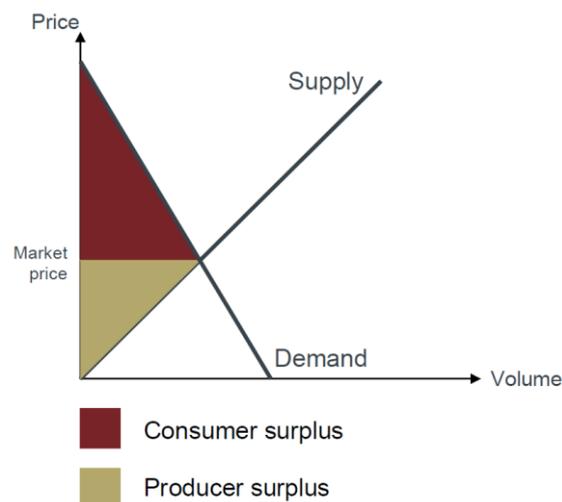


Abbildung 80: Energie-Export/Import zwischen zwei Ländern

Die in Abbildung 80 dargestellte Angebotskurve repräsentiert den länderspezifischen Kraftwerkspark, welcher für die Abdeckung des Bedarfs des jeweiligen Landes benötigt wird. Wenn zwischen den Ländern keine Verbindungsleitungen vorhanden wären bzw. diese keinen länderübergreifenden Energiehandel betreiben, würde sich je Land entsprechend des Schnittpunktes<sup>29</sup> (rot) aus Angebot und Nachfrage der  $MCP_1$  ergeben. Kommt es jedoch zum Energieexport vom Land A nach Land B, so verschiebt sich die Nachfrage in Land A um die Exportmenge nach rechts. In Land B hingegen reduziert sich die nachgefragte Höhe am eigenen Kraftwerkspark, wodurch es zu einer Verschiebung der Nachfragekurve um die Importmenge nach links kommt. Dadurch ergeben sich neue Schnittpunkte (blau) aus Angebot und Nachfrage, wodurch sich ein neuer  $MCP_2$  einstellt. Im Falle ausreichender Übertragungskapazitäten würde sich in beiden Ländern derselbe MCP einstellen ( $MCP_{2LandA}=MCP_{2LandB}$ ).

Betrachtet man die Veränderung des Marktpreises nur innerhalb jedes einzelnen Landes, so wirkt sich dies im Land A negativ und im Land B positiv auf die Konsumenten aus. Wählt man jedoch einen weiträumigeren Betrachtungshorizont, in welchem beide Länder eingeschlossen werden, kann dies zu einer Gesamtkostenreduktion führen. Anhand dieser ökonomischen Sichtweise kann der Begriff der Wohlfahrt hergeleitet werden, welcher sich immer auf das „Wohl“ aller relevanten Parteien bezieht. Daher wurde in der zitierten Studie versucht, über Auswirkungen auf die Wohlfahrt, Rückschlüsse auf die Zweckmäßigkeit einer Reservierung von Übertragungskapazitäten für Regeldienstleistungen zu ziehen (FRONTIER-Economics, 2009).

Die Wohlfahrt setzt sich aus der Konsumenten- und Produzentenrente zusammen, welche sich wie in Abbildung 81 dargestellt ergeben.



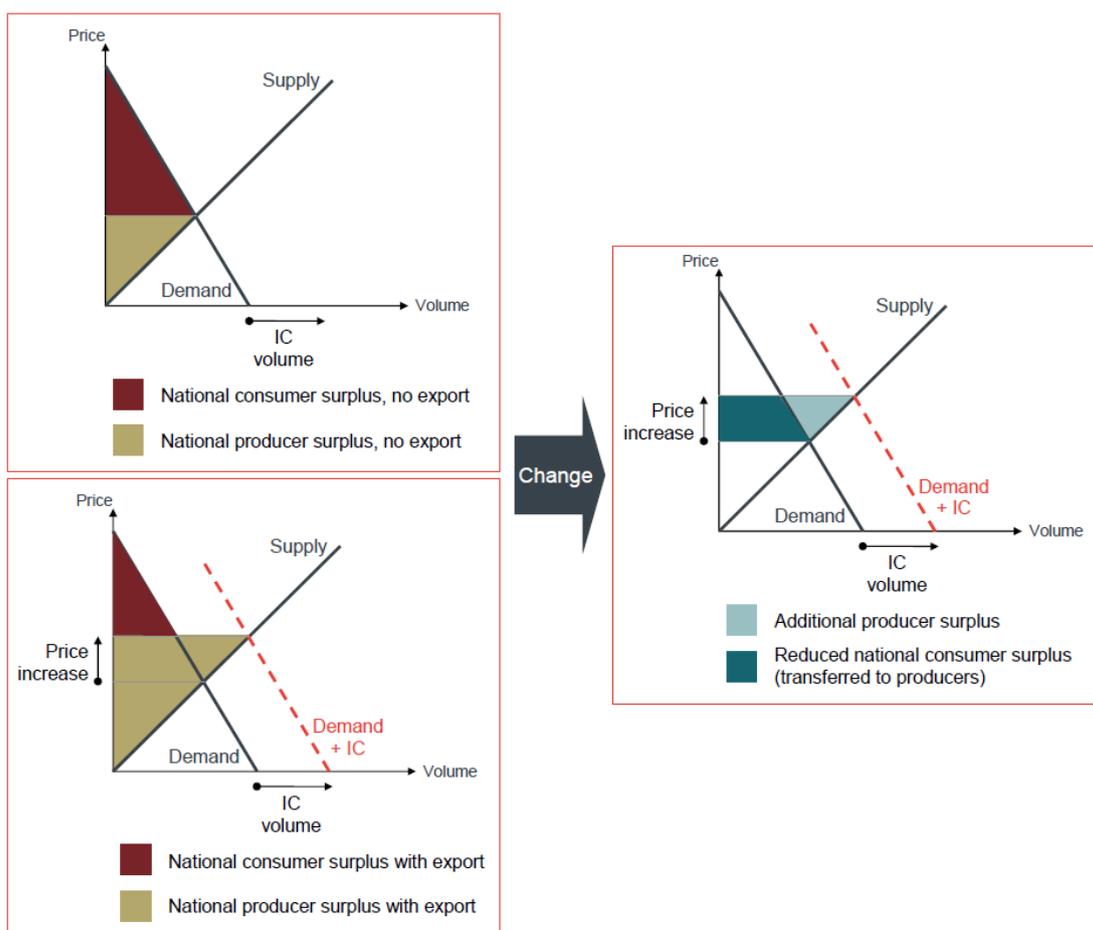
**Abbildung 81: Begriff der Konsument- und Produzentenrente (FRONTIER-Economics, 2009 S. 12)**

- Konsumentenrente ist die Summe der über dem Marktpreis liegenden Zahlungsbereitschaft aller Konsumenten (Hofreither, 1999)
- Die Produzentenrente ist die Summe der Differenzen zwischen Marktpreis und den Kosten aller Anbieter (Hofreither, 1999)

<sup>29</sup> Der Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragefunktion wird als Market-Clearing-Preis (MCP) bezeichnet

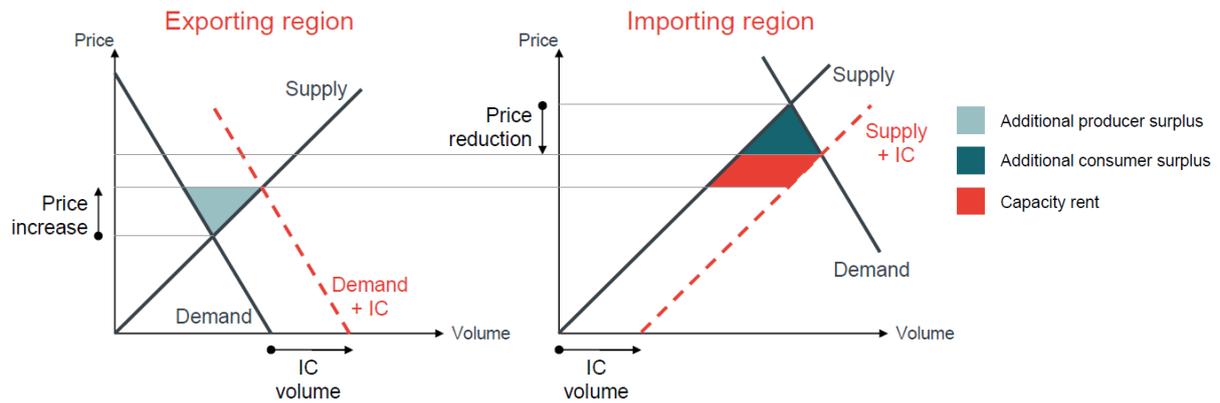
Das heißt mit anderen Worten, dass es in einem Markt Konsumenten gibt, die dazu bereit sind, für ein Gut einen höheren Preis als den Marktpreis zu zahlen bzw. dass es Anbieter gibt, die ihr Gut zu einem günstigeren Preis anbieten.

Zurückblickend auf das vorhin erwähnte Beispiel in Abbildung 80 würde dies im exportierenden Land A zu einer Erhöhung der Produzentenrente und zu einer Verringerung der Konsumentenrente führen. In Abbildung 82 wird der Export mittels der Zunahme des Übertragungsvolumens (Interconnector Volume, IC) dargestellt.



**Abbildung 82 Auswirkung des Exports auf die Produzenten- und Konsumentenrente in einem Marktgebiet (FRONTIER-Economics, 2009 S. 13)**

Im importierenden Land B kommt es genau zum umgekehrten Effekt. Hier verringert sich die Produzentenrente, wohingegen es zu einer Erhöhung der Konsumentenrente kommt. Geht man davon aus, dass die Übertragungskapazitäten auf der Verbindungsleitung nur beschränkt zur Verfügung stehen, werden in beiden Ländern unterschiedliche MCP erzielt. Da nun die Konsumenten im importierenden Land B einen höheren Preis als jene im Land A zahlen, ergibt sich ein zusätzlicher Wohlfahrtsgewinn, welcher von FRONTIER-Economics als Kapazitätsrente bezeichnet wird (FRONTIER-Economics, 2009 S. 13). Dieser in Abbildung 83 rot eingezeichnete Wohlfahrtsgewinn kann zur Deckung entstandener Kapazitätskosten herangezogen werden.



**Abbildung 83: Auswirkung von beschränkten Übertragungskapazitäten auf die Konsumenten- und Produzentenrente bei regelzonenübergreifenden Stromhandel (FRONTIER-Economics, 2009)**

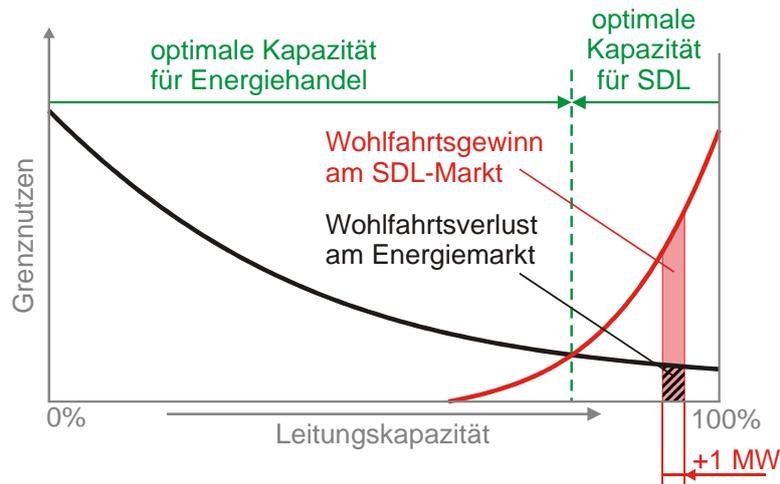
Die vorhin getroffenen Annahmen lassen sich auch im Bereich der Regeldienstleistungsprodukte anwenden. Wenn die behandelten Angebots- und Nachfragefunktionen aus dem Day-Ahead Markt stammen sollten, wird davon ausgegangen, dass diese beiden Verläufe jenen des Regelenergiemarktes<sup>30</sup> ähneln. Einige wesentliche Unterschiede sind jedoch trotzdem vorhanden. Die Prognosegenauigkeit bei der Fahrplanerstellung wirkt sich dabei besonders auf den Nachfrageverlauf der benötigten Regelenergie aus. Vor allem die Einbindung dargebotsabhängiger Erzeuger<sup>31</sup> kann deutliche Abweichungen von den Fahrplänen bewirken, wodurch es zu einer zusätzlichen Beeinflussung der Nachfrage kommt. Im Angebotsbereich muss berücksichtigt werden, dass aufgrund technischer Anforderungen nicht allen Marktteilnehmern die Reserven bereitgestellt können, wodurch es zu einer geringeren Anzahl von Teilnehmern kommt. Daher wird der Verlauf der Angebotsfunktion deutlich unelastischer ausfallen.

Wird davon ausgegangen, dass es in einem unwahrscheinlichen Fall dazu kommt, dass sich die Angebots- und Nachfragefunktionen aus dem Day-Ahead- und dem Regelenergiemarkt exakt gleichen, wäre der durch die Verwendung der Übertragungsleitung hervorgerufene Wohlfahrtsgewinn aus beiden Märkten ident. Da es jedoch wahrscheinlicher ist, dass sich Preisdifferenzen zwischen Day-Ahead- und Regelenergiemarkt in den jeweiligen Ländern einstellen werden, wird der hervorgerufene Wohlfahrtsgewinn durch den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie über dem der Energiehandelsgeschäfte ausfallen. Es muss in diesem Zusammenhang klargestellt werden, dass sich eine Wohlfahrtserhöhung jedoch nur bis zu einem bestimmten Reservierungsgrad der Übertragungskapazität erzielen lässt. Daher muss eine optimale Aufteilung der vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten für Energiehandel und Regelenergie gefunden werden, damit es zu einer Wohlfahrtsmaximierung kommen kann (FRONTIER-Economics, 2009 S. 17).

Ein solcher Verlauf, wie in Abbildung 84 dargestellt, wurde bereits im Jahr 2006 von ETSO veröffentlicht (ETSO, 2006b S. 38). Der Verlauf des Energiehandels (schwarz) ist dabei von links nach rechts, der der Regelenergie (rot) von rechts nach links zu interpretieren.

<sup>30</sup> Man bezieht sich dabei auf die Tertiärregelung

<sup>31</sup> Hierbei wird insbesondere auf die Winderzeugung verwiesen



**Abbildung 84: Optimale Aufteilung der vorhandenen Übertragungskapazitäten für Regelzwecke oder Energiehandelsgeschäfte; vgl. (ETSO, 2006b S. 38)**

Aus Abbildung 84 ist ersichtlich, dass es durch die Zuteilung einer Einheit an Übertragungskapazität für den Regelenergiehandel zu einem Wohlfahrtsverlust im Energiehandel kommt. Da jedoch die Wohlfahrtsgewinne der länderübergreifenden Reservebereitstellung höher ausfallen können, als die Verluste im Energiehandel, kann dadurch die Gesamtwohlfahrt erhöht werden. Diese Aufteilung ist bis zu jener Übertragungskapazität sinnvoll, bis der Wohlfahrtsgewinn gleich dem Wohlfahrtsverlust entspricht (Schnittpunkt der beiden Kurven).

### 9.3.2 Ergebnisse einer Studie von Frontier Economics

Von FRONTIER-Economics wurde ein einfaches Modell entwickelt, welches die vorhergehenden Überlegungen berücksichtigt. In dem Modell wurde die Auswirkung einer Reservierung für den Austausch von Regelenergie auf einer Übertragungsleitung zwischen zwei Ländern untersucht. Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass es durch die Reservierung von Übertragungskapazitäten für Regelreserven zu keiner Veränderung der Preise im Day-Ahead-Markt kommen würde. Für eine möglichst realitätsnahe Umsetzung des Modells wurden für beide Märkte (Day-Ahead & Regelenergie) Durchschnittswerte aus dem Jahr 2008 herangezogen, welche in verschiedenen Ländern tatsächlich erzielt worden sind. Mit diesen Werten wurden Szenarien erstellt und deren Auswirkungen auf die Wohlfahrt untersucht. Eine genaue Modellbeschreibung kann aus der von der von FRONTIER durchgeführten Studie entnommen werden (FRONTIER-Economics, 2009 S. 21-29).

Die Ergebnisse zeigen, dass es bei sinnhaften Variationen der Marktpreise zu durchaus beträchtlichen Erhöhungen der Wohlfahrt kommen kann, wenn der Austausch von Regelenergie auf Übertragungsleitungen ermöglicht wird. Die Differenzen zwischen den Day-Ahead-Marktpreisen sowie die Volatilität der Regelenergiepreise werden als Haupteinflussfaktoren auf den dadurch erzielten Wohlfahrtsgewinn angesehen (FRONTIER-Economics, 2009 S. 29).

## 10 Resümee

In dieser Arbeit wurden die Regelenenergiemärkte in den Ländern Deutschland, Österreich, Schweiz, Frankreich und Ungarn analysiert und aufgezeigt, in welcher Art und Weise die Organisation und Bereitstellung der jeweiligen Regelreserven erfolgt. Dabei konnte festgestellt werden, dass derzeit noch deutlich Unterschiede zwischen den jeweiligen Ländern vorhanden sind. Lediglich die finanzielle Vergütung der Angebote erfolgt in jenen Ländern, in welchen Ausschreibungen durchgeführt werden, einheitlich auf Basis des Angebotspreises (Pay as Bid). In Deutschland zeigt sich, dass durch die Verwendung des Pay-as-Bid Verfahrens eine Annäherung der einzelnen Angebote an den maximalen Zuschlagpreis bewirkt wird. Als markthemmend werden die Mindestangebotsgrößen angesehen, welche je Land und Regelreserve unterschiedlich festgelegt sind. Dadurch wird kleineren Anbietern der Zugang zu den Ausschreibungen verwehrt. In einigen Ländern (z.B. Deutschland) gibt es zwar die Möglichkeit der Pool-Bildung, in welchen sich kleinere Akteure zusammenschließen können um das geforderte Mindestangebot aufzubringen, dennoch ist die Anzahl der an den Ausschreibungen teilnehmenden Anbieter begrenzt. Laut Angaben der deutschen Bundesnetzagentur waren in Deutschland mit Ende 2008 an den Ausschreibungen für Primär- und Sekundärregelung nur sechs präqualifizierte Anbieter beteiligt (Bundesnetzagentur, 2010a). In Österreich werden von der zuständigen Regulierungsbehörde (E-Control) ähnliche Wettbewerbsnachteile gesehen. Beispielsweise wurde im Marktbericht 2009 folgende Aussage veröffentlicht (E-Control, 2009b):

*„Das Problem des eingeschränkten Wettbewerbs aufgrund von mangelnder Liquidität wird durch die derzeitige geographische Einschränkung des Ausgleichsenergiemarktes mit bedingt. Bisher war es nicht möglich, für Anbieter anderer Regelzonen und UCTE-Mitgliedstaaten am österreichischen Regelenenergiemarkt mitzubieten. Eine solche Ausweitung des Ausgleichsenergiemarktes im Bereich der Minutenreserven, aber mittelfristig auch der Sekundärregelenergie, wäre aber notwendig, um die Rahmenbedingungen für einen liquiden, marktbasierten Ausgleichsenergiemarkt zu verbessern. Der österreichische Markt alleine dürfte nicht ausreichend Marktteilnehmer zur Verfügung stellen, um Marktmacht zu verhindern.“* (E-Control, 2009b S. 31).

Vergleicht man die in Österreich erzielten durchschnittlichen Preise mit denen der anderen Länder, kann festgestellt werden, dass die Preise für die Vorhaltung der PRL am höchsten sind. Im Bereich der SRL und TRL liegen die Preise hingegen meist unter denen, welche in Deutschland und Ungarn vorherrschen. Auffallend ist, dass in Ungarn generell ein hohes Preisniveau am Regelenenergiemarkt gegenüber den anderen Ländern beobachtet werden kann.

Aufgrund der Preisdifferenzen in den betrachteten Ländern könnte ein länderüberschreitender Handel mit Regelenenergie einen zunehmenden Wettbewerb in den einzelnen Märkten bedeuten. Es müssen zunächst jedoch einheitliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Eine Vereinheitlichung der jeweiligen Märkte und der damit verbundenen Beseitigung der unterschiedlichen Organisationsstrukturen ist die Voraussetzung für einen grenzüberschreitenden Regelenenergiemarkt und den damit verbundenen Wohlfahrtsgewinn in Mitteleuropa. Es stellt sich jedoch die Frage, in welcher Art und Weise auf engpassbehafteten Übertragungsleitungen eine länderübergreifende Bereitstellung von Regelreserven erfolgen kann. Ob in Zukunft Anteile von Übertragungskapazitäten

für den Austausch von Regelenergie reserviert werden sollen oder nicht bzw. ob andere Ansätze verfolgt werden, ist Teil aktueller Diskussionen in Europa.

Es kann jedoch festgehalten werden, dass die Regelenergiemärkte in den in dieser Arbeit betrachteten Ländern im Entstehen begriffen sind, und zunehmende Bemühungen zur Erhöhung der Transparenz beobachtbar sind. In Folge der aktuellen Initiativen zur regelzonenüberschreitenden Lieferung von Regelenergie ist für die Zukunft eine Angleichung der Märkte und Preise für Regeldienstleistungen sowie eine weiter zunehmende Transparenz zu erwarten.

## 11 Verzeichnisse

### 11.1 Abkürzungsverzeichnis

AAC	.....	Already Allocated Capacity
ACE	.....	Area Control Error
AEPM	.....	Ausgleichsenergie- Preismechanismus
APCS	.....	Austrian Power Clearing & Settlement AG
APG	.....	Austrian Power Grid
ATC	.....	Available Transfer Capacity
BCE	.....	Base Case Exchange
BE	.....	Balancing Entity
BG	.....	Bilanzgruppe
BGV	.....	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	.....	Bilanzgruppenkoordinator
BNetzA	.....	Bundesnetzagentur
BRE	.....	Balancing Responsible Entity
CONSENTEC	.....	Consulting für Energiewirtschaft und Technik GmbH
EDF	.....	Électricité de France
EEG	.....	Erneuerbare Energien
EEX	.....	European Energy Exchange
EIWOG	.....	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes
ENTSO-E	.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	.....	Energiewirtschaftsgesetz
ETSO	.....	European Transmission System Operators
EVU	.....	Energie Versorgungsunternehmen
HDÜ	.....	Hochspannungs-Drehstromübertragungsleitung
HGÜ	.....	Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung
HoBA	.....	Horizontaler Belastungsausgleich
MAP	.....	Maximal Available Power
MCP	.....	Market Clearing Price
MOL	.....	Merit Order List
MRL	.....	Minutenregelleistung
NOIS	.....	Nordic Operational Information System
NRV	.....	Netzregelverbund
PE	.....	Programming Entity
PRE	.....	Programming Responsible Entity
PRL	.....	Primärregelleistung
reBAP	.....	regelzonenübergreifende einheitlicher Ausgleichsenergiepreis
RTE	.....	Réseau de Transport d'Electricité

RZF .....	Regelzonenführer
SDL .....	Systemdienstleistung
SRL .....	Sekundärregelleistung
StromNZV .....	Stromnutzungsverordnung
StromVV.....	Stromversorgungsverordnung
SwissIX .....	Swiss Internet Exchange
TIWAG.....	Tiroler Wasserkraft
TOR .....	Technische und organisatorische Regeln
TRL .....	Tertiärregelleistung
TRM .....	Transmission Reliability Margin
TSO .....	Transmission System Operator
UCTE .....	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB.....	Übertragungsnetzbetreiber
VKW .....	Vorarlberger Kraftwerke

## 11.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Einfluss eines Leistungsungleichgewichts auf die Sollfrequenz von 50 Hz (Verstege, 2003) .....	2
Abbildung 2:	Wirkungsweise von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Swissgrid, 2010a) ....	5
Abbildung 3:	Lastprognosefehler und Lastrauschen als Ursache eines Leistungsungleichgewicht (CONSENTEC, 2008 S. 6) .....	6
Abbildung 4:	Einsatzbereiche der verschiedenen Regelreserven (Brückl, 2006 S. 11).....	8
Abbildung 5:	Abgrenzung Ausgleichsenergie zur Regelenergie.....	9
Abbildung 6:	Hierarchische Struktur des synchronen UCTE-Gebietes (ENTSO-E, 2009, Policy1) .....	10
Abbildung 7:	Selbstregelungseffekt von Lasten (Ackermann, 2005).....	12
Abbildung 8:	Leistungs-Frequenzcharakteristik einer Primärregeleinrichtung (Bauerhofer, 2008 S. 16).....	13
Abbildung 9:	Funktionsweise der Sekundärregelung; vgl. (Bauerhofer, 2008 S. 25) .....	15
Abbildung 10:	Beispiel zur Sekundärregelung anhand eines einfachen Netzes; vgl. (Bauerhofer, 2008) .....	16
Abbildung 11:	Abweichung der vereinbarten Übergabeleistung durch den Einsatz der Primärregelung; vgl. (Bauerhofer, 2008) .....	17
Abbildung 12:	Ermittlung des Bedarf an Sekundärregelreserve mittels Wurzelkurve; vgl. (ENTSO-E, 2009, Policy1).....	19
Abbildung 13:	Analytisches Verfahren zur Reservebemessung (CONSENTEC, 2008 S. 27).....	20
Abbildung 14:	Verhaltensmaßnahmen beim Auftreten einer Großstörung; vgl. (Oswald, et al., 2004 S. 189).....	21
Abbildung 15:	Turbinenregelungskonzepte von Dampfkraftwerken (Schwab, 2006 S. 120).....	23
Abbildung 16:	Leistungsgradienten bestimmter Kraftwerkstypen entsprechen ihres Hochfahrpotentials entsprechend der Angaben aus Tabelle 2 .....	25
Abbildung 17:	Darstellung der vier Übertragungsnetzbetreiber / Regelzonen in Deutschland (Duepmann, 2010).....	26
Abbildung 18:	Vergabeentscheidung der Primärregelleistung in Deutschland.....	28
Abbildung 19:	Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für Jänner 2008 in der linken und Jänner 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010a).....	29
Abbildung 20:	Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für März 2008 in der linken und März 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010a).....	29
Abbildung 21:	Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung für Juli 2008 in der linken und Juli 2009 in der rechten Abbildung (regelleistung.net, 2010a).....	30
Abbildung 22:	Ausschreibungsergebnisse der Primärregelleistung für die Jahre 2008 und 2009 (regelleistung.net, 2010a).....	30
Abbildung 23:	Produktzeitscheiben am deutschen Sekundärregelmarkt .....	32
Abbildung 24:	Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Sekundärregelleistung für Jänner 2008. In der linken Abbildung sind die Angebote der Niedertarifzeit, in der rechten die Angebote für Hochtarifzeit dargestellt (regelleistung.net, 2010a).....	33

Abbildung 25:	Merit Order der Ausschreibungsergebnisse für Sekundärregelleistung für Jänner 2009. In der linken Abbildung sind die Angebote der Niedertarifzeit, in der rechten die Angebote für Hochtarifzeit dargestellt (regelleistung.net, 2010a).....	33
Abbildung 26:	Monatliche vorgehaltene Sekundärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 bis 2010 aufgeteilt in Hoch- und Niedertarifzeit (regelleistung.net, 2010a).....	35
Abbildung 27:	Produktzeitscheiben beim Ausschreibungsverfahren für Tertiärregelreserve .....	36
Abbildung 28:	Monatliche durchschnittlich vorgehaltene Tertiärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010a).....	37
Abbildung 29:	Funktionsprinzip des Netzregelverbunds (E-Bridge, 2009 S. 17) .....	38
Abbildung 30:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone EnBW für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung.....	40
Abbildung 31:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone 50 Hertz für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung .....	40
Abbildung 32:	Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Amprion für positive (links) und negative (rechts) SRL .....	40
Abbildung 33:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Transpower für positive (links) und negative (rechts) Sekundärregelleistung.....	41
Abbildung 34:	Abrufwahrscheinlichkeit aller vier deutschen Regelzonen von positiver (links) und negativer (rechts) Sekundärregelleistung.....	41
Abbildung 35:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone EnBW für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung .....	42
Abbildung 36:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone 50 Hertz für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung .....	42
Abbildung 37:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Amprion für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung .....	43
Abbildung 38:	Relative Abrufwahrscheinlichkeit der Regelzone Transpower für positive (links) und negative (rechts) Tertiärregelleistung.....	43
Abbildung 39:	Abrufwahrscheinlichkeit aller vier deutschen Regelzonen von positiver (links) und negativer (rechts) TRL.....	44
Abbildung 40:	Zusammensetzung der Kosten der Regelenergie in Deutschland; vgl. (LBD-Beratungsgesellschaft, 2008 S. 8).....	44
Abbildung 41:	Kostenzuteilung des Ausgleichsenergiepreises; vgl. (Transpower, 2010a).....	46
Abbildung 42:	Entstehung hoher Ausgleichsenergiepreise bei geringen Durchschnittssaldo (Transpower, 2010b) .....	47
Abbildung 43:	Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises; vgl. (Transpower, 2010b).....	47
Abbildung 44:	Durchschnittliche Leistungspreisentwicklung der vorgehaltenen positiven und negativen Sekundärregelleistung von 2008 bis 2010 aufgeteilt in Hoch- und Niedertarifzeit (regelleistung.net, 2010a) .....	49
Abbildung 45:	Durchschnittliche Arbeitspreisentwicklung der positiven und negativen Sekundärregelenergie je Produktzeitscheibe von 2008 bis 2010 aufgeteilt in Haupt- und Nebenzeit (regelleistung.net, 2010a).....	50
Abbildung 46:	Durchschnittliche Leistungspreisentwicklung der vorgehaltenen negativen (links) und positiven (rechts) Tertiärregelleistung je Produktzeitscheibe für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010a) .....	50

Abbildung 47:	Durchschnittliche Arbeitspreisentwicklung der negativen (links) und positiven (rechts) Tertiärregelenergie je Produktzeitscheibe für die Jahre 2008 bis 2010 (regelleistung.net, 2010a).....	51
Abbildung 48:	Kostenentwicklung der Regelenergie in Deutschland für 2008 bis 2010; (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010)(50-Hertz, 2010) (regelleistung.net, 2010a).....	52
Abbildung 49:	Anteilmäßige Kostenentwicklung der Regelenergie in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010 entsprechend den Ergebnissen aus Tabelle 7 .....	53
Abbildung 50:	Vorhaltungskosten (links) und Energiekosten (rechts) nach Angaben der BNetzA für die Jahre 2008 und 2009 (Bundesnetzagentur, 2010a S. 201,207) .....	54
Abbildung 51:	Überblick der österreichischen Regelzonen bis Ende 2010 in der linken und ab Jänner 2011 in der rechten Abbildung (Tretter, et al., 2010).....	55
Abbildung 52:	Ausschreibungsverfahren für die Primärregelleistung in Österreich; vgl. (APG, 2010b).....	56
Abbildung 53:	Leistungspreise aus den Ausschreibungsergebnissen der PRL in der Regelzone APG im Jahr 2010 (APG, 2011) .....	57
Abbildung 54:	Ausschreibungsergebnisse der Marketmaker-Auktionen im Jahr 2010 für Werktags (5 Tage)und Wochenenden(2 Tage) mit dazugehörigen Leistungspreisen je Periode (APCS, 2011a) .....	60
Abbildung 55:	Ergebnisse der Auktionen des Kompensationsprogrammes für SRL im Jahr 2010 (APCS, 2011b) .....	61
Abbildung 56:	Regelenergiekosten in der Regelzone APG für die Jahre 2008 bis 2010 (APG, 2011)(APCS, 2010) .....	63
Abbildung 57:	Wöchentliche und tägliche Ausschreibung der Tertiärregelung in der Schweiz für das zweite Halbjahr 2010 (Swissgrid, 2010b) .....	66
Abbildung 58:	Durchschnittliche Leistungspreise aus den täglichen Ausschreibungen für Tertiärregelleistung in der Schweiz für das Jahr 2010. In der linken Abbildung sind die negativen, in der rechten die positiven Ergebnisse dargestellt (Swissgrid, 2010b).....	67
Abbildung 59:	Durchschnittliche Leistungspreise aus den wöchentlichen Ausschreibungen für Tertiärregelleistung in der Schweiz für das Jahr 2010 (Swissgrid, 2010b) .....	67
Abbildung 60:	Kostenreduktionen in der Beschaffung der Schweizer Regelreserven (Niggli, 2010).....	68
Abbildung 61:	Kostenzuteilung der Regelreserven in der Schweiz; vgl. (Bundesamt für Energie, 2008 b) .....	69
Abbildung 62:	Ausgleichs-Preismechanismus zur Verrechnung der beanspruchten Regelenergie in der Schweiz (Swissgrid, 2009).....	70
Abbildung 63:	Verrechnung der Regelenergie mit den jeweiligen Bilanzgruppen.....	71
Abbildung 64:	Implizite Angebotslegung am französischen Ausgleichsmarkt (RTE, 2010b S. 56).....	74
Abbildung 65:	Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes in Frankreich (RTE, 2010c S. 2) .....	75
Abbildung 66:	Durchschnittliche Abrufhöhe der positiven und negativen Ausgleichsenergie für die Jahre 2008 und 2009 (RTE, 2010) .....	76
Abbildung 67:	Durchschnittliche Arbeitspreise im französischem Ausgleichsenergiemarkt für die Jahre 2008 bis 2010 (RTE, 2010) .....	77

Abbildung 68:	Durchschnittlich vorgehaltene Leistung der jeweiligen Regelenergieart in Ungarn für 2010. In der linken Darstellung ist der Bedarf an negativer, in der rechten der Bedarf an positiver Regelreserve dargestellt (MAVIR, 2010b).....	79
Abbildung 69:	Durchschnittliche Leistungspreise der angenommen Angebote je Regelenergieart in Ungarn für das Jahr 2010. In der linken Darstellung sind die Preise der positiven Angebote, in der rechten der negativen Angebote dargestellt (MAVIR, 2010b).....	79
Abbildung 70:	Durchschnittliche Arbeitspreise der angenommen Angebote für Sekundär- und Tertiärregelung in Ungarn für das Jahr 2010. In der linken Darstellung sind die Preise der negativen, in der rechten die Preise der positiven Angebote dargestellt (MAVIR, 2010b) .....	80
Abbildung 71:	Monatliche Regelenergiekosten in Ungarn für das Jahr 2009 (MAVIR, 2010b).....	80
Abbildung 72:	Zusammensetzung der Regelenergiekosten für das Jahr 2009 (MAVIR, 2010b).....	81
Abbildung 73:	Durchschnittliche Preise für Primärregelung im Jahr 2010.....	82
Abbildung 74:	Durchschnittliche Preis für Sekundär- und Tertiärregelleistung für das Jahr 2010 (* SRL-Preise der Regelzone APG basieren auf Schätzungen) .....	83
Abbildung 75:	Durchschnittliche Preise für Sekundär- und Tertiärregelenergie für das Jahr 2010.....	83
Abbildung 76:	Durchschnittliche Leistungs- und Arbeitspreis der Sekundärregelung der verschiedenen Länder für das Jahr 2010.....	84
Abbildung 77:	Durchschnittliche Leistungs- und Arbeitspreis der Tertiärregelung der verschiedenen Länder für das Jahr 2010.....	85
Abbildung 78:	Gegenüberstellung von Ausgleichsenergie- und anderen Märkten sowie Kapazitätsmärkten (ERGEG, 2009 S. 11).....	86
Abbildung 79:	Übertragungskapazitäten einer Leitung (EnBW, 2010b S. 4) .....	88
Abbildung 80:	Energie-Export/Import zwischen zwei Ländern .....	93
Abbildung 81:	Begriff der Konsument- und Produzentenrente (FRONTIER-Economics, 2009 S. 12) .....	94
Abbildung 82:	Auswirkung des Exports auf die Produzenten- und Konsumentenrente in einem Marktgebiet (FRONTIER-Economics, 2009 S. 13) .....	95
Abbildung 83:	Auswirkung von beschränkten Übertragungskapazitäten auf die Konsumenten- und Produzentenrente bei regelzonenübergreifenden Stromhandel (FRONTIER-Economics, 2009) .....	96
Abbildung 84:	Optimale Aufteilung der vorhandenen Übertragungskapazitäten für Regelzwecke oder Energiehandelsgeschäfte; vgl. (ETSO, 2006b S. 38).....	97

### 11.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ausfallshäufigkeiten von Kraftwerken; vgl. (CONSENTEC, 2008 S. 5).....	7
Tabelle 2:	Leistungsgradienten bestimmter Kraftwerkstypen in Prozent bezogen auf die Nennleistung; vgl. (RWE, 2009 S. 3) .....	24
Tabelle 3:	Durchschnittlicher Bedarf an Sekundärregelleistung in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010; Eigene Berechnung basierend auf (regelleistung.net, 2010a) .....	34
Tabelle 4:	Durchschnittlich benötigte Bedarf an Tertiärregelleistung der deutschen ÜNB für die Jahre 2008 und 2010; Eigene Berechnung basierend auf (regelleistung.net, 2010a) .....	36
Tabelle 5:	Durchschnittliche Abrufhöhe der beanspruchten SRL in Deutschland für die Jahre 2008 und 2009; Berechnung basierend auf (50 Hertz, 2011) (Amprion, 2011)(EnBW, 2011)(Tennet, 2011).....	39
Tabelle 6:	Abrufhöhe der beanspruchten TRL in Deutschland für die Jahre 2008 und 2009 (Bundesnetzagentur, 2010a).....	42
Tabelle 7:	Jährliche Kosten der Regelenergie in Deutschland für die Jahre 2008 bis 2010; Berechnungen basierend auf (Amprion, 2010)(EnBW, 2010)(Tennet, 2010) (50-Hertz, 2010)(regelleistung.net, 2010a) .....	53
Tabelle 8:	Jährliche Kosten der Regelenergie in Österreich für die Jahre 2008 bis 2010. (Vorhaltungskosten SRL nicht enthalten); Berechnungen basieren auf (APG, 2011)(APCS, 2010).....	63
Tabelle 9:	Ausgleichsenergiepreismodell in Frankreich (RTE, 2010c S. 4) .....	77

## 11.4 Quellenverzeichnis

**50 Hertz. 2010a.** 50hertz-transmission.net. [Online] 2010a. [Zitat vom: 13. 7 2010.]

[http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm\\_de/1\\_prl\\_59689.pdf](http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm_de/1_prl_59689.pdf).

— **2010b.** 50hertz-transmission.net. [Online] 2010b. [Zitat vom: 13. 7 2010.] [http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm\\_de/2\\_srl\\_59690.pdf](http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xbcr/trm_de/2_srl_59690.pdf).

— **2011.** 50hertz-transmission.net. [Online] 2011. [Zitat vom: 21. 2 2011.] <http://www.50hertz-transmission.net/de/132.htm>.

**A&B. 2011a.** aundb.at. [Online] 2011a. [Zitat vom: 12. 1 2011.]

[http://www.aundb.at/strom/ungewollter\\_austausch.htm](http://www.aundb.at/strom/ungewollter_austausch.htm).

— **2011b.** aundb.at. [Online] 2011b. [Zitat vom: 30. 1 2011.]

[http://www.aundb.at/strom/clearing\\_grundsaeetze.htm](http://www.aundb.at/strom/clearing_grundsaeetze.htm).

— **2011c.** aundb.at. [Online] 2011c. [Zitat vom: 30. 1 2011.]

<http://www.aundb.at/strom/sekundaerregelenergie.htm>.

**Ackermann, Thomas. 2005.** *European Wind Power Integration Experience and the Cell Controller Concept*. 2005.

**Amprion. 2011.** amprion.net. [Online] 2011. [Zitat vom: 21. 2 2011.]

<http://www.amprion.net/ergebnisse>.

— **2010.** amprion.net. [Online] 2010. [Zitat vom: 15. 7 2010.]

<http://www.amprion.net/bilanzkreisfuehrung>.

**APCS. 2011c.** apcs.at. [Online] 2011c. [Zitat vom: 12. 1 2011.]

[http://www.apcs.at/balance\\_energy\\_market/auction\\_ucte/](http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_ucte/).

— **2010a.** apcs.at. [Online] 2010a. [Zitat vom: 19. 10 2010.]

[http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD\\_CENTER/SAMPLES/rules\\_regulations/new\\_version/Anh\\_Ausgleichsenergiebewirtschaftung\\_V12\\_0\\_Clean.pdf](http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD_CENTER/SAMPLES/rules_regulations/new_version/Anh_Ausgleichsenergiebewirtschaftung_V12_0_Clean.pdf).

— **2010.** apcs.at. [Online] 2010. [Zitat vom: 19. 10 2010.] <http://www.apcs.at/>.

— **2011a.** apcs.at. [Online] 2011a. [Zitat vom: 11. 1 2011.]

[http://www.apcs.at/balance\\_energy\\_market/auction\\_market\\_maker/](http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_market_maker/).

— **2011b.** apcs.at. [Online] 2011b. [Zitat vom: 12. 1 2011.]

[http://www.apcs.at/balance\\_energy\\_market/auction\\_sekreg/](http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_sekreg/).

**APG. 2010a.** apg.at. [Online] 2010a. [Zitat vom: 20. 12 2010.]

<http://www.apg.at/apg/de/markt/netzregelung>.

— **2011.** primaerregelleistung.at. [Online] 2011. [Zitat vom: 7. 1 2011.]

<https://www.primaerregelleistung.at/emwebapgricon/startApp.do>.

- **2010b.** regelleistung.at. [Online] 2010b. [Zitat vom: 21. 12 2010.]  
<http://www.regelleistung.at/marktinformationen/teilnahmebedingungen>.
- **2010c.** regelleistung.at. [Online] 2010c. [Zitat vom: 21. 12 2010.]  
<http://www.regelleistung.at/marktinformationen/ablauf>.
- Bauerhofer, Dr.Peter. 2008.** aundb.at. [Online] 2008. [Zitat vom: 19. 8 2010.]  
<http://www.aundb.at/downloads/strom/2%20Leistungsfrequenzregelung.pdf>.
- Brückl, Oliver. 2006.** *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft.* München, Deutschland : s.n., 20. 6 2006.
- Bundesamt für Energie, BFE. 2008 b.** bfe.admin.ch. [Online] 2008 b. [Zitat vom: 14. 10 2010.]  
[http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=de&dossier\\_id=01392](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=de&dossier_id=01392).
- **2008a.** bfe.admin.ch. [Online] 10. 11 2008a. [Zitat vom: 12. 10 2010.]  
[http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?dossier\\_id=04125&lang=de](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?dossier_id=04125&lang=de).
- Bundesnetzagentur. 2010.** bundesnetzagentur.de. [Online] 16. 3 2010. [Zitat vom: 30. 9 2010.]  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss\\_BK6-08-111.pdf;jsessionid=672A4F914CFDA7E0477EB5954C31491A](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss_BK6-08-111.pdf;jsessionid=672A4F914CFDA7E0477EB5954C31491A).
- **2010c.** bundesnetzagentur.de. [Online] 16. 3 2010c. [Zitat vom: 30. 9 2010.]  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss\\_BK6-08-111.pdf;jsessionid=672A4F914CFDA7E0477EB5954C31491A](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151144/publicationFile/5950/Beschluss_BK6-08-111.pdf;jsessionid=672A4F914CFDA7E0477EB5954C31491A).
- **2008a.** bundesnetzagentur.de. [Online] 4 2008a. [Zitat vom: 12. 8 2010.]  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/35868/publicationFile/1747/StatistikberichtEEG2006\\_Id17347pdf.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/35868/publicationFile/1747/StatistikberichtEEG2006_Id17347pdf.pdf).
- **2010a.** bundesnetzagentur.de. [Online] 2010a. [Zitat vom: 26. 1 2011.]  
<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/191676/publicationFile/9294/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf>.
- **2010a.** eon-netz.com. [Online] 2010a. [Zitat vom: 13. 7 2010.] [http://www.eon-netz.com/pages/ehn\\_de/Veroeffentlichungen/Berichte-Service/Netzzugang/pdf\\_netzzugang/SRL.pdf](http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/Berichte-Service/Netzzugang/pdf_netzzugang/SRL.pdf).
- **2008b.** neue-energieanbieter.de. [Online] 2008b. [Zitat vom: 14. 7 2010.] [http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20080509\\_beschluss\\_ueber\\_einfuehrung\\_negativer\\_strompreise.pdf](http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20080509_beschluss_ueber_einfuehrung_negativer_strompreise.pdf).
- CONSENTEC. 2008.** *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs.* Aachen, Deutschland : s.n., 12. 10 2008.
- Duepmann, Heinrich. 2010.** solidaritaet.com. [Online] 2010. [Zitat vom: 24. 9 2010.]  
<http://www.solidaritaet.com/neuesol/2010/15/duepmann.htm>.

**E-Bridge, TU Dortmund. 2009.** bundesnetzagentur.de. [Online] 31. 8 2009. [Zitat vom: 30. 9 2010.] [http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151484/publicationFile/6058/Gutachten\\_optimierte\\_Ausregelung\\_ZNR.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/151484/publicationFile/6058/Gutachten_optimierte_Ausregelung_ZNR.pdf).

**E-Control. 2010.** e-control.at. [Online] 2010. [Zitat vom: 17. 8 2010.] <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/ausgleichsenergie>.

— **2010.** e-control.at. [Online] 20. 12 2010. [Zitat vom: 12. 1 2011.] [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-Novelle-2011\\_konsolidierte-Fassung.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-Novelle-2011_konsolidierte-Fassung.pdf).

— **2007.** e-control.at. [Online] 18. 12 2007. [Zitat vom: 12. 1 2011.] [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/CF\\_V\\_Strom%20konsolidierte%20FassungDez2007.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/CF_V_Strom%20konsolidierte%20FassungDez2007.pdf).

— **2008 .** e-control.at. [Online] 2008 . [Zitat vom: 16. 8 2010.] <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-b-20081027-v2.pdf>.

— **2009b.** e-control.at. [Online] 2009b. [Zitat vom: 8. 11 2010.] <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/e-control-marktbroschuere-2009.pdf>.

— **2009a.** e-control.at. [Online] 22. 4 2009a. [Zitat vom: 12. 1 2011.] <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elwog-bgbl1-112-2008.pdf>.

**EnBW. 2011.** [Online] 2011. [Zitat vom: 20. 2 2011.] <http://www.enbw-transportnetze.de/strommarkt/regelenergie/einsatz-regelenergie/>.

— **2010b.** enbw.com. [Online] 2010b. [Zitat vom: 20. 12 2010.] [http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/Allgemeines\\_Kapazitaetsberechnungsmoedell.pdf](http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/Allgemeines_Kapazitaetsberechnungsmoedell.pdf).

— **2010a.** enbw.com. [Online] 2010a. [Zitat vom: 16. 7 2010.] <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreisabrechnung/index.jsp>.

**ENTSO-E. 2009, Policy1.** entsoe.eu. [Online] 19. 3 2009, Policy1. [Zitat vom: 18. 8 2010.] [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/oh/Policy1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf).

**ERGEG. 2009.** energy-regulators.eu. [Online] 9. 9 2009. [Zitat vom: 1. 2 2011.] [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_ERGEG\\_PAPERS/Guidelines%20of%20Good%20Practice/Electricity/E09-ENM-14-04\\_RevGGP-EBMI\\_2009-09-09.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Guidelines%20of%20Good%20Practice/Electricity/E09-ENM-14-04_RevGGP-EBMI_2009-09-09.pdf).

**ETSO. 2006a.** energy-community.org. [Online] 22. 6 2006a. [Zitat vom: 8. 12 2010.] <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/55868.PDF>.

— **2006b.** entsoe.eu. [Online] 17. 5 2006b. [Zitat vom: 28. 1 2011.] [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/ntc/archive/Report%20BM.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/Report%20BM.pdf).

**FRONTIER-Economics. 2009.** energinorge.no. [Online] 9 2009. [Zitat vom: 19. 10 2010.]  
<http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/Om%20Energi%20Norge/IN%20ENGLISH/Frontier%20social%20welfare.pdf>.

**Gicquel, Antoine. 2008.** erranet.org. [Online] 2008. [Zitat vom: 24. 11 2010.]  
<http://www.erranet.org/index.php?name=OE-eLibrary&file=download&id=5830&keret=N&showheader=N>.

**Hofreither. 1999.** boku.ac.at. [Online] 1999. [Zitat vom: 6. 2 2011.]  
[http://www.boku.ac.at/wpr/fohlen/AgPOLII\\_1/sld001.htm](http://www.boku.ac.at/wpr/fohlen/AgPOLII_1/sld001.htm).

**K.U.Leuven-ESAT/Electa. 2009.** ec.europa.eu. [Online] 2 2009. [Zitat vom: 1. 2 2011.]  
[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/2009\\_balancing\\_markets.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2009_balancing_markets.pdf).

**Kernenergie, Informationskreis. 2009.** kernenergie.de. [Online] 2009. [Zitat vom: 23. 9 2010.]  
<http://www.kernenergie.de/kernenergie/documentpool/Service/602atw-betriebsergebnisse-kkw2009.pdf>.

**LBD- Beratungsgesellschaft. 2008.** lichtblick.de. [Online] 11. 04 2008. [Zitat vom: 15. 7 2010.]  
[http://www.lichtblick.de/ufile/080414\\_LBD-Regelzonengutachten.pdf](http://www.lichtblick.de/ufile/080414_LBD-Regelzonengutachten.pdf).

**MAVIR. 2008.** mavir.hu. [Online] 2008. [Zitat vom: 8. 12 2010.]  
[http://www.mavir.hu/c/document\\_library/get\\_file?uuid=570a6894-d924-4e75-bc34-708008646a48&groupId=13831](http://www.mavir.hu/c/document_library/get_file?uuid=570a6894-d924-4e75-bc34-708008646a48&groupId=13831).

— **2010b.** mavir.hu. [Online] 2010b. [Zitat vom: 8. 12 2010.] <http://www.mavir.hu/web/maviren/transparency>.

— **2010a.** mavir.hu. [Online] 2010a. [Zitat vom: 8. 12 2010.] <http://www.mavir.hu/web/maviren/transmission-system-operation1>.

**Monopolkommission. 2010.** www.monopolkommission.de. [Online] 2010. [Zitat vom: 13. 7 2010.]  
[http://www.monopolkommission.de/sg\\_54/s54\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_54/s54_volltext.pdf).

**Niggli, Paul. 2010.** ee.ethz.ch. [Online] 25. 5 2010. [Zitat vom: 14. 10 2010.]  
[http://www.ee.ethz.ch/fileadmin/user\\_upload/eeh/news\\_events/events/S100525\\_ETH\\_Kolloquium\\_Energietechnik\\_SDL.pdf](http://www.ee.ethz.ch/fileadmin/user_upload/eeh/news_events/events/S100525_ETH_Kolloquium_Energietechnik_SDL.pdf).

**Nischler. 2009.** *Engpassmanagement auf grenzüberschreitenden Leitungen.* Graz : s.n., 2009.

**Nord-REG. 2010.** nordicenergyregulators.org. [Online] 5 2010. [Zitat vom: 31. 1 2011.]  
[https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREGreport5\\_2010\\_Balancing.pdf](https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREGreport5_2010_Balancing.pdf).

**OANDA. 2011.** oanda.com. [Online] 2011. [Zitat vom: 28. 1 2011.]  
<http://www.oanda.com/lang/de/currency/historical-rates/>.

**Oswald und Oeding. 2004.** *Elektrische Kraftwerke und Netze.* Berlin : Springer, 2004.

- regelleistung.net. 2010g.** regelleistung.net. [Online] 2010g. [Zitat vom: 16. 7 2010.]  
<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/tarifsystem.jsp>.
- **2010f.** regelleistung.net. [Online] 2010f. [Zitat vom: 14. 7 2010.]  
[https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung\\_mrl.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung_mrl.jsp).
- **2010e.** regelleistung.net. [Online] 2010e. [Zitat vom: 13. 7 2010.]  
[https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung\\_srl.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung_srl.jsp).
- **2010d.** regelleistung.net. [Online] 2010d. [Zitat vom: 13. 7 2010.]  
[https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info\\_regelleistung.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info_regelleistung.jsp).
- **2010b.** regelleistung.net. [Online] 2010b. [Zitat vom: 12. 07 2010.]  
[https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung\\_prl.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/ausschreibung_prl.jsp).
- **2010c.** regelleistung.net. [Online] 2010c. [Zitat vom: 12. 7 2010.]  
<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/publicAusschreibungen/PublicAusschreibungenController.jspf>.
- **2010a.** regelleistung.net. [Online] 2010a. [Zitat vom: 12. 7 2010.]  
[https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info\\_regelleistung.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info_regelleistung.jsp).
- RTE. 2009 Kap. 4.1, S.8.** clients.rte-france.com. [Online] 24. 4 2009 Kap. 4.1, S.8. [Zitat vom: 24. 11 2010.] [http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/24-04-09\\_complet.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/24-04-09_complet.pdf).
- **2010b.** clients.rte-france.com. [Online] 20. 4 2010b. [Zitat vom: 31. 11 2010.] [http://clients.rte-france.com/htm/an/offre/telecharge/regles\\_ma\\_20\\_04\\_2010\\_an.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/an/offre/telecharge/regles_ma_20_04_2010_an.pdf).
- **2010c.** clients.rte-france.com. [Online] 5 2010c. [Zitat vom: 25. 11 2010.] [http://clients.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/balancing\\_mechanism.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/balancing_mechanism.pdf).
- **2010.** clients.rte-france.com. [Online] 2010. [Zitat vom: 31. 11 2010.] [http://clients.rte-france.com/lang/an/clients\\_consommateurs/vie/vie\\_mecanisme.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_consommateurs/vie/vie_mecanisme.jsp).
- **2007.** rte-france.com. [Online] 21. 12 2007. [Zitat vom: 1. 12 2010.] [http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Contrat\\_services\\_systeme\\_trame\\_type\\_2007\\_12\\_21.pdf](http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Contrat_services_systeme_trame_type_2007_12_21.pdf).
- **2010a.** rte-france.com. [Online] 2010a. [Zitat vom: 16. 11 2010.] <http://www.rte-france.com/fr/nous-connaître/qui-sommes-nous/organisation-et-gouvernance/les-statuts>.
- RWE. 2009.** www.rwe.com. [Online] 12 2009. [Zitat vom: 23. 09 2010.]  
<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/394316/data/235582/60487/rwe-power-ag/mediencenter/kernenergie/Download.pdf>.
- Schwab, Adolf J. 2006.** *Elektroenergiesysteme*. Karlsruhe : Springer, 2006.
- Swissgrid. 2011.** swissgrid.ch. [Online] 2011. [Zitat vom: 3. 2 2011.]  
<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/frequency.html>.

- **2009.** swissgrid.ch. [Online] 23. 11 2009. [Zitat vom: 22. 09 2010.]  
[http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/transmission\\_code/docs/D091123\\_TC\\_2010.pdf?set\\_language=de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/transmission_code/docs/D091123_TC_2010.pdf?set_language=de).
- **2010f.** swissgrid.ch. [Online] 16. 12 2010f. [Zitat vom: 3. 2 2011.]  
[https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/media/media\\_releases/2010/documents/D101215\\_MM\\_grenzueberschreitende\\_Beschaffung\\_SDL\\_de.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/media/media_releases/2010/documents/D101215_MM_grenzueberschreitende_Beschaffung_SDL_de.pdf).
- **2010e.** swissgrid.ch. [Online] 2010e. [Zitat vom: 13. 10 2010.]  
[http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/ancillary\\_services/measures/index.html/de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/measures/index.html/de).
- **2010d.** swissgrid.ch. [Online] 2010d. [Zitat vom: 12. 10 2010.]  
[http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/ancillary\\_services/tenders/](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/tenders/).
- **2010c.** swissgrid.ch. [Online] 10. 6 2010c. [Zitat vom: 12. 10 2010.]  
[http://www.swissgrid.ch/power\\_market/grid\\_operation/ancillary\\_services/as\\_documents/document/D100610\\_AS-Products\\_V5R2.pdf?set\\_language=de](http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D100610_AS-Products_V5R2.pdf?set_language=de).
- **2010b.** swissgrid.ch. [Online] 2010b. [Zitat vom: 12. 10 2010.] <http://www.swissgrid.ch/company>.
- **2010a.** swissgrid.ch. [Online] 12. 4 2010a. [Zitat vom: 20. 2 2011.]  
[https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary\\_services/Dokumente/D100412\\_AS-concept\\_V1R0\\_de.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D100412_AS-concept_V1R0_de.pdf).
- Tennet. 2011.** tennetso.de. [Online] 2011. [Zitat vom: 21. 2 2011.]  
[http://www.tennetso.de/pages/tennetso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Einsatz\\_Regelleistung/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Einsatz_Regelleistung/index.htm).
- TIWAG-Netz. 2011a.** tiwag-netz.at. [Online] 2011a. [Zitat vom: 8. 1 2011.] <http://www.tiwag-netz.at/regelzone/index.php>.
- **2011b.** tiwag-netz.at. [Online] 2011b. [Zitat vom: 15. 2 2011.] [http://www.tiwag-netz.at/regelzone/stromnetz/ausschreibung\\_primaerregelleistung/vergabe/index.php](http://www.tiwag-netz.at/regelzone/stromnetz/ausschreibung_primaerregelleistung/vergabe/index.php).
- **2011c.** tiwag-netz.at. [Online] 2011c. [Zitat vom: 15. 1 2011.] [http://www.tiwag-netz.at/regelzone/stromnetz/ausschreibung\\_primaerregelleistung/ausschreibungsergebnisse/index.php](http://www.tiwag-netz.at/regelzone/stromnetz/ausschreibung_primaerregelleistung/ausschreibungsergebnisse/index.php).
- Trade-Wind. 2007.** trade-wind.eu. [Online] 4 2007. [Zitat vom: 24. 11 2010.] [http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/D4.1\\_Summary\\_report\\_of\\_market\\_rules.pdf](http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/D4.1_Summary_report_of_market_rules.pdf).
- Transpower. 2010a.** transpower.de. [Online] 2010a. [Zitat vom: 16. 7 2010.]  
[http://www.transpower.de/pages/tso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreise/Preise\\_fuer\\_Ausgleichsenergie/090527\\_BV\\_Anlage\\_1\\_-\\_Einheitliche\\_Berechnung\\_der\\_Ausgleich-205.pdf](http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreise/Preise_fuer_Ausgleichsenergie/090527_BV_Anlage_1_-_Einheitliche_Berechnung_der_Ausgleich-205.pdf).
- **2010b.** transpower.de. [Online] 2010b. [Zitat vom: 16. 7 2010.]  
[http://www.transpower.de/pages/tso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreise/Preise\\_fuer\\_Ausgleichsenergie/Anlage\\_2\\_Bercksichtigung\\_der\\_nicht\\_wlzbaren\\_Kosten\\_finale.pdf](http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bilanzkreise/Preise_fuer_Ausgleichsenergie/Anlage_2_Bercksichtigung_der_nicht_wlzbaren_Kosten_finale.pdf).

**Tretter, Herbert und Günter, Pauritsch. 2010.** *Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke*. Wien, Österreich : s.n., 6 2010.

**Verstege. 2003.** wind-energie.de. [Online] 19. 11 2003. [Zitat vom: 19. 7 2010.] [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen\\_A-Z/Regelenergie/vortrag\\_regelenergie\\_grundlagen.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Regelenergie/vortrag_regelenergie_grundlagen.pdf).

**VKW-Netz. 2010a.** vkw-netz.at. [Online] 2010a. [Zitat vom: 12. 20 2010.] <http://www.vkw-netz.at/inhalt/at/378.htm>.