

# Demand-Side-Management in Österreich

in Industrie und Gewerbe

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen  
TU Graz

Betreuer:  
DI Dr.techn. Ernst Schmautzer  
DI Christian Elbe

Autor:  
Michael Oberhofer

Institutsvorstand: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 - 7551  
Telefax: (+43 316) 873 - 7553  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

Graz / Mai 2013



## EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig 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)

Englische Fassung:

## STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....  
date

.....  
(signature)

## **Abstract**

For many decades Demand-Side-Management (DSM) has been used in various countries and industrial sectors. The reasons for this are numerous, ranging from supply- and transmission-shortage to cost minimization and integration of renewable energy.

The focus of this thesis is put on the background of DSM, its origin and fields of application. Additionally the DSM potential in Austria's industrial and trade sector is evaluated. Particular emphasis is put on the environment created by the integration of fluctuating resources such as the feed-in of renewable energy. This requires more effort in balancing, but gives the customer a chance to actively participate in this process.

Based on fluctuating feed-ins caused by wind- and solar-energy generation a scenario for the year 2020 was modelled. With the help of the resulting feeding profile the capability of DSM to support the system's stability at reasonable prices is investigated.

## **Kurzfassung**

Das Demand-Side-Management ist eine Maßnahme, die in verschiedenen Ländern und auch bestimmten Industriebereichen bereits seit Jahrzehnten angewandt wird. Die Gründe dafür sind vielfältig und reichen von Versorgungs-, oder Leitungsgespässen bis zur Minimierung der Kosten, aber auch zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien.

Diese Arbeit beschreibt die genauen Hintergründe des Demand-Side-Managements sowie dessen Ursprung und die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten. Daran angeknüpft erfolgt die Erhebung des Demand-Side-Management-Potenzials im österreichischen Industrie- und Gewerbesektor. Besonderer Hauptaugenmerk wird dabei darauf gelegt, dass durch die vermehrte Integration der erneuerbaren Energien mit fluktuierenden Erzeugungsprofilen ein Umfeld geschaffen wird, welches einerseits einen erhöhten Bedarf an Regelenergie nach sich zieht, andererseits aber die Chance bietet, die Verbraucher aktiv in diesen Prozess mit einbinden zu können.

Mit Hilfe eines speziell erstellten Szenarios der Einspeisung fluktuierender Erzeuger für das Jahr 2020 und unter Zuhilfenahme des damit erstellten Einspeiseprofiles wird ermittelt, welchen Beitrag das Demand-Side-Management zur Systemstabilität und zur kostengünstigen Bereitstellung von Regelenergie liefern kann.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1. Vorbemerkungen . . . . .	1
1.2. Energie in Österreich . . . . .	1
1.2.1. Gesamtenergie . . . . .	2
1.2.2. Stromerzeugung . . . . .	3
1.2.3. Stromverbrauch . . . . .	4
1.2.4. Resultierende Aufgabenstellungen . . . . .	7
<b>2. Theoretische Grundlagen und Überblick</b>	<b>9</b>
2.1. Begriffe und Definitionen . . . . .	9
2.1.1. Demand-Side-Management . . . . .	9
2.1.2. Demand Response . . . . .	10
2.1.3. Load Shift . . . . .	10
2.1.4. Lastprofil . . . . .	11
2.2. Generelles zu DSM . . . . .	11
2.2.1. Motivation und Ziele von DSM . . . . .	11
2.2.2. Hemmnisse . . . . .	12
2.2.3. Einsatzgebiete von DSM . . . . .	12
2.2.4. DSM Programme . . . . .	13
2.3. Situation in ausgewählten Ländern . . . . .	13
<b>3. Regelleistung und Prognoseabweichung</b>	<b>16</b>
3.1. Analyse des Ist-Zustandes . . . . .	16
3.1.1. Typischer Tagesverlauf der Sekundärregelung . . . . .	16
3.1.2. Auswirkung von Windenergie auf die Regelleistung . . . . .	18
3.1.3. Statistische Verteilung der Prognoseabweichung . . . . .	20
3.2. Kompensation prognosebedingter Fehlbilanzen . . . . .	21
3.2.1. Regelleistung im Netzverbund Continental Europe der ENTSO-E . . . . .	21
3.2.2. Situation in Österreich . . . . .	24
3.2.3. Situation in Deutschland . . . . .	25
3.3. Künftige Entwicklung im 2020 Szenario . . . . .	26
3.3.1. Szenario . . . . .	26
3.3.2. Vorgangsweise zur Erstellung des Lastgangs . . . . .	27
3.3.3. Durchführung der Analyse . . . . .	29
3.3.4. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse . . . . .	32
<b>4. Erhebung des Lastverschiebungspotenzials</b>	<b>34</b>
4.1. Allgemeines . . . . .	34
4.1.1. Verschieben von Lasten . . . . .	35

4.1.2.	Verschiebbare Prozesse . . . . .	35
4.1.3.	Anwendungsgebiete in Österreich . . . . .	35
4.1.4.	Systematik der Erhebung und Randbedingungen . . . . .	36
4.2.	Potenziale im Einzelnen . . . . .	37
4.2.1.	Kühlhäuser . . . . .	37
4.2.2.	Lebensmitteleinzelhandel . . . . .	38
4.2.3.	Luftzerlegung . . . . .	40
4.2.4.	Wasserversorgung . . . . .	41
4.2.5.	Chlor-Alkali-Elektrolyse . . . . .	43
4.2.6.	Stahlindustrie . . . . .	44
4.2.7.	Nichteisen-Metallindustrie . . . . .	45
4.2.8.	Zementindustrie . . . . .	46
4.3.	Kumuliertes Lastverschiebungspotenzial in Österreich . . . . .	47
<b>5.</b>	<b>Anwendung der Lastverschiebung</b>	<b>48</b>
5.1.	Teilnahme am Regenergiemarkt . . . . .	48
5.1.1.	Sekundärregelung . . . . .	48
5.1.2.	Tertiärregelung . . . . .	50
5.2.	Ausgleich der Prognoseabweichung . . . . .	52
5.2.1.	Kennwerte der Prognoseabweichung . . . . .	52
5.3.	Kostenbetrachtung . . . . .	54
5.3.1.	Kosten der Wirkeinrichtung . . . . .	54
5.3.2.	Kosten der Leistungsbereitstellung . . . . .	54
5.4.	Realisierungsmöglichkeiten . . . . .	55
5.4.1.	Kühlhäuser . . . . .	55
5.4.2.	Lebensmitteleinzelhandel . . . . .	58
5.4.3.	Luftzerlegung . . . . .	58
5.4.4.	Wasserversorgung . . . . .	58
5.4.5.	Chlor-Alkali-Elektrolyse . . . . .	59
5.4.6.	Stahlindustrie . . . . .	59
5.4.7.	NE-Metallindustrie . . . . .	60
5.4.8.	Zementindustrie . . . . .	60
<b>6.</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>61</b>
<b>A.</b>	<b>Anhang</b>	<b>A1</b>

# 1. Einleitung

Das Umdenken in der Energiewirtschaft und Politik sowie technologische Fortschritte machten es möglich, dass alternative Techniken zur Erzeugung elektrischer Energien seit der Jahrtausendwende stetig an Bedeutung gewinnen. Häufigste Vertreter sind Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die mittlerweile schon fester Bestandteil des Energiesystems sind und erneuerbare Energien zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken produzieren diese Anlagen je nach Dargebot der umzuwandelnden Energieform (Wind, Sonne) und nicht wie bisher üblich der Nachfrage entsprechend. Aufgrund dieser Tatsache müssen für ein funktionierendes Stromsystem, bei dem Erzeugung und Verbrauch immer im Einklang sein müssen, Prognosen für die Erzeugung erstellt werden. Da diese im Wesentlichen auf Wetterdaten basieren, gibt es Unsicherheiten in der Vorhersage und infolgedessen kommt es zu Prognoseabweichungen in der Erzeugung. Genau diese rufen dann Ausgleichsmaßnahmen auf den Plan, die im Allgemeinen aber teurer und unwirtschaftlich sind. Durch ein Umdenken der Marktteilnehmer, insbesondere der Verbraucher, den Strombezug flexibler zu gestalten, könnten neue Möglichkeiten für den Ausgleich geschaffen werden. Das Themengebiet Demand-Side-Management widmet sich der Beeinflussung des Stromverbrauchs auf Verbraucherseite und wird hier vorgestellt.

## 1.1. Vorbemerkungen

Diese Arbeit zeigt als eine der ersten die Situation und Potenziale für Demand-Side-Management im österreichischen Industrie- und Gewerbesektor und untersucht mögliche Anwendungsgebiete. Dabei werden die Haushalte bewusst außen vor gelassen, da dafür schon einige Studien existieren und ein vergleichsweise hoher technischer Aufwand zur Realisierung vonnöten ist. Die Fülle an Daten, die in Kapitel 4 angegeben wird, wurden teils mühevoll zusammengetragen, stellen aber jeweils nur Richtwerte dar und sind oftmals Ergebnisse von Schätzungen. Eine exakte Beurteilung ist auch nicht der Hintergrund dieser Arbeit, die als Übersicht und erster Einblick in das komplexe Thema zu verstehen ist.

## 1.2. Energie in Österreich

Zum allgemeinen Verständnis über das Thema Energie in Österreich widmet sich dieses Kapitel der Aufbringung, Erzeugung und dem Einsatz von Energie. Im ersten Punkt wird Aufschluss über die Gesamtenergie gegeben, der zweite gibt einen kurzen Einblick über die Stromerzeugung im Speziellen, gefolgt vom Einsatz des Stromes zum Schluss.

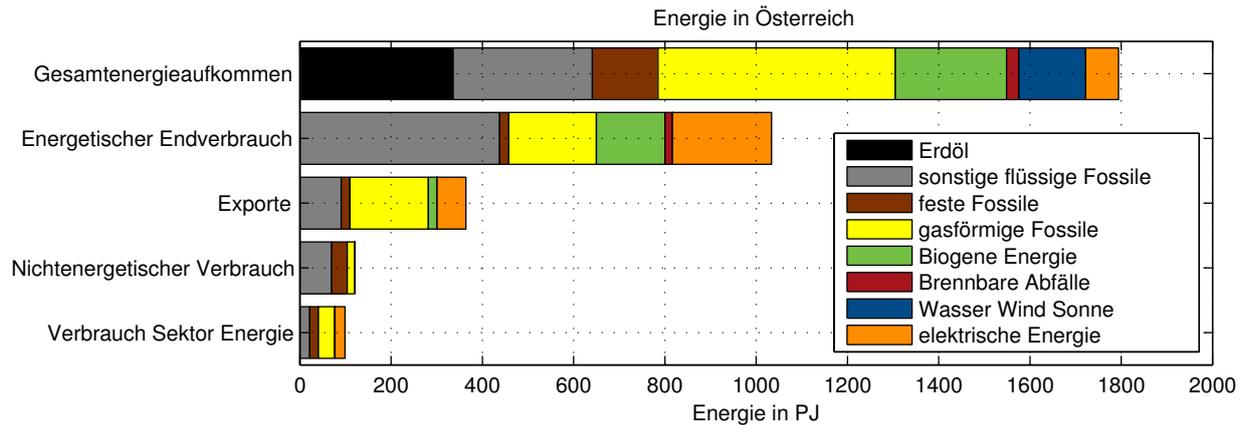


Abbildung 1.1.: Gesamtenergieaufkommen und Verbrauch in Österreich 2010 [10]

### 1.2.1. Gesamtenergie

Die Gesamtenergie versteht sich als Zusammenfassung aller Energieträger, die in einem Betrachtungszeitraum (meist ein Jahr) aufgebracht, umgewandelt und eingesetzt bzw. verbraucht werden. In Abb. 1.1 ist der Energiehaushalt in Österreich wiedergegeben. Das *Gesamtenergieaufkommen* wird durch Importe, Lagerhaltung und Eigenproduktion gedeckt.

#### Importe

Den größten Anteil an Importen machen fossile gasförmige Energieträger (Erdgas) mit 431 PJ aus, gefolgt von Erdöl mit 288 PJ und anderen flüssigen fossilen Energieträgern (291 PJ). Weiters werden alle festen fossilen Energieträger (sprich Kohle) aus dem Ausland bezogen (124 PJ). Schlusslichter sind elektrische Energie (72 PJ) und biogene Energieträger (Biomasse) mit 39 PJ [10].

#### Eigenproduktion

Etwa ein Viertel des Gesamtaufkommens wird durch Eigenproduktion gedeckt. Das sind kleine Anteile fossiler Energieträger (48 PJ Erdöl, 63 PJ Erdgas) sowie größere Anteile an biogenen Energieträgern (206 PJ) und Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie (146 PJ) [10].

#### Verbrauch

Beim Verbrauch unterscheidet die Statistik Austria zwischen *energetischem Endverbrauch*, *nichtenergetischem Verbrauch* sowie dem *Verbrauch des Sektors Energie*. Der mit 1.119 PJ größte Teil wird dem energetischen Endverbrauch zugeordnet. Dies kann die Verbrennung von Kraftstoffen in einem KFZ-Motor zu Fortbewegungszwecken sein, die Verbrennung von Erdgas in einem Heizkessel zur Bereitstellung von Raumwärme oder aber die Nutzung elektrischer Energie für Informationssysteme. Ein weiterer Posten ist der nichtenergetische

Verbrauch (120 PJ), wobei die Energienutzung des Energieträgers nicht im Vordergrund steht, sondern andere Zwecke erfüllt. Beispiele sind der Einsatz von Erdölderivaten in der Kunststoffindustrie oder Koks als Kohlenstofflieferant für die Stahlproduktion. Der Verbrauch des Sektors Energie (105 PJ) fasst den Energieaufwand zur Förderung und Aufbereitung sowie Transport von Energie zusammen [10].

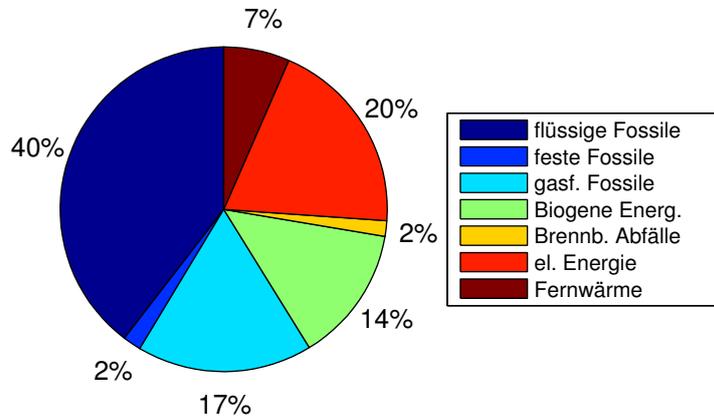


Abbildung 1.2.: Endenergieverbrauch in Österreich 2010 [10]

### 1.2.2. Stromerzeugung

Nach dem groben Abriss über die Gesamtenergie in Österreich folgen nun Details im Bereich der elektrischen Energie. Bedingt durch die topografischen Gegebenheiten hat die Wasserkraft in Österreich einen besonderen Stellenwert. Es gibt eine bemerkenswerte Anzahl von Wasserkraftwerken in allen Größenklassen und Ausführungsformen. Die zugehörigen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind durch ihren systemischen Wert besonders wertvoll, da sie Spitzenlaststrom liefern können und falls als Pumpspeicher ausgeführt, auch Strom in Form von potentieller Energie speichern können. Ergänzt wird die Wasserkraft durch klassische Wärmekraftwerke, die mittels Erdgas, Steinkohle oder Schweröl befeuert werden. Dabei sind die größeren Vertreter großteils als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) ausgeführt und liefern somit auch Wärme in Form von Fernwärme. Die Gaskraftwerke arbeiten zum größten Teil als sogenannte Kombinationskraftwerke, wobei einer Gasturbine ein Abhitzekeessel nachgeschaltet ist, der die heißen Abgase der Gasturbine in Wasserdampf umwandelt und einer Dampfturbine zuführt und somit den Gesamtwirkungsgrad steigert. Einen vergleichsweise kleinen Teil stellen die weiteren erneuerbaren Energien wie Wind, Photovoltaik und Biogas dar. Details können aus Abbildung 1.3 entnommen werden.

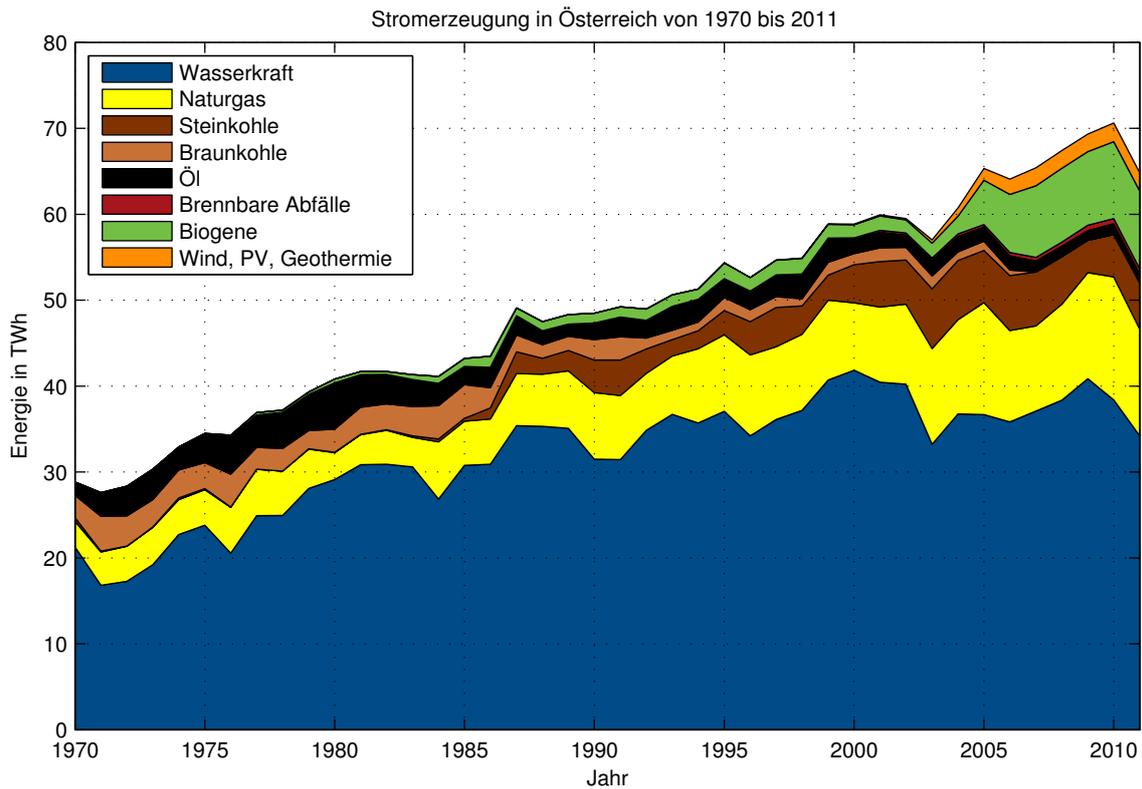


Abbildung 1.3.: Stromerzeugung in Österreich von 1970 bis 2011 nach Energieträger [11]

### 1.2.3. Stromverbrauch

Für Vergleichszwecke ist es nützlich, den Stromverbrauch in verschiedene Verbrauchsgruppen zu gliedern. Dies kann auf ganz unterschiedliche Weise geschehen, hier wurde die Darstellung der Statistik Austria gewählt, einmal nach Anwendung und einmal nach Sektoren.

#### Nach Anwendung

Die in Abbildung 1.4 skizzierten Verbräuche sind dabei je nach Anwendung angegeben. Mit 27,8 TWh oder 46% ist der Anteil der Standmotore der deutlich größte, dies ist auf die besonders vorteilhafte Anwendung der elektrischen Energie für Antriebszwecke zurückzuführen. Unter dem Begriff *Standmotoren* sind alle rotierenden elektrischen Maschinen zusammengefasst, die überall dort im Einsatz sind, wo keine Traktionsaufgaben erfüllt werden. Dies sind beispielsweise Pumpen, Förderanlagen, Ventilatoren oder Kompressoren. Auf dem zweiten Platz sind die *Industrieöfen* mit einem Jahresstromverbrauch von 12,8 TWh (21,1%). Der dritte Platz geht an *Beleuchtung und EDV* mit 8,7 TWh (14,5%). Knapp dahinter rangiert die Anwendung *Raumheizung und Klimaanlage* die sich mit 7,3 TWh (12%) zu Buche schlägt. Die für *elektrische Traktion* aufgewendete Energie beträgt 3,5 TWh (5,7%) und umfasst den Bedarf von elektrischen Bahnen. Die beiden Schlusslichter *Dampferzeugung* und *Elektrochemische Zwecke* verbrauchen 0,2 TWh bzw.

0,1 TWh.

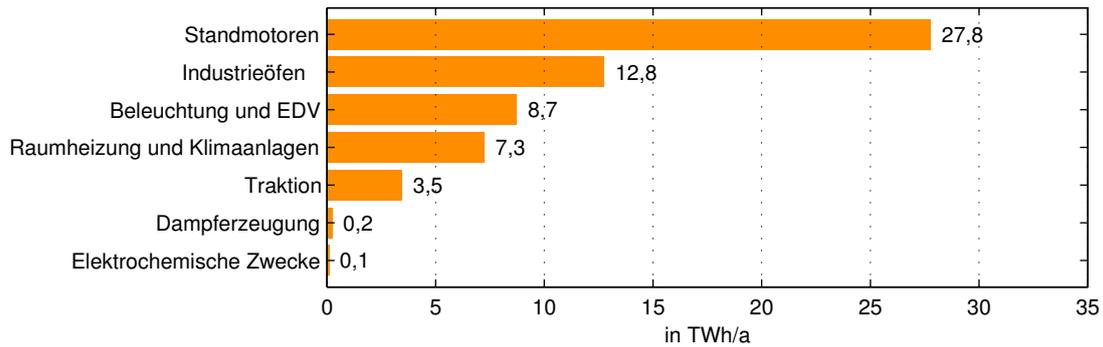


Abbildung 1.4.: Stromverbrauch nach Anwendung in Österreich im Jahr 2010 [9]

### Nach Sektor

Eine Aufteilung nach Sektoren stellt Abb. 1.5 dar. Die *Privaten Haushalte* sind dabei mit 17,1 TWh an der Spitze zu finden. Der zweite große Posten ist *Öffentliche und Private Dienstleistungen*, dem ein Stromverbrauch von 15,8 TWh zugerechnet wird. Darunter fallen alle nicht-produzierenden Betriebe (Handel, Finanzwesen, Spedition uvm.) sowie öffentliche Einrichtungen wie Schulen, Verwaltungen und Krankenhäuser. Eine detailliertere Aufschlüsselung ist im produzierenden Bereich gegeben: Dabei ist der Sektor *Papier und Druck* bedingt durch die große Anzahl an Papierfabriken Spitzenreiter im Land. Alle weiteren Bereiche können der Abbildung 1.5 entnommen werden (Quelle).

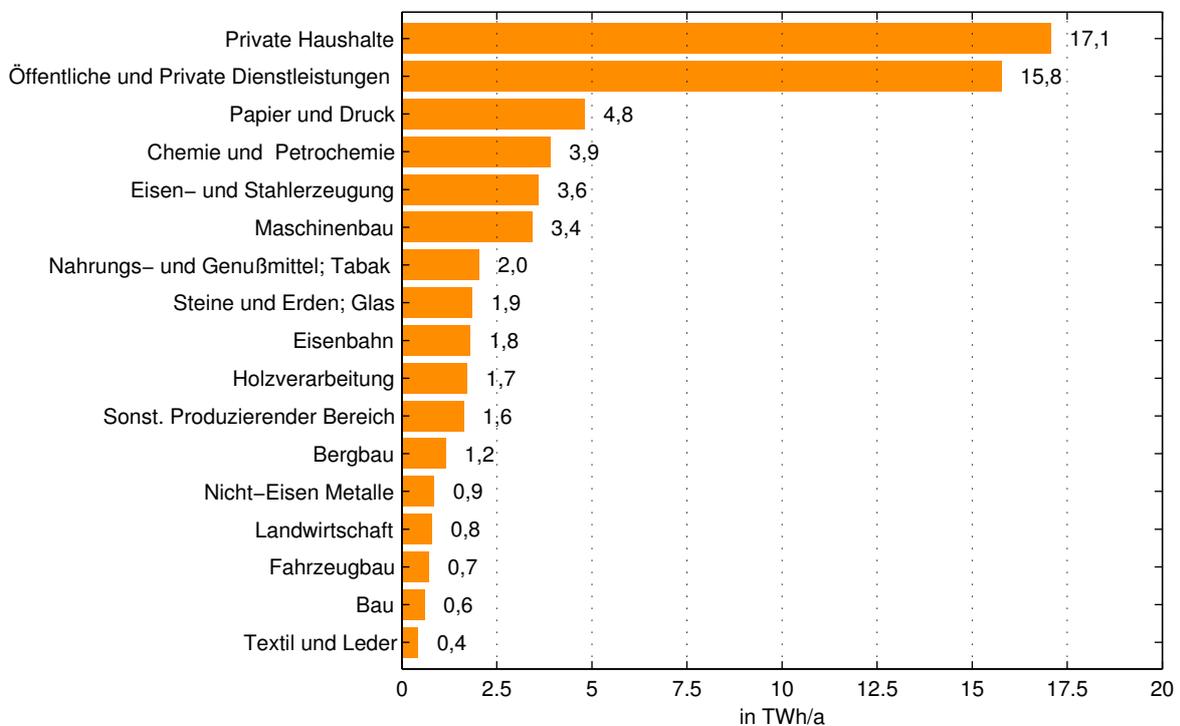


Abbildung 1.5.: Stromverbrauch nach Sektor in Österreich im Jahr 2010 [9]

## Lastgang und Dauerlinie

Um mit den typischen Eigenschaften des österreichischen Stromverbrauchs vertraut zu werden, zeigen die nachfolgenden Grafiken eine Auswahl an gebräuchlichen Darstellungen.

Zunächst folgt die Darstellung des Jahreslastgangs (Abb. 1.6), der auch Ausgangspunkt für die weiteren Abbildungen ist. Dabei sind die jeweiligen Tagesmittelwerte eines Jahres chronologisch aufgetragen. Auf den ersten Blick ersichtlich ist der periodische Verlauf im Wochenrhythmus, bedingt durch die allgemein geringe Tätigkeit von Industrie und Gewerbebetrieben an Wochenenden. Die zweite erkennbare Eigenschaft ist der jahreszeitliche Einfluss: Im Sommer ergibt sich ein deutlich geringerer Stromverbrauch als im Winter. Zurückzuführen ist dies auf den vermehrten Beleuchtungseinsatz, sowie elektrische Heizungen (auch Wärmepumpenheizungen) im Winter, demgegenüber steht die teilweise verringerte Produktion von Industriebetrieben in den Sommermonaten.

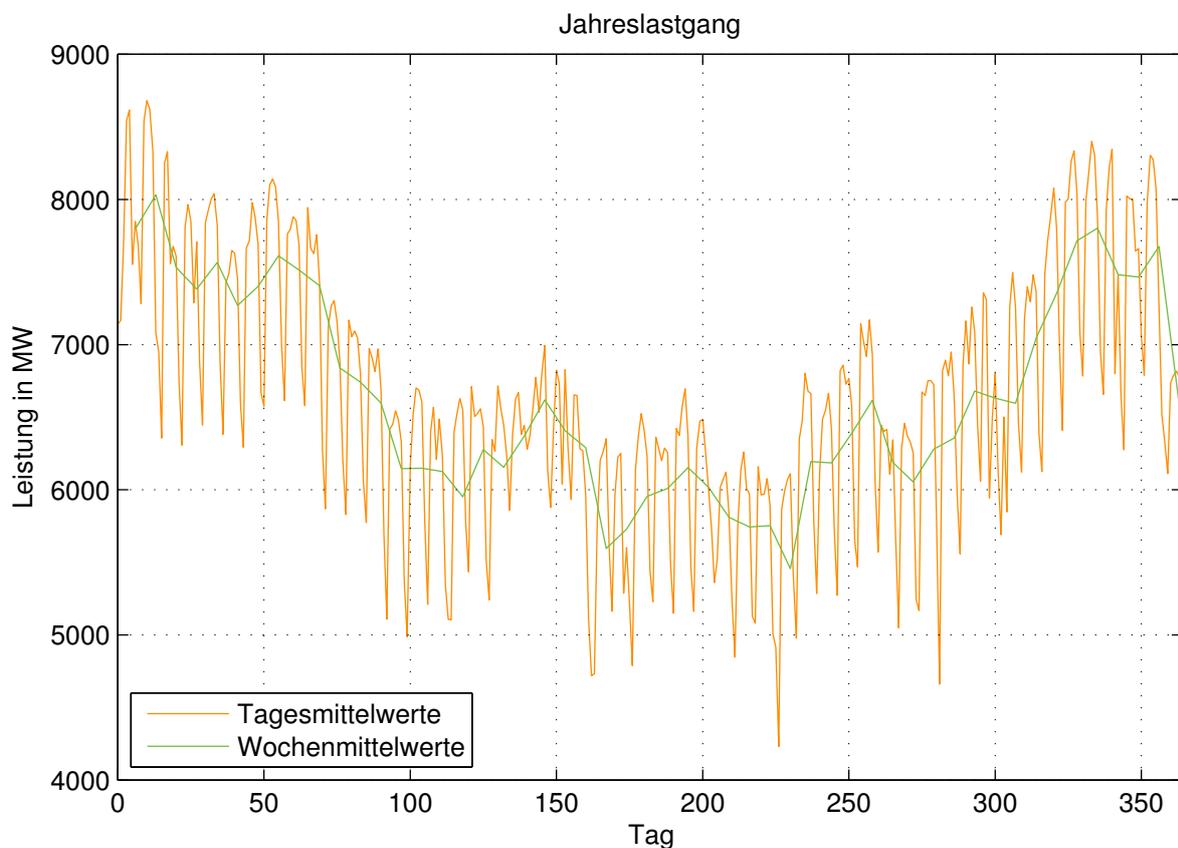


Abbildung 1.6.: Jahreslastgang in Österreich 2011 [6]

Um ein detaillierteres Bild vom Stromverbrauch an einem Tag zu bekommen, ist in Abb. 1.7 der Lastgang an einem durchschnittlichen Tag im Jahr dargestellt. Um den Werktag/Wochenend-Effekt besser zu erkennen, sind Werktag, Samstag und Sonntag als separate Linien eingezeichnet. Hier ist nochmal deutlich der Unterschied zwischen Werktagen und Samstag/Sonntag zu erkennen. Auffallend dabei ist, dass die Last in den Nachtstunden bei weitem nicht so stark voneinander abweicht wie tagsüber. An jedem Tag ist außerdem eine ausgeprägte Mittagsspitze zu sehen, sowie ein Anstieg in den frühen Abendstunden. Eine Begründung hierfür ist in der Essenszubereitung, die vorwiegend mit elektrischer Energie erfolgt, zu finden.

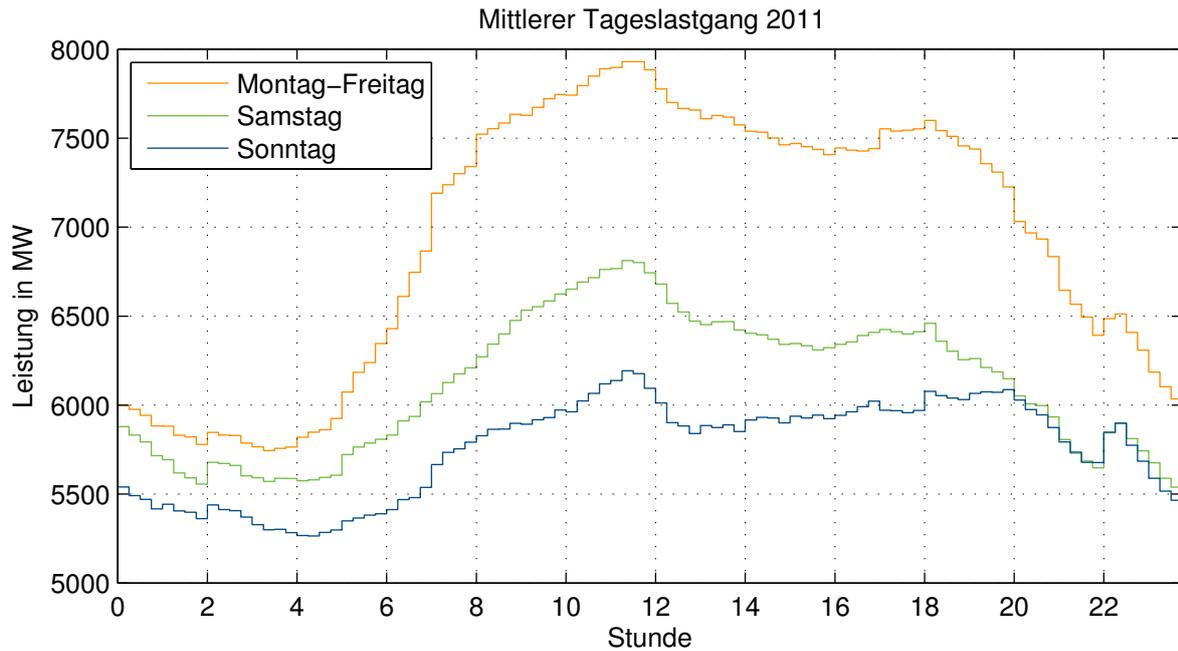


Abbildung 1.7.: Tageslastgang in Österreich 2011 [6]

Eine weitere Darstellungsmöglichkeit ist die Dauerlinie. Diese setzt sich aus den absteigend sortierten 1/4-h-Leistungsmittelwerten zusammen und gibt darüber Aufschluss, wie lange welche Leistung in einem Zeitraum (meist Jahr) benötigt wird. Beispielsweise wird eine Leistung größer als 8000 MW nur an etwa 50 Tagen im Jahr benötigt, und eine Leistung von 4000 MW (Grundlast) das ganze Jahr über.

#### 1.2.4. Resultierende Aufgabenstellungen

- Untersuchung der Regelenergie und der Prognoseabweichung von dargebotsabhängigen Erzeugern und deren Entwicklung
- Erhebung des Lastverschiebungspotenzials zur Reduktion prognosebedingter Abweichungen der Erzeugung
- Analyse des Lastverschiebungspotenzials und der Kosten

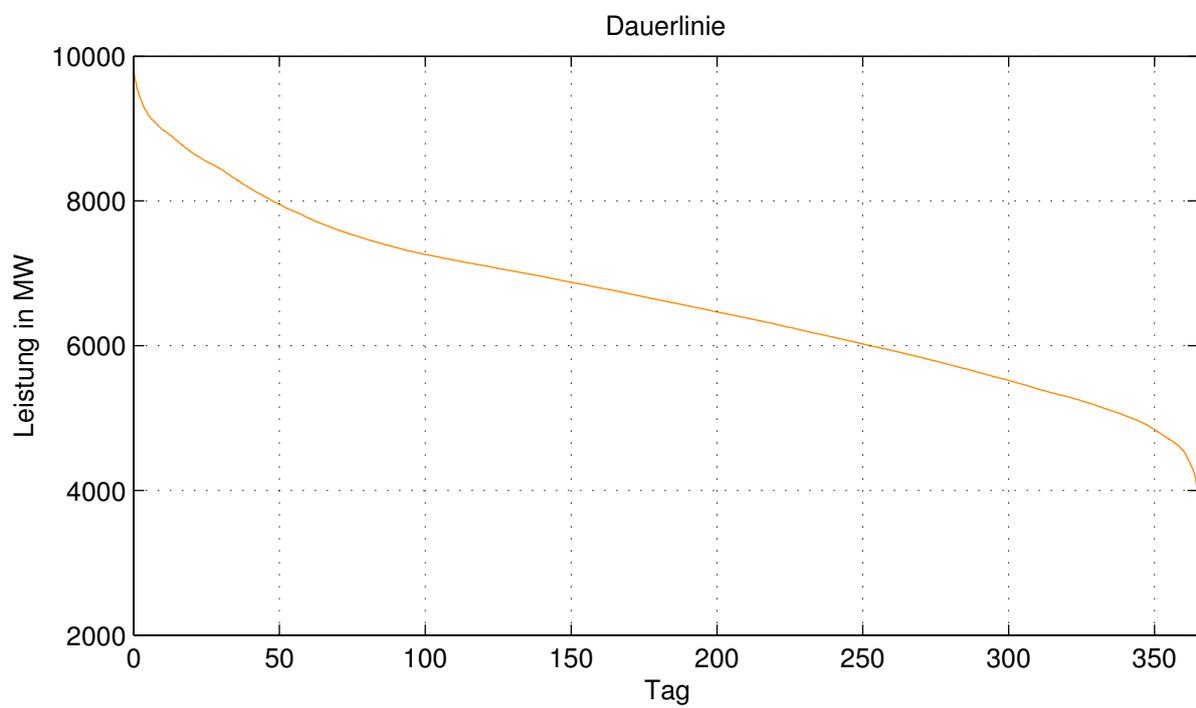


Abbildung 1.8.: Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs 2011 [6]

## 2. Theoretische Grundlagen und Überblick

In diesem Kapitel soll der theoretische Hintergrund von Demand-Side-Management beleuchtet werden, sowie dessen möglichen Einsatzgebiete. Zunächst werden die in der Literatur genannten Begriffe vorgestellt, anschließend die aktuelle Situation und die Beweggründe für einen Einsatz von DSM in ausgewählten Ländern erläutert.

### 2.1. Begriffe und Definitionen

Zur Abgrenzung der einzelnen Begriffe folgt hier eine kurze Auflistung der in der Fachliteratur verwendeten Begriffe, welche aber leider immer öfters im falschen Kontext verwendet werden, da sie als Synonyme verstanden werden.

#### 2.1.1. Demand-Side-Management

Das Demand-Side-Management (DSM), in Deutsch *nachfrageseitiges Management* oder *Lastmanagement* ist der Überbegriff für die hier behandelte Thematik.

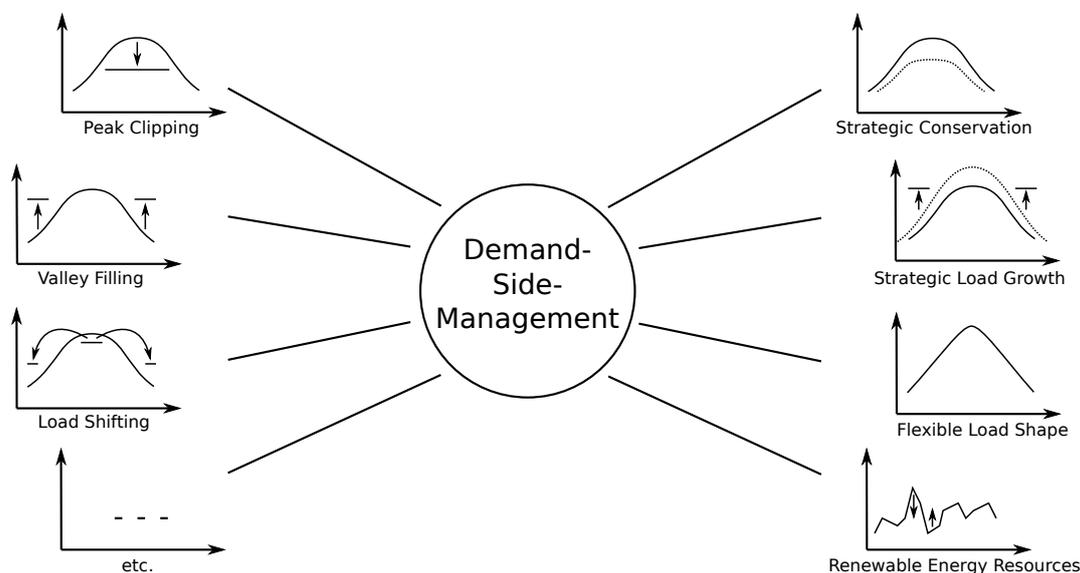


Abbildung 2.1.: Facetten von Demand-Side-Management [28]

In Abbildung 2.1 werden die unterschiedlichen Ausprägungen von DSM dargestellt. Eine häufig diskutierte Maßnahme ist das **Peak Clipping**, also das Abschneiden der Spitze ohne Verlagerung wie z.B. bei Klimaanlage durch Erhöhung der Soll-Raumtemperatur.

Diese, auch *Load Shedding* genannte Methode, ist immer dann eine Überlegung wert, wenn der Grenznutzen eines Produkts kleiner als dessen Grenzkosten (abhängig von den Energiekosten) ist [42]. Eine andere Maßnahme zur Glättung des Lastprofils ist **Valley Filling**, also das Auffüllen von Lasttälern ohne Verlagerung, wie beispielsweise die Umstellung der Produktion auf Schichtbetrieb. Beim **Load Shifting** hingegen wird die Last verlagert, von einer charakteristischen Spitze in ein Tal oder von einem beliebigen Zeitpunkt zu einem anderen, die Energiesumme bleibt erhalten. Unter **Strategic Conversation** versteht man die technologische Lastverminderung zu allen Zeitpunkten. Beispiel: Energieeffizienzmaßnahmen. Beim **Strategic Load Growth** vergrößert sich der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt. Beispiel: Vermehrte Ansammlung von Industriebetrieben oder aufstrebender Wohlstand. Eine letzte hier vorgestellte Möglichkeit ist **Flexible Load Shape**, ein flexibler Lastverlauf. Beispiel: Anpassung des Verbrauchs an aktuelle Preise. Zusätzlich zu den bereits genannten Begriffen, kommt noch eine Erweiterung in Form von **Renewable Energy Resources** hinzu die darauf abzielt, den Verbrauch stärker an die Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu binden.

### 2.1.2. Demand Response

Eine Definition von Demand Response gemäß U.S. Department of Energy lautet:

Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized [23].

Demnach kann Demand Response als Reaktion auf eine DSM-Maßnahme interpretiert werden. Ein Beispiel hierfür ist die Abweichung vom üblichen Verhalten eines Stromkunden und der Erzeugung als Reaktion auf eine Preisänderung.

Eine weitere Definition:

Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst [46].

### 2.1.3. Load Shift

Wie schon im Punkt 2.1.1 kurz angesprochen, ist Load-Shift bzw. Lastverschiebung eine DSM-Maßnahme, bei welcher der Verbraucher seinen Leistungsbezug (bzw. einen Teil davon) von einem Zeitpunkt auf einen anderen Zeitpunkt verlagert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Energiebezug über einen definierten Zeitraum annähernd gleich bleibt, also keine generelle Leistungsreduktion stattfindet. Das setzt in den meisten Fällen voraus, dass Speicher im Produktionsprozess vorhanden sind.

Das allgemeine Verständnis von Lastverschiebung ist es, die maximale Leistung zu reduzieren und in Zeiten geringerer Auslastung zu verschieben. Dies hat sich aus der Tarifgestaltung herauskristallisiert, da eine Reduktion der Leistungsspitze zu geringeren

Leistungspreisen führt und somit unmittelbar für das Unternehmen von Nutzen ist. Dabei kann die Lastverschiebung für viele andere Zwecke eingesetzt werden, die aber vom Stromkunden nur mit finanziellen Anreizen von Interesse sind. Weiteres zum Thema in Abschnitt 5.

### 2.1.4. Lastprofil

Zur Charakterisierung von Stromverbräuchen hat sich das Lastprofil durchgesetzt. Dieses Profil stellt den Leistungsverlauf entlang der Zeit für einen bestimmten Zeitraum dar und wird auch gern von Fachleuten zur Energieanalyse für weiterführende Effizienzmaßnahmen genutzt. Mit ein wenig Erfahrung kann aus den Profilen allerhand abgelesen werden und der Stromverbrauch einzelner Komponenten extrahiert werden. Für eine detaillierte Untersuchung der technischen Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von DSM-Maßnahmen, liefert das Lastprofil gute Anhaltspunkte und dient als Ausgangsbasis für weitere Entscheidungen.

## 2.2. Generelles zu DSM

Rund um das Thema Demand-Side-Management existieren zahlreiche Publikationen, die sich mit Vorteilen, Nachteilen sowie Hemmnissen befassen. Dieser Abschnitt soll einen Einstieg in diese Thematik bieten und in Kürze die nötigen Informationen bereitstellen.

### 2.2.1. Motivation und Ziele von DSM

Die Motivation zur Änderung des Verhaltens beim Stromverbrauch kann vielseitig sein, ist aber meist in den geringeren Stromkosten für den Verbraucher zu sehen. Wer davon profitiert und welche Nachteile sich ergeben, ist in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

**Tabelle 2.1.:** Vor- und Nachteile von DSM je nach Netzteilnehmer

	Vorteile	Nachteile
<b>Erzeuger</b>	Geringerer Verschleiß durch schonendere Fahrweise Garantierte Einspeisung der erneuerbaren Energien	Geringere Erlöse von Spitzenlastkraftwerken Preisverfall zu Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung
<b>Übertrager/ Verteiler</b>	Weitere Beschaffungsquelle von Regelenergie Bessere Ausnutzung der Komponenten	Zusätzliche Möglichkeiten bedeuten höheren Aufwand IKT-Aufwand
<b>Verbraucher</b>	Günstigere und flexiblere Tarife	Änderungen im Verbrauchsverhalten notwendig

Gesamtsystemtechnisch gibt es weitere Motive für DSM-Maßnahmen:

- Reduktion der Gesamtsystemkosten durch weniger Reservehaltung von Kraftwerken und Leitungskapazität

- Beseitigung von Engpässen bei Erzeugung und/oder Übertragung
- Zusätzliches Angebot zur Regelenenergiebereitstellung

Das ursprüngliche Ziel im amerikanischen Raum war das Vorantreiben der effizienten Energienutzung und nicht der Verhaltensänderung, denn diese Bevormundung wäre un-amerikanisch [27]. Durch den Einsatz von DSM-Maßnahmen, im Speziellen der Lastverschiebung, geht man von einer Strom-Speicherung zu einer Produkt-Speicherung über, die in vielen Fällen kostengünstiger ist [30].

### 2.2.2. Hemmnisse

Demgegenüber steht eine Vielzahl von Hemmnissen, die eine erfolgreiche Durchdringung von DSM verhindern. An erster Stelle steht dabei die Beschränkung des Stromkunden in seinem Handlungsspielraum. Diese psychologische Hürde ist nur schwer zu überwinden, obwohl die Kooperation durch einen Bonus, in welcher Form auch immer, finanziell abgegolten wird. Ein weiteres Problem sind die vielen Akteure am Strommarkt, die es erschweren, Geschäftsmodelle zu kreieren. Auch die Integration in den Betriebsablauf und die Abrechnung sowie Kostenzuteilung werden problematisch gesehen [46].

### 2.2.3. Einsatzgebiete von DSM

Die Einsatzgebiete von DSM sind vielfältig. Diese gehen von den Haushalten über Industrie und Gewerbe hin zu Dienstleistungsbetrieben. Im Haushaltsbereich, in dieser Arbeit nicht betrachtet, werden die DSM-Möglichkeiten bei automatisierten Geräten wie Kühlschrank, Spülmaschine oder Waschmaschine gesehen. Bedeutend breiter ist das Anwendungsgebiet im Gewerbe- und Industriebereich: Hier können jegliche Prozesse in Betracht gezogen werden, die über Speichermöglichkeiten verfügen oder nicht zeitkritisch sind und daher zu einem anderen Zeitpunkt nachgeholt werden können. Im Gegensatz dazu könnte auch eine verringerte Produktion oder Dienstleistung in Kauf genommen werden, wenn die Refundierung die Kosten deckt. Für einen effizienten Einsatz von DSM sollten die entsprechenden Anlagen schon mit einer Leittechnik ausgerüstet sein, bei der man im Bedarfsfall ohne Einsatz von Arbeitskräften das System entsprechend beeinflussen kann. Durch den allgemein hohen Automatisierungsgrad der heutigen Industrie ist dieser Punkt oft erfüllt. Folgende Anwendungen eignen sich für DSM-Maßnahmen (weitere Details in Kapitel 4)[35]:

- Kühllhäuser: Kälteerzeugung
- Lebensmittelhandel: Kälteerzeugung und Backöfen
- Luftzerlegung: Luftverflüssiger
- Wasserversorgung: Brunnenpumpen
- Chlorherstellung: Chlor-Alkali-Elektrolyse
- Stahlindustrie: Elektro-Lichtbogenöfen und weitere elektrische Öfen
- Nichteisen-Metallindustrie: Kupferelektrolyse

- Zementindustrie: Mahlanlagen
- Gebäudeverwaltung: Klimatisierung (hier nicht behandelt)

### 2.2.4. DSM Programme

Um DSM-Maßnahmen für Stromkunden attraktiv zu gestalten, müssen entsprechende Preismodelle sowie Programme vorhanden und auf den unterschiedlichen Bedarf ausgerichtet sein. Grundsätzlich existieren zwei unterschiedliche Modelle: Incentive-based und Price-based Programme. Dabei sind Incentive-based Programme so zu verstehen, dass dessen Teilnehmer dafür eine Vergütung bekommen, dass sie einen Eingriff in ihr System von außen mittels Kommunikationsanlagen erlauben. Im Gegensatz dazu existieren Price-based Programme, die einen Effekt beim Kunden durch ein Preissignal auslösen. Dazu zählen time-of-use Tarife (Tageszeitabhängige Preise), critical-peak-pricing (Kurzfristige Änderung des Preises) sowie das real-time-pricing (Preise in Echtzeit, Festlegung einen Tag oder eine Stunde vor Wirkung) [31].

## 2.3. Situation in ausgewählten Ländern

Dieser letzten Punkt des Kapitels beschäftigt sich mit einigen Beispielen und Bestrebungen rund um das Thema DSM in verschiedenen Ländern.

### Österreich

In Österreich ist DSM kein großes Thema. Hier wird allgemein an Effizienz appelliert und die Senkung des Stromverbrauchs als Ziel gesehen. Es existieren zwar unterbrechbare Tarife, diese werden aber überwiegend im Haushaltsbereich bei Warmwasserbereitern und Elektroheizungen angewandt. Durch die Angleichung der Preise ergibt sich aber für den Anwender kaum noch eine Ersparnis und außerdem werden diese Anwendungen nach und nach durch Alternativen ersetzt. Für Großabnehmer von Strom (über 100.000 kWh p.a.) sind die Netzentgelte in vier verschiedene Gruppen festgelegt: Sommer und Winter sowie jeweils Hoch- und Niedertarifzeit, außerdem ist ein Leistungspreis zu entrichten (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012).

### Deutschland

Hier gibt es ausführliche Diskussionen über DSM und es wurden schon viele Studien über Potenziale erstellt. Diese werden vor allem durch die sogenannte Energiewende angetrieben, die einen intensiven Ausbau erneuerbarer Energien zur Folge hat. Durch die mangelnde Speicherbarkeit müsste man langsam vom bisherigen Dogma „Erzeugung folgt Last“ abkehren. Auch wird der Stromkunde durch eigene Erzeugung mittels dezentraler Erzeugungsanlagen zum „Prosumer“. Im Energieeffizienz-Aktionsplan 2011 wird gezielt auf die Beeinflussung von Haushalt und Industrie hingewiesen, aber ohne Einschränkung der Verbrauchsgewohnheiten. Auch das BMU-Leitszenario 2010 gibt zu bedenken, dass das schwankende Angebot von Sonne und Wind mit Lastmanagement teilweise in den Griff zu bekommen ist [1]. Ein weiteres Problem ergibt sich durch die geografische Lage der neuen Erzeugungseinheiten, die weit außerhalb der Verbraucherschwerpunkte liegen. Hier muss aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten ein lokaler Ausgleich geschaffen werden oder zusätzliche Leitungskapazitäten geschaffen werden.

Ein Einsatz von DSM zur Bereitstellung von Minutenregelreserve ist in Deutschland in geringem Maße schon Alltag [42]. Außerdem gibt es schon einen Akteur auf dem Geschäftsfeld von Demand Response, der Entelios AG.

### **Großbritannien**

Die Überlegungen für DSM reichen hier schon länger in die Vergangenheit zurück, da Kostenreduktion und Systemeffizienz im anglikanischen Raum immer schon wichtige Schlagworte waren. Durch einen charakteristischen Nord-Süd-Leistungsfluss müssen bei erhöhtem Bedarf im Süden die dortigen Kraftwerke vermehrt produzieren, das aber zu höheren Grenzkosten führt [50]. Dem steuert man mit DSM-Maßnahmen entgegen, Großverbraucher können time-of-use oder unterbrechbare Verträge abschließen [53].

### **Italien**

Der flächendeckende Einsatz von Smart Meter mit einem Anteil von über 90% der Netzan schlüsse, bietet hervorragende technische Voraussetzungen für einen DSM-Einsatz. Dabei repräsentieren unterbrechbare Verträge schon 6,5% der Lastspitze. Die Vorgaben sind so gestaltet, dass die Teilnehmer bei Bedarf die Last auf vordefinierte Werte reduzieren müssen, da sonst Pönalezahlungen drohen. Anders beim Load-Shedding-Modell, hier wird die Kundenanlage abgeschaltet, das geschieht, je nach Modell, in Echtzeit oder mit Vorankündigung. Auch time-of-use Tarife kommen seit mehreren Jahren zum Einsatz, dabei sind aber teilweise starke Schwankungen des Preises innerhalb eines Jahres zu beobachten [53].

### **USA**

Erste unterbrechbare Tarife für Lastmanagement wurden in den 1970ern eingeführt. Die zunehmende Klimatisierung von Gebäuden generierte beträchtliche Lastspitzen, wodurch Lastmanagement weiter an Bedeutung gewann. Durch das Aufkommen der integrierten Ressourcenplanung Anfang der 1980er Jahre erkannte man den Einfluss von Lastspitzen auf Systemkosten, was DSM wieder einen weiteren Schub brachte. Die Restrukturierung der E-Wirtschaft im darauffolgenden Jahrzehnt ließ DSM wieder in Vergessenheit geraten. Erst nach der „Stromkrise“ in Kalifornien zu Beginn des neuen Jahrtausends erkannte man die Notwendigkeit von Demand Response für einen funktionierenden Markt. Derzeit liegt das Regionale DR-Potenzial bei 3-9% der Sommerhöchstlast, dabei überwiegen klassische Modelle wie unterbrechbare Tarife oder direktes Lastmanagement [18]. Der New Yorker Netzbetreiber NYISO bietet aktuell fünf verschiedene DR-Programme an, im PJM-Market werden sogar sieben Programme geboten. Diese erfüllen je nach Programm unterschiedliche Aufgaben: Erhöhung der Zuverlässigkeit, der Wirtschaftlichkeit oder als Dienstleistung für den Netzbetreiber [58].

### **Indien**

Durch die Energieknappheit des Landes sowie des Leistungsengpasses, der bei 12,6% der nachgefragten Leistung liegt, werden DSM-Maßnahmen aus der Not heraus eingesetzt, in erster Linie Spitzenlastmanagement. Der Engpass entsteht durch unzureichende Kraftwerkskapazitäten, deren suboptimalen Einsatzplanung und der unterdimensionierten Übertragungsleitungen mit der Konsequenz von hohen Verlusten. Erschwerend kommt noch hinzu, dass die schlechte Zahlungsmoral, Stromdiebstahl und schlechte Energieeffizienz das System wirtschaftlich schädigen. Problematisch ist weiters auch die derzeitige Tarifgestaltung, die aus vielen Flat-Rate Tarifen besteht, wobei nur ein Leistungspreis zu

entrichten ist. Dieser Umstand führt wiederum dazu, dass keine Anreize für Effizienz und sparsamen Umgang vorhanden sind. Hier ist aber das Bureau of Energy Efficiency an einer Einführung von Programmen und Maßnahmen in verschiedenen Sektoren interessiert, scheitert aber teilweise am Widerstand der Stromkunden [47]

# 3. Regelleistung und Prognoseabweichung

In Anlehnung an Klobasa [34] und Stadler [48] wird in diesem Kapitel über die mögliche Anwendung von Demand-Side-Management als Maßnahme zur Netzintegration fluktuierender Einspeiser diskutiert. Die vorwiegenden Herausforderungen für das Netz und deren Teilnehmer sind:

1. Hohe Dynamik der Einspeisung; Energielieferanten anderer Erzeugungsformen müssen sich entsprechend dem Markt anpassen
2. Prognose von Erzeugung und Verbrauch sind fehlerbehaftet
3. Abweichung von Prognose und tatsächlichem Wert (Prognoseabweichung) muss ausgeglichen werden

## 3.1. Analyse des Ist-Zustandes

Um die Entwicklung der Regelleistung, insbesondere der Sekundär- und Tertiärregelung, bei intensivem Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich zu untersuchen, muss zunächst der Status quo bekannt sein. Hierfür werden typische Muster in der Regelleistung gesucht, sowie die Abhängigkeit von der Windkrafterzeugung überprüft.

### 3.1.1. Typischer Tagesverlauf der Sekundärregelung

Für einen möglichen Einsatz von DSM zur Unterstützung der Regelleistung, wird zunächst untersucht, ob die Regelleistung nur zufälligen Charakter hat, oder gewissen Gesetzmäßigkeiten folgt. Interessant ist hierbei der Tagesverlauf. Um eventuelle Unregelmäßigkeiten oder andere Einflüsse von Wochenenden (die meisten Betriebe stehen still) und Feiertagen auszuschließen, werden nur Werktage untersucht. Die Verläufe werden getrennt in Sommer und Winter dargestellt, um auch saisonale Effekte erkennen zu können. Aufgetragen wird jeweils getrennt die positive und negative Sekundärregelung als Medianwert sowie das 0,25-Quantil und das 0,75-Quantil. In Abbildung 3.1 sind zunächst die Sommermonate festgehalten. Charakteristisch sind hier der Leistungsanstieg des 1/4h-Mittelwerts 05:45-06:00 und der Leistungsabfall des nächsten 1/4h-Mittelwerts. Die Ursache könnte daran liegen, dass um diese Uhrzeit viele Produktionsbetriebe ihre Schicht beginnen und die Maschinen möglicherweise nicht genau zum Fahrplan in Betrieb nehmen. Um 06:45-07:00 wiederholt sich das in ähnlicher Weise, hier kann der Ausschlaggeber der Produktwechsel am österreichischen Strommarkt EXAA sein, da um 07:00 das Produkt bEXAoffpeak von bEXApeak abgelöst wird. In den Abend- und Nachtstunden wechseln sich jeweils um die volle Stunde die positiven und negativen Leistungen ab. Ein Grund hierfür könnte

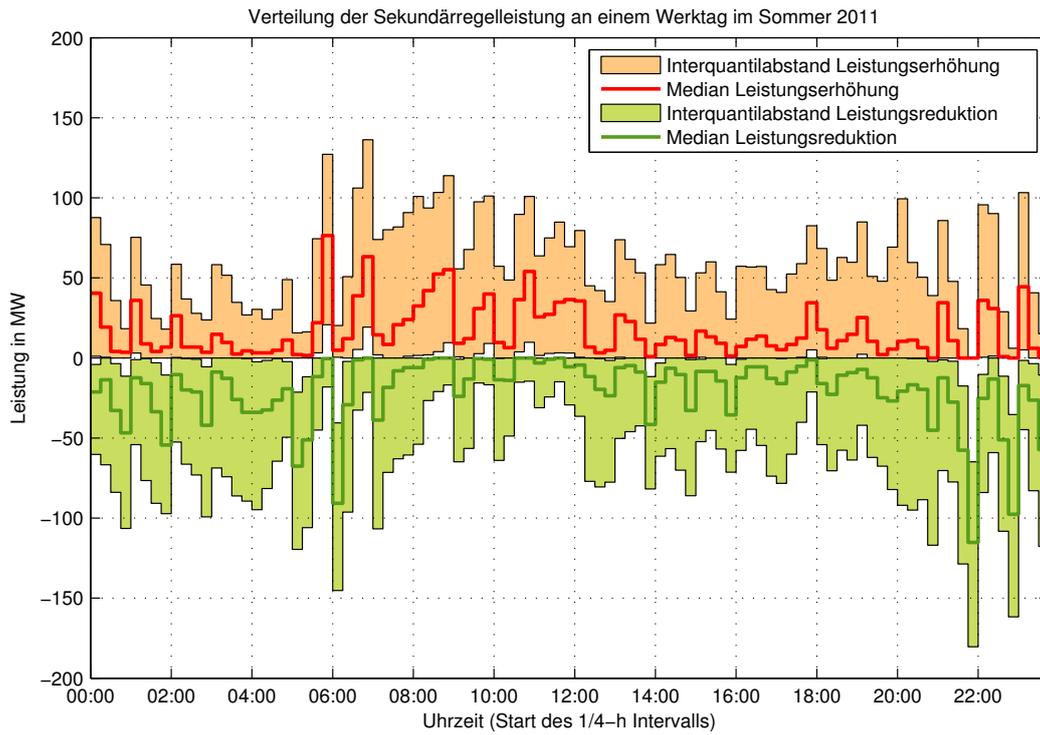


Abbildung 3.1.: Typischer Verlauf der Sekundärregelung an einem Werktag im Sommer

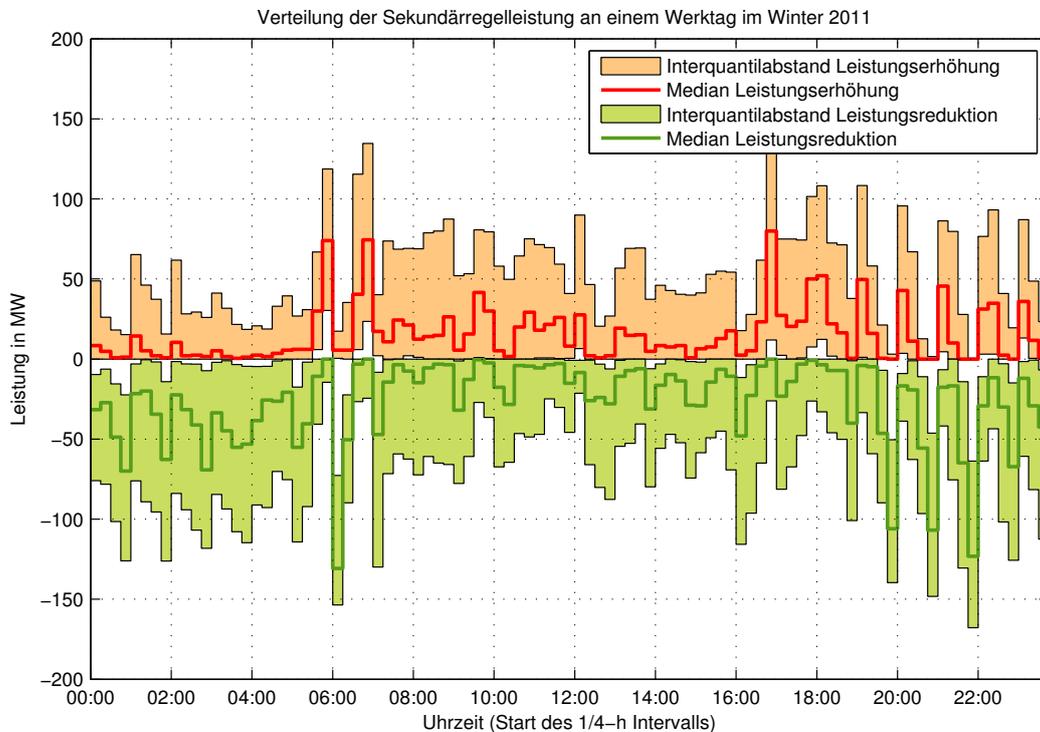


Abbildung 3.2.: Typischer Verlauf der Sekundärregelung an einem Werktag im Winter

in Elektro-Nachtspeicheröfen sowie Warmwasserbereitung gesucht werden: Die Erzeuger steigern ihre Leistung in Rampenform, die Verbraucher aber verursachen durch den Schaltvorgang einen Sprung in der Leistung. Somit muss die Fehlleistung durch die Regelleistung ausgeglichen werden.

In den Wintermonaten ist der Sachverhalt ähnlich, es gibt aber zusätzlich einen deutlichen Leistungsbedarf im Zeitraum 16:45-17:00. Weiters ist festzustellen, dass der Leistungswechsel in den Abendstunden schon früher einsetzt und weit ausgeprägter ist.

Aufgrund der kurzen Zeitdauern und der guten Vorhersagegenauigkeit würde es sich anbieten, die vorhin genannten ausgeprägten Leistungen mittels DSM-Maßnahmen zu kompensieren. Für eine genauere Untersuchung müssten allerdings weiterführende Parameter, wie Kosten und Verfügbarkeit, miteinbezogen werden.

### 3.1.2. Auswirkung von Windenergie auf die Regelleistung

In diesem Abschnitt gilt es zu untersuchen, inwieweit fluktuierende Einspeiser den Sekundärregelaufwand beeinflussen. Diese gewonnenen Erkenntnisse helfen bei der Erstellung des weiter unten behandelten Szenarios.

Die folgende Ausführung soll skizzieren, welche Auswirkung die Prognoseabweichung auf die Sekundärregelleistung in Österreich hat. Dazu ist in Abbildung 3.3 ein Beispielzeitraum dargestellt, der die Abhängigkeit der Sekundärregelleistung von der Prognoseabweichung veranschaulichen soll.

Für eine allgemeine Aussage dieser Abhängigkeit werden die 1/4-h-Mittelwerte der Prognoseabweichung aufsteigend sortiert und mit den dazugehörigen Werten der Sekundärregelleistung aufgetragen und anschließend der Mittelwert über jeweils 96 Werte (= 1 Tag) gebildet um den Trend besser nachvollziehen zu können (Abb. 3.4). Geht man noch einen Schritt weiter und trägt die Prognoseabweichung auf der x-Achse und die Sekundärregelleistung auf der y-Achse auf, wird die direkte Abhängigkeit der Prognoseabweichung auf die Sekundärregelleistung noch deutlicher.

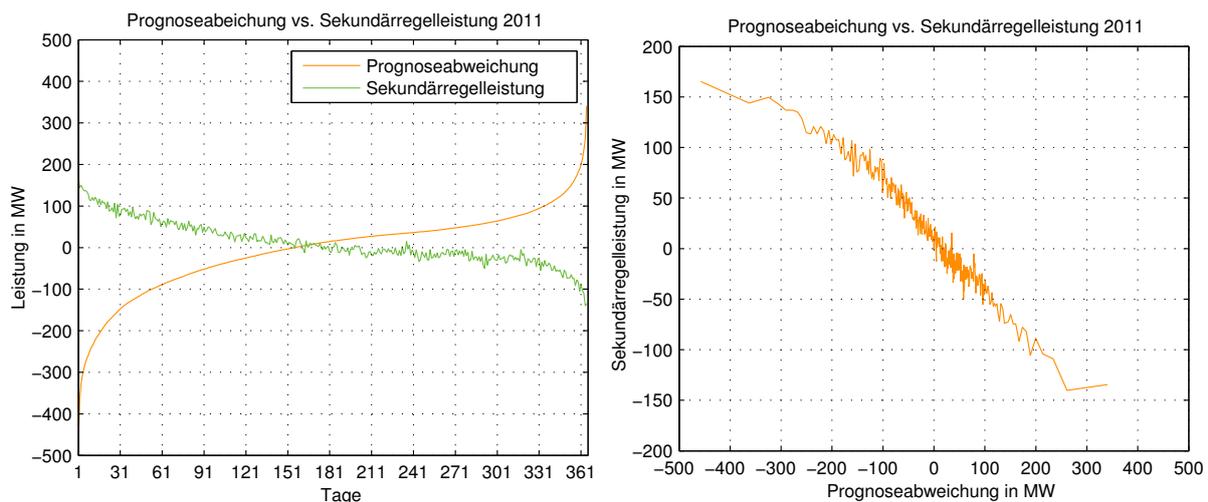
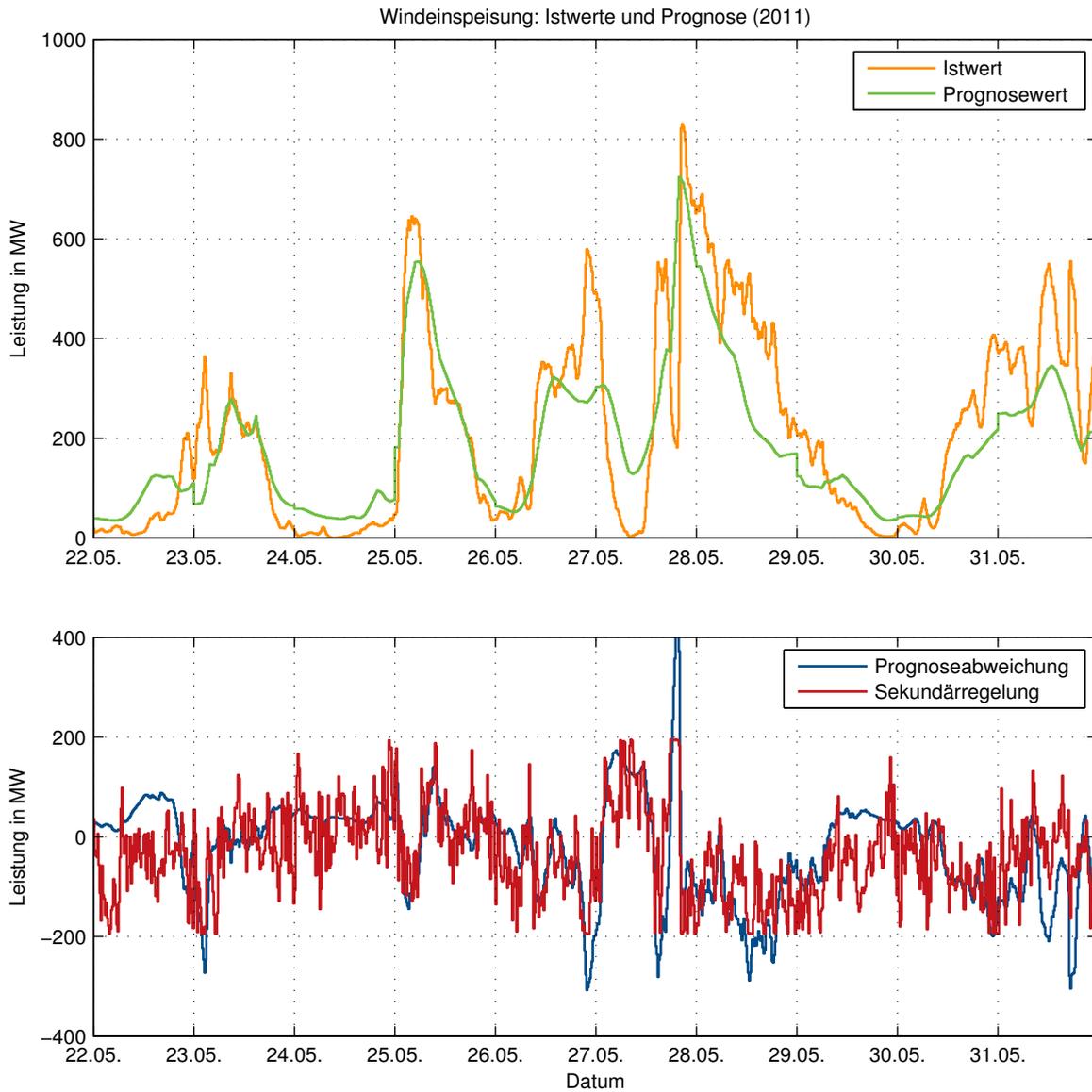


Abbildung 3.4.: Abhängigkeit der Regelleistung vom Prognosefehler im Jahr 2011



**Abbildung 3.3.:** Darstellung verschiedener Daten für einen Beispielzeitraum [6]  
Oben: Ist- und Prognosewerte der Windenergieeinspeisung.  
Unten: Resultierende Prognoseabweichung und Sekundärregelleistung.

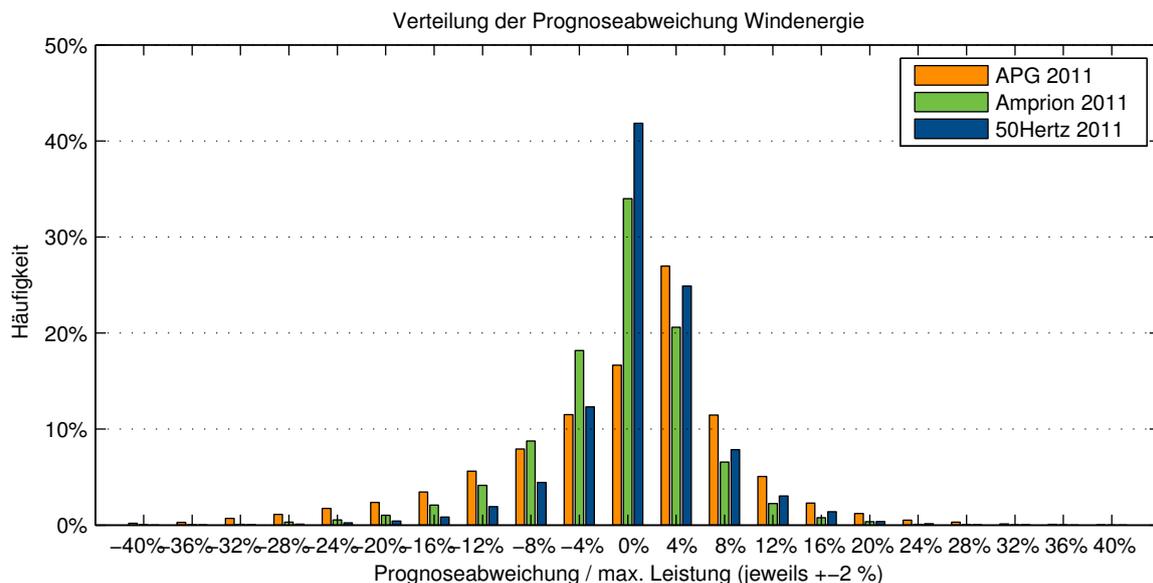
### 3.1.3. Statistische Verteilung der Prognoseabweichung

Zur Erstellung eines Szenarios mit vermehrter Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie muss bekannt sein, wie sich die Prognoseabweichung von Wind- und Sonnenenergie zusammensetzt und extrapolieren lässt. Dieser Sachverhalt wird in diesem Abschnitt nun näher beschrieben.

#### Windenergie

Dazu wird in Abbildung 3.5 die Verteilung der prozentualen Abweichung vom Maximalwert dargestellt. Datengrundlage sind die 1/4-h-Mittelwerte des Jahres 2011, die von den jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht wurden. Die Darstellung hat aus Gründen der Übersichtlichkeit eine Auflösung von 4%, der auf der Abszisse aufgetragene Wert ist jeweils der Mittelpunkt. Das heißt, dass der Punkt 0% die Werte von -2% bis +2% beinhaltet.

Erkennbar ist die durchaus ähnliche Verteilung der Prognoseabweichung der zwei ausgewählten deutschen Netzbetreiber, trotz deutlich unterschiedlicher Maximalleistungen. Einzig der schnellere Abfall im äußeren Bereich weist auf eine bessere Prognosegenauigkeit hin. Ein wenig anders hingegen verhält es sich in Österreich, hier ist das Maximum nicht bei Null, sondern rechts davon. Unabhängig davon ist zu erkennen, dass die Größenordnungen trotz unterschiedlicher Maximalleistungen übereinstimmen. Diese Eigenschaft bietet eine deutliche Vereinfachung der Verhältnisse für die Entwicklung des Szenarios, da von einer weitgehenden Unabhängigkeit der Maximalleistung ausgegangen werden kann.



**Abbildung 3.5.:** Verteilung der Prognoseabweichung der Windenergieeinspeisung im Jahr 2011 von drei Netzgebieten. Die Maximallasten betragen: APG 932 MW, 50Hertz 9883 MW und Amprion 4482 MW

#### Sonnenenergie

Für die Stromerzeugung aus Solarenergie werden in Österreich noch keine Prognose- und Istwerte der Erzeugung veröffentlicht. Aus diesem Grund zeigt die Abbildung 3.6 nur die

Verhältnisse in Deutschland. Vergleicht man die Ergebnisse mit denen der Windenergie, fällt auf, dass die Vorhersagegenauigkeit der Einspeisung aus PV deutlich höher als die der Windenergie ist. Der Grund hierfür ist aber ein einfacher: die Wahrscheinlichkeit, dass in der Nacht Strom aus PV-Anlagen eingespeist wird, ist gleich Null und somit ist die Prognose in der Hälfte der Zeit von vornherein eindeutig.

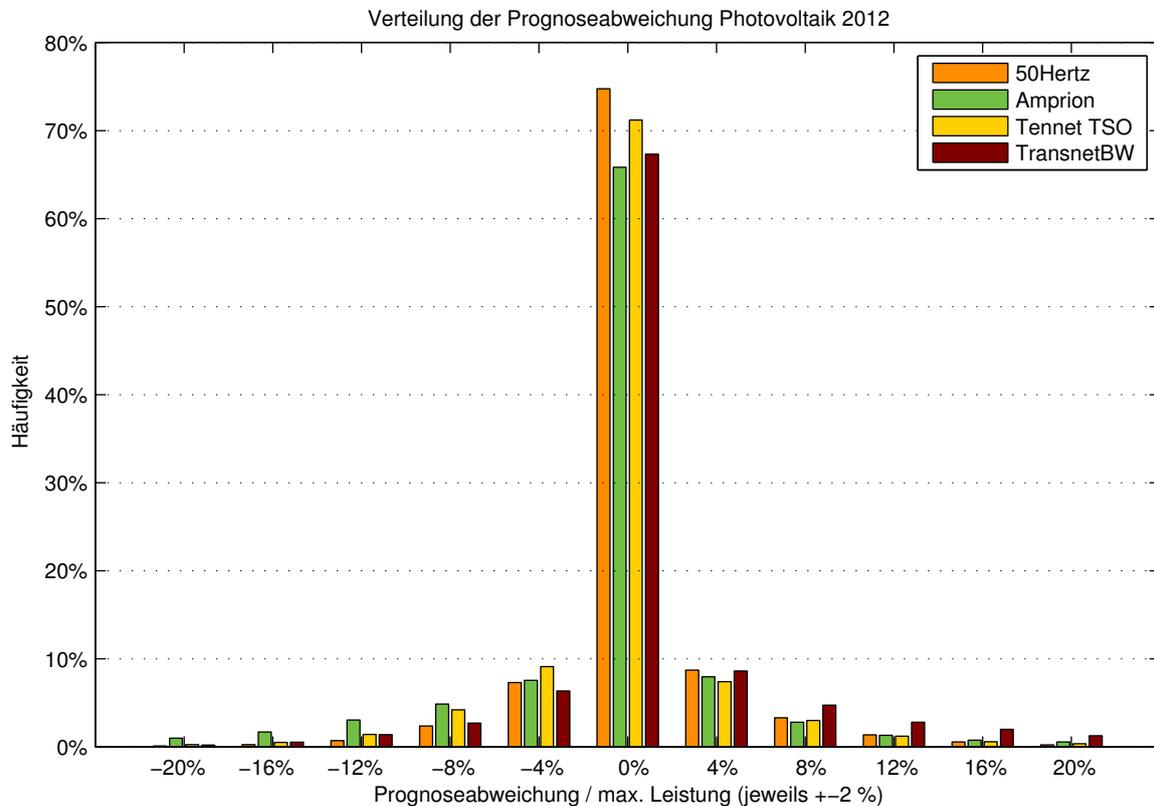


Abbildung 3.6.: Verteilung der Prognoseabweichung der PV-Einspeisung im Jahr 2012

## 3.2. Kompensation prognosebedingter Fehlbilanzen

Der Ausgleich der Differenz von Prognose und tatsächlichen Werten kann auf unterschiedliche Weise erfolgen:

1. Einsatz von Regelleistung
2. Intraday-Handel an der Strombörse
3. Redispatch des Kraftwerkseinsatzes

### 3.2.1. Regelleistung im Netzverbund Continental Europe der ENTSO-E

Der folgende Text ist eine Zusammenfassung der künftigen Inhalte des Network-Codes Load Frequency Control and Reserve [24].

Im Wesentlichen wird zwischen drei verschiedenen operativen Reserven zur Regelleistungsbereitstellung unterschieden, siehe Abbildung 3.7.



Abbildung 3.7.: Typen der operativen Reserve [24]

Zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz haben diese drei Reserven jeweils unterschiedliche Aufgaben zu erfüllen: Kurz nach einem Störungseintritt oder großem Lastsprung (plötzliche Abweichung der Ist-Frequenz zur Soll-Frequenz) wird die Frequenzabweichung mithilfe der *Primärregelung* begrenzt und somit gesichert. Anschließend wird durch automatische Aktivierung der *Sekundärregelung* die Frequenz auf ihren Sollwert zurückgeführt. Dauert die Störung länger an, ersetzt die manuell angeforderte *Tertiärregelung* (Minutenreserve) die Sekundärregelung zur Freimachung der Kapazität. Die Arbeitsweise der Regelung zeigt die schematische Abbildung 3.8.

### Primärregelung

Die Primärregelung dient hauptsächlich der Stabilisierung der Netzfrequenz im Falle einer Störung (Kraftwerksausfall, Verbraucherausfall). Dazu wird dezentral in den teilnehmenden Kraftwerken ein Proportionalregler mit einer vorgegebenen Statik eingesetzt, der auf die Frequenzabweichung vom Sollwert von 50 Hz reagiert. Die Leistungsänderung muss sehr schnell einsetzen und nach spätestens 30 s vollständig aktiviert sein und kann bis zu 15 min andauern.

Im Verbundnetz der ENTSO-E Continental Europe beträgt die Leistungsvorhaltung 3000 MW, die nach Jahresstromverbrauch auf die Regelzonen prozentual aufgeteilt wird.

### Sekundärregelung

Zur Ablösung der Primärregelung und Rückführung auf den Frequenz-Sollwert greift die Sekundärregelung nach spätestens 15 min ein. Der Regler ist zentral angeordnet, arbeitet automatisch und ist als Integralregler ausgeführt. Dieser gibt die Stellgrößen an die teilnehmenden Kraftwerke weiter.

Die Höhe der vorzuhaltenden Leistung ist von jedem Regelzonenführer selbst festzulegen und richtet sich nach den jeweils spezifischen Eigenschaften der Regelzone und den

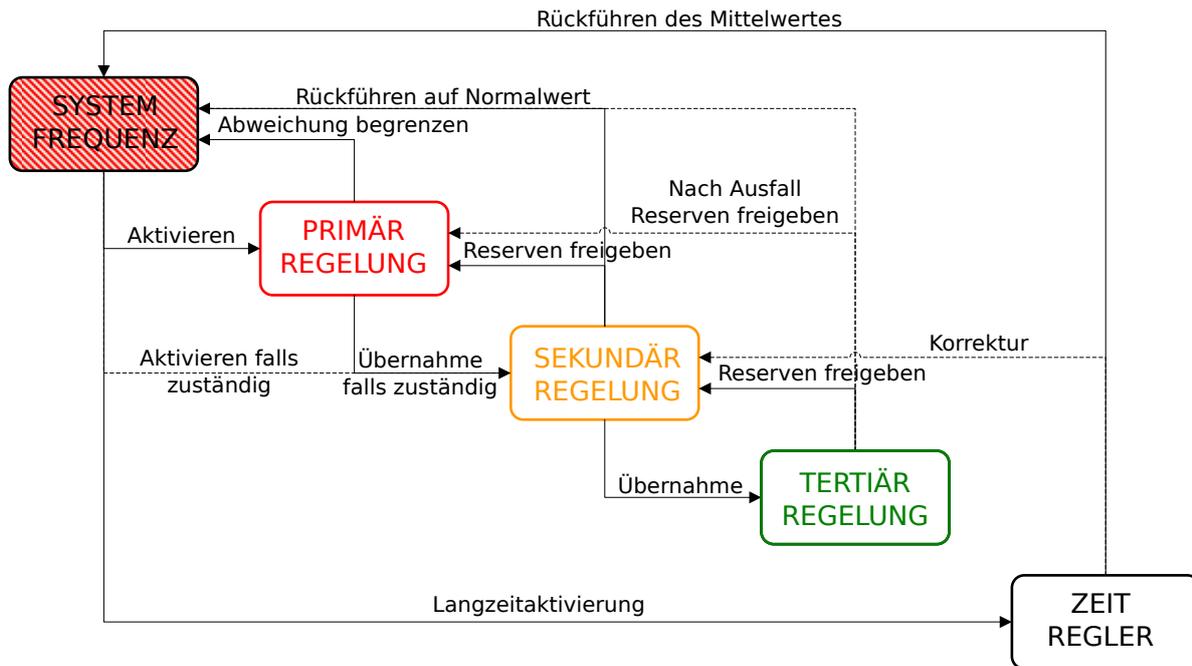


Abbildung 3.8.: Schematische Darstellung der Arbeitsweise der Regelleistung [54]

Performancevorgaben der ENTSO-E. Auszug wichtiger Parameter [24]:

- Referenzvorfall: Maximal erwartete Leistungsabweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch
- Qualität: Regelqualität muss von jedem Übertragungsnetzbetreiber eingehalten werden
- Bleibende Regelabweichung: Höhe der Leistungsabweichung während Einsatz von Regelleistung
- Bleibende Regelabweichung Open-Loop: Summe der bleibenden Regelabweichung und aller aktivierten Reserven
- Einsatzdauer: Zeitperiode bis durch Minutenreserve abgelöst werden muss

Zur Ermittlung der Regelreserve stehen unterschiedliche Methoden zur Auswahl:

1. Anhand folgender Faustformel ist eine schnelle und einfache Berechnung möglich:  $R = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} - b$  wobei als Konstanten  $a = 10MW$  und  $b = 150MW$  sowie die Maximallast des betrachteten Gebietes  $L_{max}$  einzusetzen ist [54].
2. Unter Zuhilfenahme statistischer Methoden wie der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion verschiedener Systemcharakteristika, die sich aus schnellem und langsamen Lastausfällen, Kurzzeit- und Langzeit-Marktprognosefehler, Anlagenausfälle sowie Effekte regenerativer Erzeuger zusammensetzen [24].

3. Simulation des Gesamtsystems zur Analyse der dynamischen Reaktionen. Dabei tritt der Nachteil der Zeitunabhängigkeit der oben genannten Methode nicht auf und somit sind bessere Ergebnisse zu erwarten. Das Simulationsmodell kann auch Ausgangsbasis für eine weiterführende Monte-Carlo-Simulation sein [24].
4. Statistische Analyse der Regelzonenungleichgewichte der Vergangenheit. Dabei wird die bleibende Regelabweichung ACE gegenüber der Summe der Regelabweichung plus aktivierter Regelleistung ACEol aufgetragen, jeweils z.B. 1/4-h-Mittelwerte eines Jahres. Abgelesen wird die Steigung des linearen Zusammenhangs zwischen den beiden Größen, welcher ein Indikator für die Geschwindigkeit des Reglers ist. Weitere Kennzahlen können durch Ableitungen der Zeitgrößen ermittelt werden [24].

Die nun vorgestellten Methoden sind nach ihrer Effektivität aufsteigend sortiert. Das bedeutet, dass das Ergebnis der ersten Methode nur als Anhaltspunkt für weitere Betrachtungen dient, da diese nur eine Abhängigkeit kennt, die Jahreshöchstlast. Alle weiteren Methoden verlangen einen tieferen Einblick ins System.

### Tertiärregelung

Dauert eine Störung länger an, muss auch die Sekundärregelung abgelöst werden, damit diese ihre Aufgaben weiter erfüllen kann. Dieser Vorgang geschieht manuell, die Leistung wird telefonisch abgerufen. Diese vorzuhaltende Leistung entspricht, gemeinsam mit der Sekundärregelung, der Leistung des größten Kraftwerkblocks in der Regelzone.

### Ursache und Arten von Frequenzabweichungen

In Tabelle 3.1 sind Ursachen sowie Arten von Frequenzabweichungen als Folge von Leistungsungleichgewichten eines Netzverbundes festgehalten. In kursiver Schrift hervorgehoben ist der Erzeugungsprognosefehler, welcher im vorigen Abschnitt im Hinblick auf erneuerbare Energien behandelt wurde.

**Tabelle 3.1.:** Ursache und Arten von Frequenzabweichungen [24]

Ursache	Art der Frequenzabweichung			
	Störung/ Ausfall	Stochastisches Ungleichgewicht	Marktgetriebenes Ungleichgewicht	Netzteilung
Erzeugung	Ausfall von Erzeugungseinheiten	<i>Erzeugungs- Prognosefehler</i>	-	-
Last	Ausfall großer Lasten	Lastprognosefehler Lastvariation	-	-
Sonstige	Ausfall HVDC Verbindung	-	mangelhafte Fahrplaneinhaltung	Ausfall von Leitungen

### 3.2.2. Situation in Österreich

Der vergangene Abschnitt verdeutlichte die Regelleistungssituation im Netzgebiet der ENTSO-E CE, welchem auch Österreich angehört. Hier liegt der Fokus auf der Regelzone APG (Austrian Power Grid), welche das gesamtösterreichische Übertragungsnetz

umfasst. Für die Bereitstellung der Regelleistung sowie -energie gibt es einen eigenen Regeneurgeniemarkt. Der Übertragungsnetzbetreiber macht eine wöchentliche Ausschreibung, an der jeder präqualifizierte Netzteilnehmer seine Leistungen anbieten kann. Die Gewinner dieser Ausschreibung verpflichten sich dann, für einen gewissen Zeitraum, die Leistung vorzuhalten, um sie bei Bedarf garantiert abrufen zu können (positive und/oder negative Leistung). Näheres in Kapitel 5.

### **Primärregelung**

Das aktuelle (2013) Primärregelband beträgt  $\pm 66$  MW und das Mindestgebot liegt bei  $\pm 2$  MW [2].

### **Sekundärregelung**

Das Sekundärregelband umfasst zurzeit (2013) eine Leistung von  $\pm 200$  MW, das Mindestgebot zur Teilnahme liegt bei  $\pm 5$  MW [3]. Die Ermittlung der Höhe der Reserve erfolgt nach Rücksprache der APG anhand der in Abschnitt 3.2.1 angegebenen Formel. Setzt man für  $L_{max}$  einen Wert von 10.000 MW an, erhält man genau 200 MW. Das bedeutet, dass die Höhe der Sekundärregelung nur von der Netzhöchstlast abhängig ist und somit in den letzten Jahren mit dieser angestiegen ist. Eine gesonderte Berücksichtigung anderer Faktoren erfolgt zurzeit noch nicht.

### **Tertiärregelung**

Die manuell abgerufene Minutenreserve oder Tertiärregelung liegt bei +280 MW sowie -125 MW [4]. Die Höhe dieser Leistung ergibt sich aus der Forderung, dass die Sekundär- und Tertiärregelung gemeinsam den Ausfall des größten in der Regelzone befindlichen Generatorblocks, zu kompensieren haben. Dies ist derzeit Block 1 des Kraftwerks Theiss mit 480 MW Leistung, was der Summe von Sekundär- (200 MW) und Tertiärregelung (280 MW) entspricht.

Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung werden bei der Tertiärregelung auch Produkte ohne Leistungspreis ausgeschrieben. Diese sind kurzfristige „day-ahead“ Ausschreibungen.

## **3.2.3. Situation in Deutschland**

Deutschland ist in vier Regelzonen gegliedert, die da wären: Amprion, TenneT TSO, 50 Hertz Transmission und Transnet BW. Diese sind seit einigen Jahren in einem Netzregelverbund vereint, um den Regeneurgenieinsatz sowie die Leistungsvorhaltung kostenoptimal bewerkstelligen zu können. Damit wird außerdem sichergestellt, dass keine gegenläufigen Regelleistungsaktivierungen auftreten [44].

### **Umgang mit Prognoseabweichungen**

Bei einem Vergleich der Abhängigkeit der Sekundärregelung von der Prognoseabweichung der Windenergieeinspeisung konnte hier kein Zusammenhang wie in Österreich erkannt werden. Den Ausgleich dieser Abweichungen übernimmt die Minutenreserve sowie eine Intraday-Vermarktung der Strommengen der Bilanzgruppe EEG/KWK. Einen weiteren Hinweis über Abhilfemaßnahmen gibt die Website des Betreibers TenneT:

Tritt eine Netzsituation auf, in der die Versorgungssicherheit gefährdet oder gestört ist, so ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen die Gefährdung oder Störung zu beseitigen (§13.1

EnWG). Redispatch und Countertrading zählen dabei zu den marktbezogenen Maßnahmen.[51]

Vergleicht man die veröffentlichten Maßnahmen mit der Prognoseabweichung lässt sich feststellen, dass sie in gewisser Weise voneinander abhängig sind.

### 3.3. Künftige Entwicklung im 2020 Szenario

Die im vergangenen Kapitel erörterte Prognoseabweichung der Einspeiser erneuerbarer Energien, insbesondere der Wind- und Solarenergie, wird sich durch den intensiven Ausbau dieser Erzeugungsformen weiter erhöhen. In diesem Kapitel wird ein Szenario für das Jahr 2020 vorgestellt und die Anforderungen an DSM als mögliche Ausgleichsmaßnahme eruiert.

#### 3.3.1. Szenario

Für eine zuverlässige Hochrechnung und brauchbare Ergebnisse werden für diese Aufgabe Daten eines ganzen Jahres verarbeitet. Ausgewählt wurde das Jahr 2011, da hier die Datenverfügbarkeit die beste war. Eine Übersicht zeigt die Tabelle 3.2. Da es für Österreich noch keine Hochrechnung der Einspeisung aus PV-Anlagen gibt, muss diese aus den Globalstrahlungsdaten, die mir freundlicherweise von der ZAMG zur Verfügung gestellt wurden, ermittelt werden. Das genaue Prozedere ist im nächsten Punkt nachzulesen.

Des Weiteren muss bekannt sein, welcher Ausbaugrad an Wind- und Solarenergie erwartet wird. Dazu gibt die Energiestrategie Österreich einige Anhaltspunkte.

**Tabelle 3.2.:** Datengrundlage für Szenarioerstellung

Art der Daten	Beschreibung	Quelle
Windenergie	1/4-h-Mittelwerte der Prognose des ganzen Jahres 2011	APG
	1/4-h-Mittelwerte der Hochrechnung der Messwerte des ganzen Jahres 2011	APG
Solarenergie	10-min-Mittelwerte der Globalstrahlungsdaten von 16 Stationen des ganzen Jahres 2011 Verteilung der Prognoseabweichung nach deutschem Vorbild	ZAMG
Ausbaugrad	Ziele der Energiestrategie Österreichs Installierte Windleistung: 2.500 MW Installierte PV-Leistung: 1.500 MW	energiestrategie.at

#### Auswahl repräsentativer Messstellen

Die ZAMG betreibt ein dichtes Messstellennetz mit zahlreichen Stationen. Damit die Datenmenge nicht explodiert und handhabbar bleibt, sowie die Zuordnung der installierten Leistung noch relativ einfach möglich ist, wurden 16 Messstationen nach folgenden Gesichtspunkten ausgewählt:

- Aufteilung der PV-Neuinvestitionen auf Bundesländer [15]
- Flächenpotenziale [29]
- Konzentration auf dichter besiedeltes, ländliches Gebiet (viele Einfamilienhäuser)

Eine geografische Darstellung findet sich im Anhang (Abb. A.1).

### Zuordnung von Anteilen an der Gesamtleistung

Ein weiterer wichtiger Schritt ist es, die Maximalleistungen der Anlagen auf die Messstellen aufzuteilen. Es wurde ein Zuordnungsschlüssel erstellt, der auf der Auswertung der in [15] veröffentlichten Statistik zum Neubau von PV-Anlagen, nach Bundesländer aufgeschlüsselt, basiert.

**Tabelle 3.3.:** Anteile der installierten Leistung der jeweiligen Station

Bundesland	Station	Anteil	Bundesland	Station	Anteil	
Steiermark	Graz-Straßgang	6,33%	Wien	Wien	6,02%	
	Deutschlandsberg	6,33%		Oberöst.	Wels	9,69%
	Kapfenberg	6,33%			Ried im Innkreis	9,69%
	Fürstenfeld	6,33%			Freistadt	9,69%
Niederöst.	Wiener Neustadt	6,36%	Salzburg	Salzburg Freisaal	3,69%	
	Mistelbach	6,36%	Tirol	Innsbruck	4,26%	
	Krems	6,36%	Vorarlberg	Bregenz	2,49%	
	Amstetten	6,36%	Kärnten	Villach	3,71%	

Quelle: [15] und eigenes Werk

### 3.3.2. Vorgangsweise zur Erstellung des Lastgangs

Grundlage für die Analyse und Auswertung sind die Lastgänge von Prognose und Istwert-Hochrechnungen. Die unten angegebene Auflistung gibt einen kurzen Einblick in die Methodik, Einzelheiten folgen im Anschluss.

- Lineare Skalierung der Prognose und Messwerte für Windenergie auf den Ausbaugrad
- Interpolation der 10 min Mittelwerte der Globalstrahlung auf 15 min Mittelwerte
- Zuordnung der Leistungsanteile zu den Messstellendaten
- Umrechnung der Strahlungsdaten in Leistung
- Erstellung einer Prognose mit maximal möglicher Einstrahlung, reduziert mit empirischen Abschwächungsfaktoren
- Berechnung des Summenlastganges von Wind- und PV-Erzeugern (Prognose und Istwerte)

### Windkraft Istwerte

Zur Ermittlung des zu erwartenden Einspeisewertes wird folgende Annahme getroffen: Eine Verdopplung der installierten Leistung ergibt eine Verdoppelung der eingespeisten Leistung. Gestützt wird diese Annahme durch die Eigenschaft, dass die prozentuale Prognoseabweichung großer und kleiner Einspeiseleistungen sehr ähnlich ist, wie aus der Analyse aus Punkt 3.1.3 hervorgegangen ist.

**Tabelle 3.4.:** Eingabe und Ausgabewerte

	Formelzeichen	Beschreibung
Eingabe	$\mathbf{P}_{Wind}^{(2011)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte Windeinspeisung 2011
	$\hat{P}_{Wind}^{(2020)}$	Erwarteter Maximalwert laut Szenario 2020
Ausgabe	$\mathbf{P}_{Wind}^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte Windeinspeisung 2020

Länge  $\{\mathbf{P}\} = 35040$

$$\mathbf{P}_{Wind}^{(2020)} = \mathbf{P}_{Wind}^{(2011)} \cdot \frac{\hat{P}_{Wind}^{(2020)}}{\max(\mathbf{P}_{Wind}^{(2011)})} \quad (3.1)$$

### Windkraft Prognosewerte

Hier gilt die gleiche Überlegung wie vorhin.

**Tabelle 3.5.:** Eingabe und Ausgabewerte

	Formelzeichen	Beschreibung
Eingabe	$\mathbf{P}'_{Wind}^{(2011)}$	1/4-h Mittelwerte der Prognose Windeinspeisung 2011
	$\hat{P}'_{Wind}^{(2020)}$	Erwarteter Maximalwert laut Szenario 2020
Ausgabe	$\mathbf{P}'_{Wind}^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der Prognose Windeinspeisung 2020

Länge  $\{\mathbf{P}\} = 35040$

$$\mathbf{P}'_{Wind}^{(2020)} = \mathbf{P}'_{Wind}^{(2011)} \cdot \frac{\hat{P}'_{Wind}^{(2020)}}{\max(\mathbf{P}'_{Wind}^{(2011)})} \quad (3.2)$$

### PV Istwerte

Aufgrund der nicht vorhandenen Hochrechnungen der Einspeisung aus PV-Anlagen, muss hier ein anderer Weg beschritten werden. Dieser führt über die Globalstrahlung, die von Messstellen der ZAMG gemessen wird. Die weiterführenden Berechnungen basieren auf den Daten von 16 ausgewählten Messstellen, die systematisch ermittelt wurden.

$$\mathbf{P}_{PV}^{(2020)} = \hat{P}_{PV}^{(2020)} \cdot \eta_{ges} \cdot \frac{\mathbf{S}_{global}^{(2011)}}{1000W/m^2} \quad (3.3)$$

**Tabelle 3.6.:** Eingabe und Ausgabewerte

	Formelzeichen	Beschreibung
Eingabe	$S_{global}^{(2011)}$	10 min Mittelwerte der Globalstrahlung 2011
	$\hat{P}_{PV}^{(2020)}$	Installierte Leistung laut Szenario 2020
	$\eta_{ges}$	Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung von Wechselrichter, Abschattung, nichtidealer Ausrichtung
Ausgabe	$P_{PV}^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte PV-Einspeisung 2020

Länge  $\{\mathbf{S}\} = 52560$ ; Länge  $\{\mathbf{P}\} = 35040$

### PV Prognosewerte

Eine weitere Schwierigkeit stellt die Prognostizierung der PV-Einspeisung dar. Auch hierfür existieren noch keine Daten für Österreich, also werden diese in Anlehnung an die Eigenschaften der in Deutschland veröffentlichten Prognosedaten generiert. Deren Tagesverlauf entspricht weitestgehend dem theoretischen Maximalwert, der entsprechend der Erwartung, linear nach unten skaliert wird. Statistisch schwankt das Tagesmaximum der Prognose um den Tagesmaximum-Istwert.

Diese vorhin genannten Eigenschaften werden nun angewandt, um eine Prognose für Österreich zu erstellen. Dafür werden in einem ersten Schritt die theoretischen Maximalwerte der Einstrahlung im geografischen Gebiet von Österreich ermittelt. Diese ergeben sich aus dem aktuellen Sonnenstand (Höhenwinkel) zum jeweiligen Zeitpunkt, der rechnerisch ermittelt werden kann. Die verwendeten Daten wurden mit dem Webtool Sun-Position auf [www.SunEarthTools.com](http://www.SunEarthTools.com) berechnet. Im nächsten Schritt werden die theoretischen Einstrahlungswerte eines Tages soweit skaliert, dass diese dem Tagesmaximum der Ist-Einspeisung entsprechen. Diese daraus erhaltene Roh-Prognose (siehe dazu Abb. 3.9) wird in einem letzten Schritt, entsprechend der statistischen Verteilung, an reale Verhältnisse angepasst.

**Tabelle 3.7.:** Eingabe und Ausgabewerte

	Formelzeichen	Beschreibung
Eingabe	$P_{PV}^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte PV-Einspeisung 2020
	$P_{PV,ger}^{(2011)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte PV-Einspeisung in Deutschland
	$P_{PV,ger}'^{(2011)}$	1/4-h Mittelwerte der Prognose PV-Einspeisung in Deutschland
	$\hat{P}_{PV}^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der theoretischen Maximalwerte bei wolkenlosem Himmel
Ausgabe	$P_{PV}'^{(2020)}$	1/4-h Mittelwerte der Istwerte PV-Einspeisung 2020

Länge  $\{\mathbf{P}\} = 35040$

### 3.3.3. Durchführung der Analyse

Nach erfolgter Erstellung der Istwert-Hochrechnung und der Prognose für das Szenario, kann aus diesen Zeitverläufen nun die zu erwartende Prognoseabweichung berechnet wer-

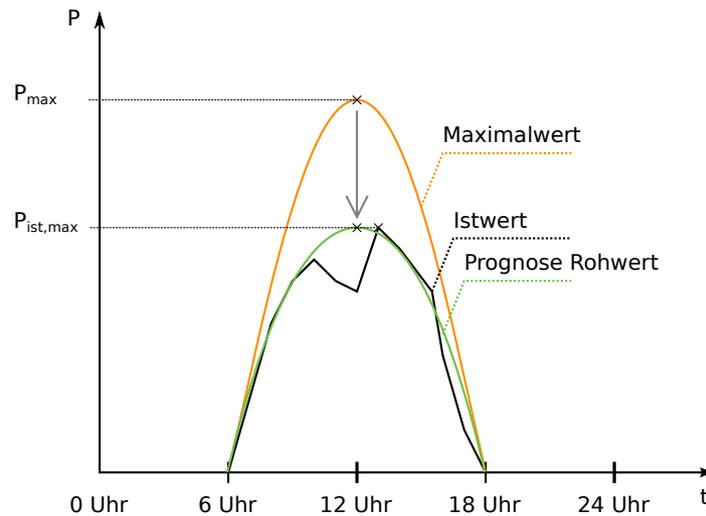


Abbildung 3.9.: Erstellung einer Roh-Prognose

den. Diese ergibt sich zu:

$$\mathbf{P}' = \mathbf{P}'_{Wind}^{(2020)} + \mathbf{P}'_{PV}^{(2020)} - \mathbf{P}_{Wind}^{(2020)} - \mathbf{P}_{PV}^{(2020)} \quad (3.4)$$

Diese Folge von 1/4-h Mittelwerten ist nun Gegenstand der Betrachtung. Der Zeitverlauf an sich ist eher uninteressant, da hieraus schlecht Daten abgelesen und die Eignung für etwaige DSM-Maßnahmen nur unzureichend ermittelt werden können. Für eine Auswertung der Daten muss zunächst definiert werden, welche Informationen gewonnen werden sollen. Diese ergeben sich aus den Eigenschaften der DSM-Anwendung:

- Betrag der Leistung (positiv/negativ)
- Leistungsgradient
- Dauer der Leistungserhöhung und Leistungsreduktion
- Dauer der Erholungsphase, Wiederholfrequenz

Zur Ermittlung der vorhin genannten Parameter sind umfangreiche Datenmanipulationen erforderlich, da sich diese nicht ohne weiteres ableiten lassen. Dazu werden die Daten in einzelne „Pakete“ gefasst, die jeweils spezifische Eigenschaften besitzen und dann untereinander vergleichbar sind. Diese „Pakete“ werden in weiterer Folge als „Leistungspakete“ definiert.

### Prinzip der Leistungspakete

Ein Leistungspaket ist im Prinzip ein Polygon mit drei (Dreieck) oder vier (Trapez) Eckpunkten. Diese werden in den Zeitverlauf der Prognoseabweichung eingepasst und bekommen dadurch ihre Parameter zugewiesen:

- Leistungsanstieg am Anfang
- Leistungsabfall am Ende

- Leistungsziel
- Dauer des gesamten Paketes
- Umgesetzte Energie
- Absoluter Startzeitpunkt

Eine grafische Veranschaulichung der Parameter gibt Abbildung 3.10 und ein Ausschnitt aus der Anwendung in der Szenariorechnung wird in Abb. 3.11 dargestellt.

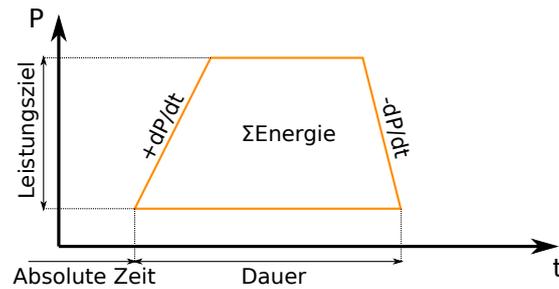


Abbildung 3.10.: Zuordnung der einzelnen Parameter eines Leistungspaketes

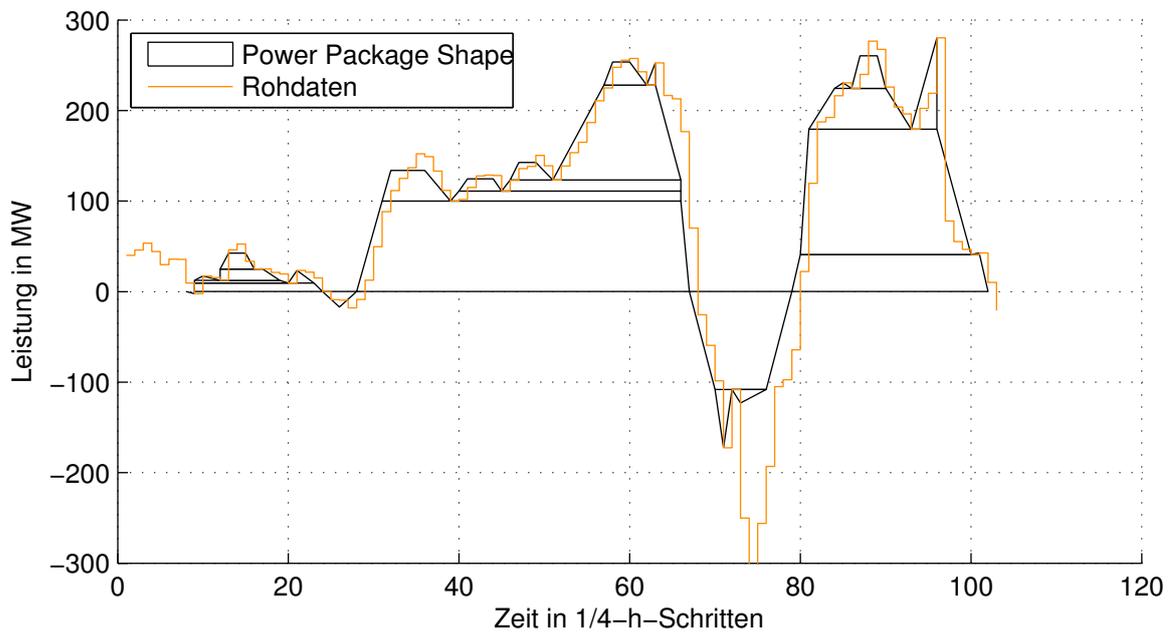
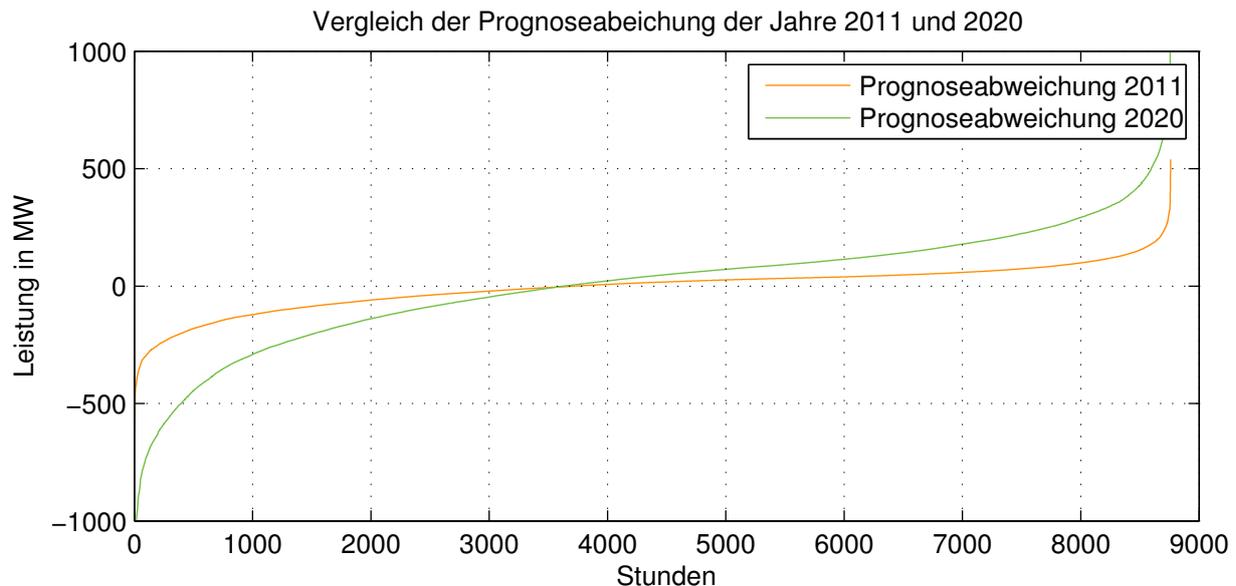


Abbildung 3.11.: Beispielhafte Anwendung auf die realen Daten

### 3.3.4. Auswertung und Diskussion der Ergebnisse

Für eine quantitative Beurteilung der Entwicklung der Prognoseabweichung sind zunächst die Dauerlinien von Interesse (Abb. 3.12). Diese zeigen, dass die Prognoseabweichung steigen wird (größere Steigung der Linie), vor allem im Bereich der höheren Leistungswerte. Betrachtet man die Energie des gesamten Jahres, so erhält man für die negative Prognoseabweichung eine Summe von -335 GWh (2011) und -806 GWh (2020) sowie für die positive eine Summe von 289 GWh (2011) und 838 GWh (2020).



**Abbildung 3.12.:** Vergleich der Dauerlinie der Prognoseabweichungen für das Jahr 2011 und 2020

Für den allfälligen Ausgleich dieser Abweichungen muss nun die konventionelle Regelleistung oder andere Methoden zum Einsatz kommen. Wird das bisherige Konzept beibehalten, muss die Sekundärregelleistung, die derzeit die Hauptaufgabe dieser Kompensation übernimmt, deutlich erhöht werden. Da diese aber eine vergleichsweise teure Variante darstellt, sollten Alternativen gesucht und gefunden werden. Zwecks Anforderungen an diese Einrichtungen, ist die Auswertung der Leistungspakete, welche im vorigen Abschnitt beschrieben wurden, in den Abbildungen 3.13 und 3.14 festgehalten. Weil dabei Zeitdauern der Leistungslieferung und deren Höhe berücksichtigt werden, kann anhand dessen in Abschnitt 5.2 die Eignung für DSM ermittelt werden. Dabei werden ebenfalls die Jahre 2011 und das Szenariojahr 2020 visualisiert.

Auffallend ist hierbei, dass die Anzahl der Leistungsdefizite in Abb. 3.13 (prognostizierter Wert ist höher als der tatsächliche) im Bereich von 1-10 MW abnimmt, in den übrigen aber wesentlich steigt. Auch die Zeitdauern verlängern sich in den meisten Fällen, dominant sind die Fenster 1/4-1 h sowie 6-12 h.

Ähnliches lässt sich beim Leistungsüberschuss in Abb. 3.14 (prognostizierter Wert ist niedriger als der tatsächliche) ablesen.

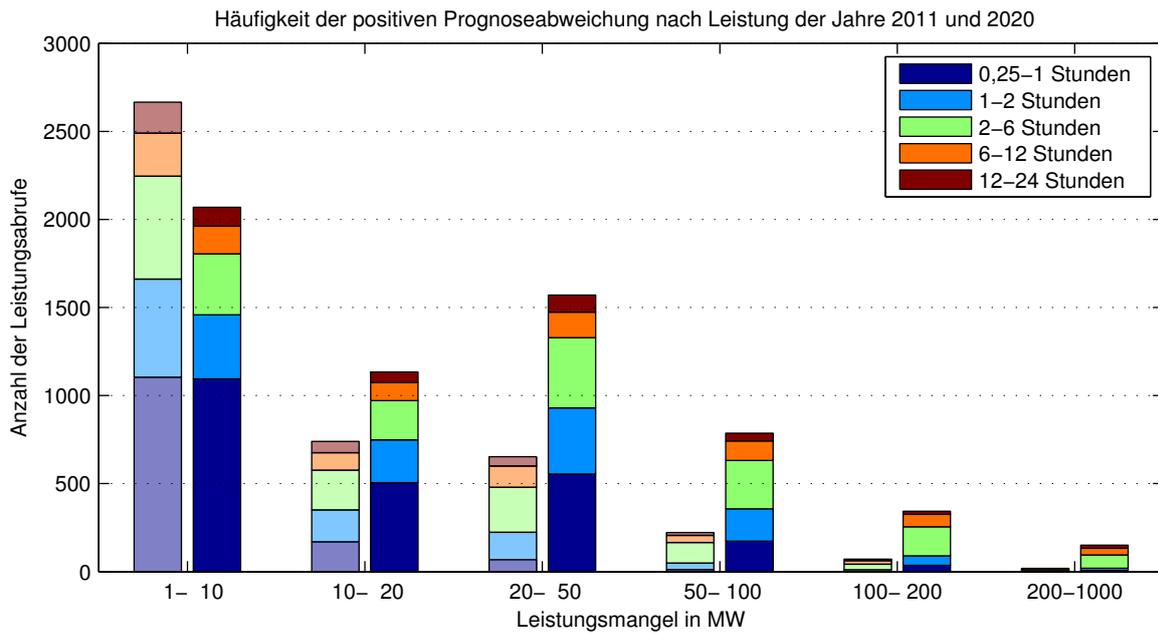


Abbildung 3.13.: Häufigkeit der positiven Prognoseabweichung in Abhängigkeit der Leistung der Jahre 2011 (jeweils linker Balken) und 2020 (jeweils rechter Balken)

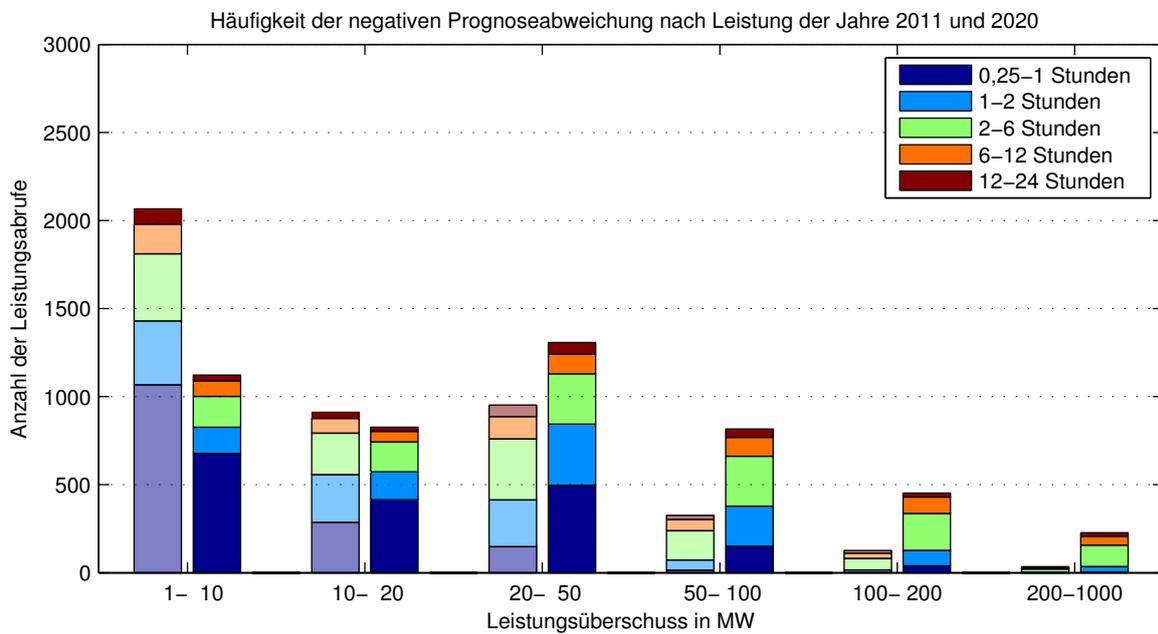


Abbildung 3.14.: Häufigkeit der negativen Prognoseabweichung in Abhängigkeit der Leistung der Jahre 2011 (jeweils linker Balken) und 2020 (jeweils rechter Balken)

# 4. Erhebung des Lastverschiebungspotenzials

Die bisherigen Betrachtungen haben das Thema Lastverschiebung und deren Probleme sowie Einsatzgebiete erörtert, über das Potenzial in Österreich wurde aber noch keine Aussage getroffen, dieses wird in diesem Kapitel erhoben. Dabei werden ausschließlich der Industrie- und Gewerbesektor untersucht und das technische Potenzial ermittelt.

## 4.1. Allgemeines

Zunächst folgt eine Beschreibung der Vorgangsweise der Erhebung, anschließend werden Randbedingungen aufgestellt, mithilfe derer die Eignung einer Anwendung für Lastverschiebung bewertet wird. Daraus folgen verschiebbare Prozesse, also Anwendungen, die sich grundsätzlich zur Lastverschiebung eignen, sowie deren Anwendungssektoren in Österreich. Die Abbildung 4.1 stellt auf der linken Seite wirtschaftliche und organisatorische Abhängigkeiten dar, sowie die technischen auf der rechten Seite.

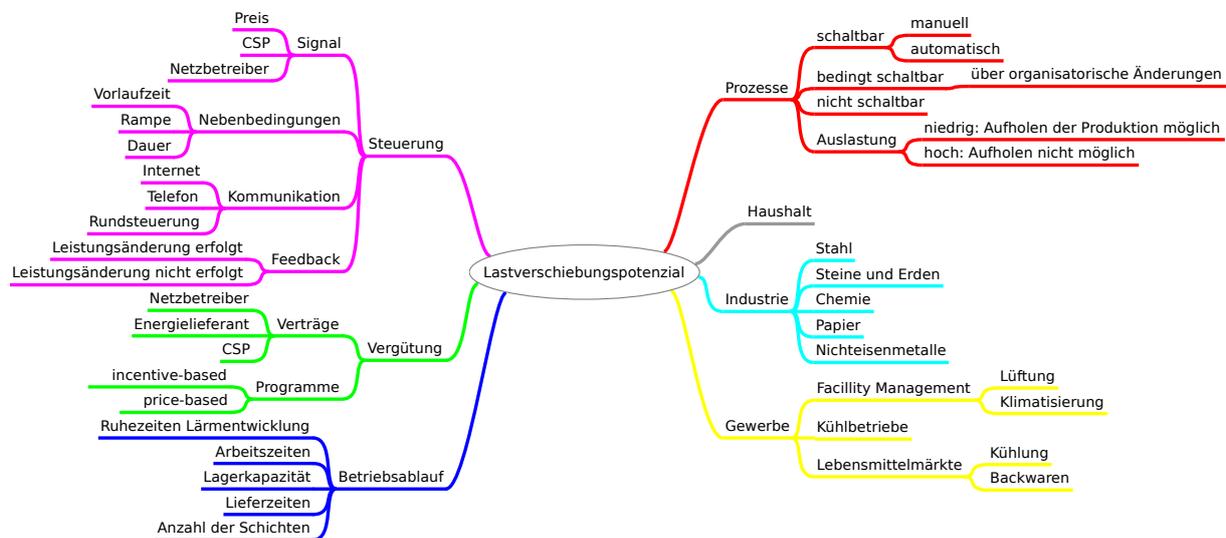


Abbildung 4.1.: Übersicht über die verschiedenen Bereiche, die das technische und wirtschaftliche Potenzial beeinflussen

### 4.1.1. Verschieben von Lasten

Randbedingungen sind in diesem Zusammenhang Bedingungen, die erfüllt sein müssen, um die grundsätzliche Tauglichkeit einer Anwendung zur Lastverschiebung zu bewerten.

- Der Eingriff in den Prozess muss ohne Minderung der Produktqualität möglich sein
- Im Produktionsprozess muss entweder eine Art von Speicher vorhanden sein oder die Produktion zu einem anderen Zeitpunkt fortgesetzt werden
- Die Produktion wird vermindert und ein geringerer Output in Kauf genommen

Für eine detaillierte Erhebung, von der bei dieser Arbeit abgesehen wird, müssen noch viele weitere Nebenbedingungen und spezifische Eigenschaften berücksichtigt werden. In Tabelle 4.1 werden diese zusammengefasst.

**Tabelle 4.1.:** Einflussfaktoren für die Lastverschiebung

<b>Speichergröße</b>	Entscheidet über die mögliche Überbrückungszeit
<b>Auslastung</b>	Ausschlaggebend für Aufholzeit oder Ausfall der Produktion
<b>Vorlaufzeit</b>	Wie schnell kann eine Reaktion erfolgen?
<b>Nachlaufzeit</b>	Wie schnell kann der ursprüngliche Zustand wieder erreicht werden?
<b>Leistungsgradient</b>	Welche Laständerungsgeschwindigkeit kann trotz Schonung der Betriebsmittel erreicht werden?
<b>Effizienz</b>	Ein Betrieb außerhalb des Nennpunktes der Anlage kann zu geringerer Effizienz führen.
<b>Qualität</b>	Kann die Qualität des Outputs gehalten werden?

### 4.1.2. Verschiebbare Prozesse

Eine Aufstellung von verschiebbaren Prozessen liefert Klobasa [35]:

### 4.1.3. Anwendungsgebiete in Österreich

Inspiriert von der vorangegangenen Tabelle wurden nun nach eigenem Ermessen einige relevante Anwendungsgebiete für Österreich zwecks einer weiteren Untersuchung ausgewählt:

- Kühlhäuser: Kälteanlagen
- Lebensmitteleinzelhandel: Kälteanlagen
- Luftzerlegung: Luftverflüssiger
- Wasserversorgung: Brunnenpumpen
- Chlorherstellung: Chlor-Alkali-Elektrolyse
- Stahlindustrie: Lichtbogenöfen und weitere elektrische Öfen
- NE-Metallindustrie: Kupferelektrolyse
- Zementindustrie: Rohmehl- und Zementmahanlagen

**Tabelle 4.2.:** DSM Anwendungssektoren [35]

DSM-Prozess	Sektor	Anwendung
Elektrische Kälteerzeugung	Lebensmittelindustrie	Kühlhäuser
	gewerbl. Lebensmittelhandel	Kühlhäuser
	Lebensmitteleinzelhandel	Kälteanlagen im Supermarkt
	Chemische Industrie	Luftzerlegung
Pumpanwendungen	Wasserversorgung	Grundwasser- und Verteilpumpen
	Schöpfwerke	Wasserhaltung
Sonstige	Gartenbau	Beleuchtung
	Chemische Industrie	Chlorelektrolyse
Elektrische Wärmeerzeugung	Metallbearbeitung	Induktionsofen, Widerstandsofen
	Gießereien	Induktionsofen, Lichtbogenofen
	Stahlindustrie	Elektro-Stahlherstellung
	NE-Metallindustrie	Schmelzflusselektrolyse
Mühlenganwendungen	Recyclingindustrie	Zerkleinerer
	Papierindustrie	Schleifer, Refiner, Pulper
	Zementindustrie	Roh- und Zementmühlen

#### 4.1.4. Systematik der Erhebung und Randbedingungen

Die Erhebung erfolgte in Anlehnung an [35], wobei auch eigene Ideen eingebracht wurden. Im Allgemeinen wird zunächst versucht, die wichtigste Kennzahl, den *Stromverbrauch*, für die zu untersuchende Anwendung zu ermitteln. Dabei muss natürlich immer bedacht werden, dass es sich hierbei um Schätzungen und keine exakten Messdaten handelt. Aus dem Jahresstromverbrauch kann eine *mittlere Leistung* berechnet werden, die einer konstanten Leistung entspricht und die gleiche Energie im Betrachtungszeitraum verursacht. Die anwendungsspezifische Kennzahl *Auslastung* beschreibt das Verhältnis von *mittlerer Leistung* zur *Spitzenleistung* und ist maßgeblich für die zu verschiebende Last. Mithilfe dieser Daten wird, unter Berücksichtigung der Randbedingungen, ein Lastverschiebungspotenzial dargestellt.

#### Stromverbrauch

Da in der Regel keine Stromverbräuche von Unternehmen und noch seltener der spezifischer Anwendungen veröffentlicht sind, muss eine andere Lösung gefunden werden. Diese sieht folgendermaßen aus:

1. Feststellen des Produktionsoutputs bzw. der Dienstleistung im Betrachtungszeitraum
2. Suchen einer dem Prozess entsprechenden Kennzahl in kWh je Output oder gleichwertiger Bezugsgröße
3. Berechnung der notwendigen Energie und der mittleren Leistung

In einzelnen Fällen konnten die Verbrauchsdaten telefonisch erfragt werden.

## Lastverschiebungspotenzial

Die größte Herausforderung ist es nun, aus den meist spärlich vorhandenen Daten ein Lastverschiebungspotenzial zu bestimmen. Aufgrund fehlender bzw. lückenhafter Informationen über einzelne Anwendungsbereiche, erfolgt die Darstellung nach eigenem Ermessen, welches durch nachvollziehbare Argumente untermauert wird. Eine höhere Genauigkeit ist im Zuge einer ersten Erhebung, wie dies eine sein soll, nicht notwendig.

Zwecks Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit untereinander, werden die Daten in Tabellenform wiedergegeben, wobei nachstehende Parameter eingetragen sind: Mittlere Leistung, Spitzenleistung.

*Hinweis:* Die Daten geben jeweils Durchschnittswerte an, berücksichtigen also weder Tageszeit, Wochentag noch eine etwaige Vorbelastung der Anlage.

## 4.2. Potenziale im Einzelnen

Nun folgt die Abschätzung des Lastverschiebungspotenzial der im vorigen Punkt angegebenen Bereiche.

### 4.2.1. Kühlhäuser

Kühlhäuser eignen sich zur Lastverschiebung aufgrund ihres großen thermischen Speichers hervorragend. In den weiteren Ausführungen werden nur Gefrierlagerräume betrachtet, da hier größere Temperaturspreizungen im Zeitverlauf möglich sind.

#### Struktur in Österreich

In Österreich gibt es einige wenige gewerbliche Kühlhäuser mit einem Gefrierlagerraum von 286.188 m<sup>3</sup> sowie eine größere Anzahl betrieblich genutzter mit einem Lagerraum von 953.812 m<sup>3</sup> [36]. Zu den größten Kühlhäusern zählen die Wiener Kühlhaus WKF GmbH, Vereinigte Eisfabriken und Kühllhallen in Wien reg. Gen.mbH sowie die Beerenfrost Kühlhaus GmbH. Eine genaue Erhebung ist, in Anbetracht der Struktur, kaum möglich, selbst der Fachverband für Nahrungs- und Genussmittelindustrie, dem viele Kühlhäuser angehören, konnte auf eine telefonische Anfrage hin keinen Angaben zur Kapazität machen.

**Tabelle 4.3.:** Kennzahlen der Kühlhäuser in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Gefrierlagerraum	1.240.000 m <sup>3</sup>	[36]
davon gewerblich	286.188 m <sup>3</sup>	[36]
davon betrieblich	953.812 m <sup>3</sup>	[36]
spez. Stromverbrauch	45 kWh / (m <sup>3</sup> a)	[37]
Stromverbrauch Kühlaggregate	55,8 GWh	
Durchschnittsleistung	6,4 MW	
Spitzenleistung	11,2 MW	

## Stromverbrauch der Kühlhäuser

Anhaltswerte zum Stromverbrauch von Kühlhäusern werden in [37] angegeben. Diese Werte enthalten auch den Bedarf für Begleitheizung sowie Beleuchtung und sind nach Nutzung des Kühlhauses gegliedert. Für die weiteren Betrachtungen wird von einem mittleren Bedarf für die Kälteaggregate von  $45 \text{ kWh}/(\text{m}^3\text{a})$  ausgegangen.

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Klobasa [35] gibt einen Wert für die Spitzenleistung der Kälteaggregate von  $9 \text{ W}/\text{m}^3$  an, das bei gegebener Kapazität einer kumulierten Spitzenleistung von  $11,2 \text{ MW}$  entspräche.

### 4.2.2. Lebensmitteleinzelhandel

Der Handel mit Lebensmittel ist mittlerweile ein sehr komplexer Geschäftszweig, wobei eine Reihe von Aufgaben zu erfüllen ist. Einkauf, Lagerung, Logistik und Verkauf müssen exakt aufeinander abgestimmt sein, um vor allem verderbliche Waren in hoher Qualität an den Kunden zu bringen. Einerseits werden gekühlte und gefrorene Waren angeboten, die entsprechende Lager- und Verkaufsplätze erfordern, die wiederum einen beträchtlichen Anteil am Stromverbrauch haben. Andererseits wird bei Backwaren immer häufiger auf eigene Backstationen gesetzt, wobei im Verkaufslokal Tiefkühlteiglinge aufgebacken werden. Diese Öfen haben vergleichsweise hohe Anschlussleistungen.

## Struktur in Österreich

Im Lebensmitteleinzelhandel in Österreich wird zwischen Einzel- und Großhandel unterschieden. Der Lebensmitteleinzelhandel wird von wenigen großen Ketten dominiert, darunter Spar, Rewe (Billa, Merkur, Adeg) und Zielpunkt. Eine Übersicht über die Struktur im Einzelhandel gibt Tabelle 4.4. Gemäß allgemeiner Klassifizierung wird zwischen verschiedenen Größenklassen unterschieden, die Anzahl der Märkte und dessen kumulierte Verkaufsfläche stammen aus [40]. In einer detaillierten Untersuchung von ausgewählten

**Tabelle 4.4.:** Struktur im Lebensmitteleinzelhandel [40]

Größenklasse	Anzahl der Geschäfte	Verkaufsfläche
>2500 m <sup>2</sup>	79	311 m <sup>2</sup>
1000-2500 m <sup>2</sup>	289	478 m <sup>2</sup>
400-999 m <sup>2</sup>	2636	1.487 m <sup>2</sup>
250-399 m <sup>2</sup>	633	207 m <sup>2</sup>
<250 m <sup>2</sup>	1377	162 m <sup>2</sup>
HOFER & LIDL	638	-

Spar-Märkten [43, S. 80] wird der spezifische Strombedarf von Spar (Jahr 2003) beziffert. Weiters veröffentlicht die REWE-Gruppe in ihrem Nachhaltigkeitsbericht [45] einen Gesamtenergieverbrauch von  $1.001 \text{ GWh}$  sowie einen Stromanteil von  $66,1\%$  bzw.  $662 \text{ GWh}$ . Es wird angenommen, dass davon  $15\%$  auf Nichtlebensmittelgeschäfte (BIPA,  $12\%$  der REWE Verkaufsfläche) und sonstiges (z.B. Großhandel) fallen. Das bedeutet umgerechnet auf die Verkaufsfläche von  $1.136.295 \text{ m}^2$  einen spezifischen Strombedarf von  $495$

$kWh/(m^2a)$ . Dieser Wert erscheint im Vergleich mit den von SPAR angegebenen Zahlen durchaus realistisch. Die von der EnergieAgentur NRW veröffentlichten Zahlen sind hingegen deutlich kleiner (im Bereich um  $250 kWh/(m^2a)$ ), diese stammen allerdings aus dem Jahr 1996 [41]. Zunächst würde man annehmen, dass durch Effizienzsteigerungen die Werte gesunken sind, aber bedingt durch den Strukturwandel und das geänderte Kaufverhalten hat sich die Ausstattung der Märkte deutlich geändert. Es werden vermehrt gekühlte Fertigprodukte sowie Tiefkühlprodukte angeboten, die Produktpräsentation durch intensivere Beleuchtung verstärkt, die Geschäftsfläche klimatisiert und mit eigenen Backstationen Kunden angelockt.

### Stromverbrauch der Kühlanlagen und Backöfen

Für die weiteren Betrachtungen werden die Erkenntnisse einer Untersuchung ausgewählter SPAR-Märkte [43] herangezogen. Eine Zusammenfassung der Daten befindet sich im Anhang A.1. Ausgehend davon erfolgt in Tabelle 4.5 eine Hochrechnung von Anschlussleistung und Energieverbrauch österreichischer Supermärkte.

**Tabelle 4.5.:** Anschlussleistungs- und Energiedaten des österreichischen Lebensmittel-Einzelhandels, Durchschnittswerte. ([43] und eigenes Werk)

Größenklasse		400-	1000-	>2500m2	Hofer	Gesamt
		999m2	2500m2			
<b>pro Markt</b>						
Pluskühlung	Leistung kW	14	29,2	58,3		
	Energie MWh	55,5	141	236		
Minuskühlung	Leistung kW	8,2	17,4	22,9		
	Energie MWh	56	112,5	184		
Steckerfertig	Leistung kW	2,75	8,3	6,3	4	
	Energie MWh	19,3	57,9	44,3	29	
Backofen	Leistung kW	8,9	18,8	38,2		
	Energie MWh	15,5	33	67		
<b>Gesamt</b>						
Pluskühlung	Leistung kW	36.904	8.439	4.606		49.949
	Energie MWh	146.298	40.749	18.644		205.691
Minuskühlung	Leistung kW	21.615	5.029	1.809		28.453
	Energie MWh	147.616	32.513	14.536		194.665
Steckerfertig	Leistung kW	7.249	2.399	498	1.740	11.885
	Energie MWh	50.875	16.733	3.500	12.615	71.108
Backofen	Leistung kW	23.460	5.433	3.018		31.911
	Energie MWh	40.858	9.537	5.293		55.688

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Durch die höheren möglichen Abschaltzeiten durch größere Temperaturspreizungen eignet sich die Minuskühlung am ehesten zur Lastverschiebung. Die Spitzenleistung von 28,5 MW steht einer Durchschnittsleistung von  $194.665 \text{ MWh} / 8760 \text{ h} = 22,2 \text{ MW}$  gegenüber.

Bei den Backöfen hingegen ist es kaum möglich, Potenzial zu nutzen, da diese stark bedarfsorientiert eingesetzt werden.

### 4.2.3. Luftzerlegung

Die Luftzerlegung ist ein Teilbereich der chemischen Industrie und zuständig für die Herstellung technischer sowie medizinischer Gase. Dabei werden die chemischen Elemente der Luft großtechnisch mittels Luftverflüssigung getrennt („zerlegt“).

Der von wenigen Herstellern hart umkämpfte Markt der Industriegase hat zur Folge, dass weltweit, wie auch in Österreich, wenig bis keine Informationen zu den Produktionsdaten veröffentlicht werden. Weltweit wird der Bedarf an Industriegasen auf 530 Mrd.  $\text{m}^3$  für das Jahr 2014 geschätzt, wobei 40% für chemische Produktionsprozesse sowie Raffinerien verwendet wird, weitere 24% benötigt die Stahlindustrie, der Rest teilt sich auf die übrigen Bereiche auf [32].

In Europa werden mit Stand 2008 220.000 t / Tag an Industriegasen produziert, was hochgerechnet etwa 80,3 Mio. t bzw. 56 Mrd.  $\text{m}^3$  pro Jahr entspricht [8].

Linde Gas installierte bereits über 2.800 Luftzerlegungsanlagen in 80 Ländern [21], Air Liquide etwa 500 Produktionseinheiten in 60 Ländern [38].

Dabei wird überwiegend das kryogene Verfahren angewandt. Hierzu wird Luft verdichtet, entspannt und dadurch soweit abgekühlt, dass sich diese verflüssigt. Im anschließenden Rektifikationsprozess werden die einzelnen Luftgase voneinander getrennt. Als Produkte werden Stickstoff flüssig (LIN) und gasförmig (GAN), Sauerstoff flüssig (LOX) und gasförmig (GOX) sowie Edelgase hergestellt.

### Struktur in Österreich

Im Jahr 2011 wurden 850 Mio.  $\text{m}^3$  Sauerstoff sowie 626 Mio.  $\text{m}^3$  Stickstoff produziert [9]. Den österreichischen Markt teilen sich die drei Unternehmen Linde Gas, Air Liquide und Messer. In großem Maßstab produziert man in nächster Nähe der Stahlproduzenten in Linz, Donawitz und Graz. Weitere Anlagen stehen in Schwechat zur Belieferung der Petro- und Kunststoffindustrie sowie in Gumpoldskirchen, wobei noch viele kleine, schwer erfassbare, Luftzerleger direkt vor Ort (On-Site) beim Kunden existieren.

**Tabelle 4.6.:** Kennzahlen der Industriegaserzeugung in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahresproduktion Sauerstoff (2011)	850 Mio. $\text{m}^3$	[49]
Jahresproduktion Stickstoff (2011)	626 Mio. $\text{m}^3$	[49]
spez. Stromverbrauch ( $\text{O}_2$ )	245-400 kWh/t bzw. 0,35-0,57 kWh/ $\text{m}^3$	[14][7]
Stromverbrauch Elektrolyse	287,5 GWh bei 0,46 kWh/t	
Durchschnittsleistung	32,8 MW	
Spitzenleistung	36,6 MW	

## Stromverbrauch der Luftverflüssiger

Um das Potenzial der Lastverschiebung an diesen Anlagen erfassen zu können, muss bekannt sein, welchen Strombedarf diese aufweisen. Aufgrund des kleinen Marktes in Österreich sowie der Wettbewerbssituation, sind die Unternehmen sehr zurückhaltend was Informationen zur Produktion betreffen. Aber es ist dennoch möglich, eine Abschätzung in Bezug auf die Produktion von Sauerstoff zu tätigen, denn dafür gibt es gut dokumentierte Angaben zum spezifischen Stromverbrauch.

Der Jahresstromverbrauch ergibt sich aus der Annahme, dass die Anlagen sauerstoffgeführt produzieren (erkennbar an der Menge, bei gleichwertiger Produktion müsste das ausgestoßene Volumen das Verhältnis 78% N<sub>2</sub> zu 21% O<sub>2</sub> aufweisen, Anm.) und der spezifische Strombedarf dem Mittelwert der in der Tabelle genannten Zahlen entspricht.

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Der Information eines Anlagenbetreibers in Österreich zufolge, ist eine Leistungsreduktion auf 70% der Nennlast möglich, diese wird aber nur zu besonderen Zeiten (Ferien bzw. Urlaubszeit), wenn der Hauptkunde weniger abnimmt, in Anspruch genommen. Die Anlage ist sonst, außer für Wartungszwecke, 24 Stunden am Tag mit Nennlast in Betrieb. Ein weiterer Anlagenbetreiber gibt zudem an, dass der Vorgang der Leistungsänderung aufgrund des trägen Systems im Bereich von Stunden liege. Außerdem muss bedacht werden, dass der optimale Betriebspunkt der Anlage bei Leistungsreduktion verlassen wird.

**Tabelle 4.7.:** Luftzerlegungsanlagen in Österreich (Quelle: Eigene Erhebung)

Standort	Leistung kW	GOX m <sup>3</sup> /h	GAN m <sup>3</sup> /h	LOX m <sup>3</sup> /h	LIN m <sup>3</sup> /h
Linz	4.600	25.000	20.000	4.000	4.000
	4.600	25.000	20.000	4.000	4.000
	4.600	30.000			
Donawitz	5.500	30.000			
Schwechat	9.000			2.500	9.000
Graz	4.300	1.400		1.400	4.000
Gumpoldskirchen	4.000			1.000	3.000
<b>Summe</b>	<b>36.600</b>	<b>111.400</b>	<b>40.000</b>	<b>12.900</b>	<b>24.000</b>
		m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
<b>Jahreskapazität</b>		<b>975.864.000</b>	<b>350.400.000</b>	<b>113.004.000</b>	<b>210.240.000</b>

### 4.2.4. Wasserversorgung

Die Versorgung von Haushalten, Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft mit Wasser ist eine der wichtigsten Aufgaben kommunaler Betriebe auf der ganzen Welt. Abhängig von Vorkommen, Hydrologie, Geografie und Geologie wird das Wasser auf unterschiedlichste Weise gefördert, aufbereitet und zum Verbraucher geleitet.

## Struktur in Österreich

Die sichere Wasserversorgung wird in unseren Breiten meist so gestaltet, dass das Leitungswasser von einem Speicher zu den Kunden gelangt. Dabei wird dieser Speicher entweder von natürlichen Quellen gespeist oder mittels Pumpen von Grundwasserbrunnen aufgefüllt. Genau diese Pumpen sind aufgrund ihres flexiblen Einsatzes, bedingt durch den Speicher, für Lastverschiebung geeignet.

In Österreich wurde laut Auskunft des Österreichischen Vereins für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) im Jahr 2011 eine Wassermenge von 822 Mio. m<sup>3</sup> gefördert. Dabei entfallen 461 Mio. m<sup>3</sup> auf Quellwasser, der Rest (361 Mio. m<sup>3</sup>) auf Grundwasser. Aufgrund topografischer Gegebenheiten ist es nicht überall möglich, Hochbehälter zu unterhalten. In solchen Trinkwassernetzen kommen Tiefspeicher zum Einsatz oder es wird gänzlich auf Speicher verzichtet, die Druckvorhaltung geschieht mittels drehzahl geregelter Pumpen. Für die weiteren Ausführungen wird angenommen, dass 80% des Wassers über Speicher zum Abnehmer gelangt (289 Mio. m<sup>3</sup>).

**Tabelle 4.8.:** Kennzahlen der Wasserversorgung in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahrsförderung (2011)	822 Mio. m <sup>3</sup>	[ÖVGW]
davon Quellwasser	461 Mio. m <sup>3</sup>	[ÖVGW]
davon Grundwasser	361 Mio. m <sup>3</sup>	[ÖVGW]
Stromverbrauch Pumpen gesamt	138 GWh	[33]
spez. Stromverbrauch Förderpumpen	0,04-0,59 kWh / m <sup>3</sup>	[52]
Stromverbrauch Förderpumpen	86,7 GWh bei 0,3 kWh / m <sup>3</sup>	
Durchschnittsleistung	9,9 MW	
Spitzenleistung	19,8 MW	

## Stromverbrauch der Förderpumpen

In der österreichischen Wasserversorgung werden 177 GWh Strom zum Pumpen (78%), zur Aufbereitung (15%) und für Sonstiges (7%) benötigt [33]. Dabei berücksichtigt der Posten „Pumpen“ alle im Versorgungsnetz eingesetzten Pumpen, auch jene zur Druckerhöhung sowie Förderpumpen zur direkten Netzeinspeisung. Eine Abschätzung des Stromverbrauchs der für die Lastverschiebung einsetzbaren Speicherförderpumpen benötigt somit einen anderen Ansatz: Der Strombedarf im Verhältnis zur Wasserabgabe wird in Abhängigkeit dreier verschiedener Hubhöhen angegeben [52]. Für geringe Hubhöhen werden etwa 0,04 kWh/m<sup>3</sup>, mittlere 0,31 kWh/m<sup>3</sup> und für hohe 0,59 kWh/m<sup>3</sup> aufgewendet. Für die weiteren Betrachtungen wird ein Pumpenergiebedarf von 0,3 kWh/m<sup>3</sup> herangezogen. Daraus ergibt sich mit einer gepumpten Wassermenge von 250 Mio. m<sup>3</sup> ein Stromverbrauch von 86,7 GWh/a bzw. eine mittlere Leistung von 9,9 MW.

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Aufgrund der hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit ist das System reichlich überdimensioniert. Die Förderleistung der Pumpen übersteigt meist ein Vielfaches des

Bedarfs und die Speicher sind großzügig ausgelegt. Unter diesen Voraussetzungen ist es möglich, den Pumpeneinsatz recht flexibel zu gestalten.

#### 4.2.5. Chlor-Alkali-Elektrolyse

Weltweit existieren über 650 Produktionsstätten zur Herstellung von Chlor sowie Folgeprodukten mit einer Kapazität von 58 Mio. t Chlor sowie 62 Mio. t Natriumhydroxid („Natronlauge“) [20]. 85 dieser Anlagen mit einer Kapazität von 12,6 Mio. t befinden sich in Europa und produzierten im Jahr 2011 etwa 10 Mio. t Chlor, wobei Deutschland mit 4,35 Mio. t knapp die Hälfte der Produktion ausmachte. Der Anteil der Kapazität am verwendeten Elektrolyseverfahren (Stand 2011) teilt sich wie folgt auf: Membran (51%), gefolgt von Amalgam (31%) sowie dem Diaphragma (14%) und andere (4%) [25].

#### Struktur in Österreich

In Österreich wird nur an einem Standort Chlor und daraus bestehende Substanzen hergestellt, dieser befindet sich in Brückl in Kärnten und wird von der Donau Chemie AG betrieben.

**Tabelle 4.9.:** Kennzahlen der Chlor-Alkali-Elektrolyse in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahreskapazität	70.000 t	
Jahresproduktion Chlor (2011)	70.000 t	
Jahresproduktion Natronlauge (2011)	79.000 Mio. t	
spez. Stromverbrauch	2500-2700 kWh / t	[56]
Stromverbrauch Elektrolyse	182 GWh bei 2600 kWh / t	
Durchschnittsleistung	20,8 MW	
Spitzenleistung	20,8 MW	

Nach telefonischer Auskunft liegt die Produktionskapazität bei 70.000 t/a, die Vollleistung bei 22 MW die bei Bedarf für eine Stunde auf 50% reduziert werden kann. Produziert wird seit 1999 nach dem Membranverfahren, die Sekundärprodukte sind im Wesentlichen Natronlauge und Salzsäure.

#### Stromverbrauch der Elektrolyse

Der Herstellungsprozess ist laut [56] mit 2500-2700 kWh/t sehr energieintensiv. Für das Werk ergibt sich unter der Annahme eines spezifischen Stromverbrauchs von 2600 kWh/t ein Gesamtverbrauch von 182 GWh an elektrischer Energie sowie eine mittlere Leistung von 20.8 MW.

#### Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Nach Angabe des Produktionsleiters ist die Maximallast 22 MW, was deutlich macht, dass das Werk sehr gut ausgelastet ist.

## 4.2.6. Stahlindustrie

Der Sektor Stahlindustrie setzt sich aus Rohstahlwerken, Schrottstahlwerken und der Veredelungsbetriebe zusammen. Wesentliche Stromverbraucher sind in erster Linie die Lichtbogenöfen, die hauptsächlich zur Schmelze von Schrott eingesetzt werden. Weitere Verbraucher mit einer beachtlichen Anschlussleistung stellen die Induktionsöfen und elektrisch betriebene Pfannenöfen dar.

### Struktur in Österreich

Die Stahlindustrie in Österreich hat, trotz Abwanderung vieler Industrien, nach wie vor große Bedeutung. Im Jahr 2011 wurden 5,82 Mio. t Roheisen und 7,47 Mio. t Rohstahl erzeugt [12]. Davon sind 9% Elektrostahl, also im Lichtbogenofen hergestellter Stahl [26]. Der größte Stahlproduzent ist die Voestalpine mit ihren Werken in Linz und Donawitz. Dort werden allerdings keine Lichtbogenöfen eingesetzt, diese kommen nur in kleineren Werken, wie beispielsweise der Grazer Marienhütte, zum Einsatz. Eine unvollständige Übersicht bietet Tabelle 4.11.

**Tabelle 4.10.:** Kennzahlen der Stahlproduktion in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahreskapazität	? t	
Jahresproduktion Eisen (2011)	5,82 Mio. t	[12]
Jahresproduktion Stahl (2011)	7,47 Mio. t	[12]
davon Elektrostahl	0,67 Mio. t	[26]
spez. Stromverbrauch	280 - 370 kWh / t	[55]
Stromverbrauch Elektrostahl	217,8 GWh bei 325 kWh / t	
Durchschnittsleistung	24,8 MW	
Spitzenleistung	111,00 MW	

### Stromverbrauch der Lichtbogenöfen

Wie man diversen Broschüren der Hersteller (u.a. [55]) von Elektro-Lichtbogenöfen entnehmen kann, liegt der spezifische Strombedarf (abhängig von der Technologie) bei 280 - 370 kWh/t. Die Trafoleistung liegt meist im Bereich von 1.000 kVA/t, die Zeit für einen Schmelzvorgang bei etwa 50 min (davon etwa 35 min Lichtbogenbetrieb). Setzt man die Produktionswerte aus Tabelle 4.10 ein, erhält man mit dem Mittelwert des spezifischen Stromverbrauchs einen Gesamtverbrauch der Lichtbogenöfen von 217,8 GWh.

### Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

In einen zyklischen Prozess, wie der Eisenschmelze im Elektro-Lichtbogenofen, kann nicht ohne Weiteres eingegriffen werden. Deshalb wird hier nur das Verschieben eines kompletten Prozessblocks (ein Ofenzyklus) in Erwägung gezogen.

Ein Vergleich der mittleren Leistung aus Tabelle 4.10 und der Gesamtleistung der Lichtbogenöfen (Summe aus Tabelle 4.11) ergibt ein durchschnittliche Jahresauslastung von 22.3%.

**Tabelle 4.11.:** Zusammenfassung der Daten der Elektrostahl-Industrie in Österreich (eigene Erhebung)

Stahlwerk	Einrichtungen	Leistung	Kapazität	Jahresprod.
Marienhütte Graz	Lichtbogenofen	35 MVA	36 t	365.000 t
	Pfannenofen	6 MVA	36 t	
Treibacher Althofen	Lichtbogenofen	10 MW		
	Induktionsofen			
Maschinenfabrik Liezen	Lichtbogenofen	6 MW		
	Lichtbogenofen			
Böhler Kapfenberg	Lichtbogenofen	2x 15 MW	50 t	9.000 t
	Induktionsofen		4 – 16 t	
Breitenfelder	Lichtbogenofen	30 MW	50 t	
	Pfannenofen	10 MW		
	Pfannenofen	13 MW		

#### 4.2.7. Nichteisen-Metallindustrie

Dieser Industriezweig umfasst die Herstellung und Verarbeitung von Nichteisen-Metallen wie Aluminium, Kupfer und Zink. Ein bedeutender Stromverbraucher ist hierbei die Elektrolyse, welche sowohl der Gewinnung von hochreinen Elementen dient, als auch zur Oberflächenveredelung eingesetzt wird.

##### Struktur in Österreich

Die Herstellung von Primäraluminium ist schon seit den 90er-Jahren Geschichte. Nach Einstellung der letzten Aluminiumelektrolyse wird am Standort Ranshofen Aluminiumrecycling auf höchstem Niveau betrieben. Als einzige NE-Metall-Elektrolyse zur Herstellung von hochreinem Material sind die Montanwerke Brixlegg geblieben, die aus anodischem Kupfer (99% Reinheit), das aus einem Ofenprozess hervorgeht, kathodisches Kupfer (99,999% Reinheit) gewinnen.

Weiters besteht am Standort Linz der Voestalpine eine elektrolytische Verzinkungsanlage, die aber im Durchlaufverfahren arbeitet und somit für die Lastverschiebung uninteressant ist.

**Tabelle 4.12.:** Kennzahlen der Kupferproduktion in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahreskapazität	118.000 t	[17]
Jahresproduktion 2011	112.610 t	[17]
Stromverbrauch gesamt	77,6 GWh	[17]
spez. Stromverbrauch	350 kWh / t	[16]
Stromverbrauch Elektrolyse	39,4 GWh	
Durchschnittsleistung	4,5 MW	

## Stromverbrauch der Kupferelektrolyse

Zur Abschätzung des Stromverbrauchs der Elektrolyse wird ein spezifischer Stromverbrauch von 350 kWh/t angesetzt [16]. Das ergibt mit den Produktionsdaten von 2011 einen Stromverbrauch von 39,4 GWh, was einer mittleren Leistung von 4,5 MW entspricht.

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Vergleicht man die Produktionsdaten mit der Kapazität des Werks, kommt man zu dem Ergebnis, dass dieses mit knapp über 95% sehr gut ausgelastet ist. Eine Lastverschiebung wäre hier ohne Produktionseinbusen also nur eingeschränkt möglich.

### 4.2.8. Zementindustrie

Die Zementindustrie beschäftigt sich mit dem Abbau von Gestein, der Verarbeitung zu Klinker und Zement. Die häufigste produzierte Sorte ist Portlandzement. Im Jahr 2011 wurden etwa 3,6 Mrd. t Zement hergestellt, davon entfallen 57,3% allein auf China. In weiterer absteigender Reihenfolge: 12,9% Asien (ohne China, Indien, Japan) 7,3% Europa (CEMBUREAU-Mitglieder) 6,2% Indien 5,2% Amerika (ohne USA) 4,7% Afrika... [19].

## Struktur in Österreich

Die österreichische Zementindustrie ist mit 12 Unternehmen bzw. Standorten überschaubar. Diese sind Mitglieder in der Vereinigung der österreichischen Zementindustrie (VÖZ). Aus dessen Nachhaltigkeitsbericht [57] geht hervor, dass die Zementproduktion im Jahr 2011 4,43 Mio. t und 2010 4,25 Mio. t betragen hat.

## Stromverbrauch der Mahlanlagen

Der gesamte Stromverbrauch der Branche für das Jahr 2010 wird mit 486,7 GWh angegeben [39]. Davon werden etwa 35% zur Rohmaterialaufbereitung, 22% zum Brennen und Kühlen sowie 38% für Zementmahlung und Verpackung aufgewendet. Weiters liegt der spezifische Energiebedarf der Rohmehlmaschinen bei 14 - 21 kWh/t und der 24 Zementmahlmaschinen bei 35 - 66 kWh/t. Die große Schwankungsbreite wird mit den unterschiedlich eingesetzten Mühlentechnologien sowie des Mahlgrads erklärt [13].

**Tabelle 4.13.:** Kennzahlen der Zementindustrie in Österreich

Kennzahl	Wert	Quelle
Jahreskapazität	4,8 Mio. t ?	
Jahresproduktion (2011)	4,43 Mio. t	[57]
spez. Stromverbrauch Rohmehlmühle	14 - 21 kWh/t	[13]
spez. Stromverbrauch Zementmühle	35 - 66 kWh/t	[13]
Stromverbrauch Rohmehlmühle	74,38 GWh bei 17,5 kWh/t	
Stromverbrauch Zementmühle	191,25 GWh bei 45 kWh/t	
Durchschnittsleistung gesamt	30,3 MW	

## Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials

Aufgrund der tendenziell niedrigen Auslastung und Zwischenlagerung der Komponenten in Silos ergibt sich hier ein flexibler Einsatz der Lastverschiebung mit höheren Überbrückungszeiten.

### 4.3. Kumuliertes Lastverschiebungspotenzial in Österreich

Eine Zusammenfassung der auf den vergangenen Seiten erhobenen Daten zeigt Tabelle 4.14.

**Tabelle 4.14.:** Zusammenfassung der Daten

Branche	Prozess	mittl. Leistung MW	Spitzenleistung MW	Auslastung 1
Kühlhäuser	Kühlung	6,37	11,16	0,57
Lebensmittel- Einzelhandel	Pluskühlung	23,48	49,95	0,47
	Minuskühlung	22,22	28,45	0,78
	Steckerf. Kühl.	8,12	11,89	0,68
	Backofen	6,36	31,91	0,20
Luftzerlegung	Luftverfl.	34,77	36,60	0,95
Wasserversorgung	Pumpen	9,90	19,80	0,50
Chemie	Chlor-A-El.	20,90	22,00	0,95
Stahlindustrie	Lichtbogenofen	24,80	111,00	0,22
NE-Metall-I	Kupferelekt.	4,50	4,74	0,95
Zementindustrie	Rohmehlm.	8,49	17,00	0,50
	Zementm.	21,83	43,70	0,50
<b>Summe</b>		191,74	388,20	0,49

# 5. Anwendung der Lastverschiebung

In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Anwendungsmöglichkeiten der Lastverschiebung diskutiert, ein Schwerpunkt liegt bei der Bereitstellung von Regelleistung bzw. -energie. Außerdem wird auf die in Kapitel 3 untersuchte künftige Prognoseabweichung nochmals kurz eingegangen.

## 5.1. Teilnahme am Regelenenergiemarkt

Um am Regelenenergiemarkt teilnehmen zu können, müssen spezielle Qualifizierungsrichtlinien erfüllt werden. Diese werden vom Regelzonenführer (hier APG) vorgegeben und auch evaluiert. Für einen Einsatz der Lastverschiebung bzw. DSM wird hier in weiterer Folge je nach Anwendung die Eignung untersucht und in einer Bewertungstabelle zusammengestellt.

### 5.1.1. Sekundärregelung

Für die Sekundärregelung gelten folgende Teilnahmebedingungen (Auszug aus der Technischen Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Sekundärregelreserve der APG):

- Mindestregelband je technischer Einheit:  $\pm 2$  MW
- Mindestleistungsgradient je technischer Einheit: 2% der Nennleistung pro Minute
- Maximal 5 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 5 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für sechs verschiedene Produkte erfolgen [3]:

- Peak-Woche: 08:00 - 20:00 Mo. - Fr. (Peak+ für positive RL, Peak- für negative RL)
- OffPeak-Woche: 20:00 - 08:00 Mo. - Fr.
- Wochenende: 00:00 - 24:00 Sa. - So.
- jeweils positiv und negativ

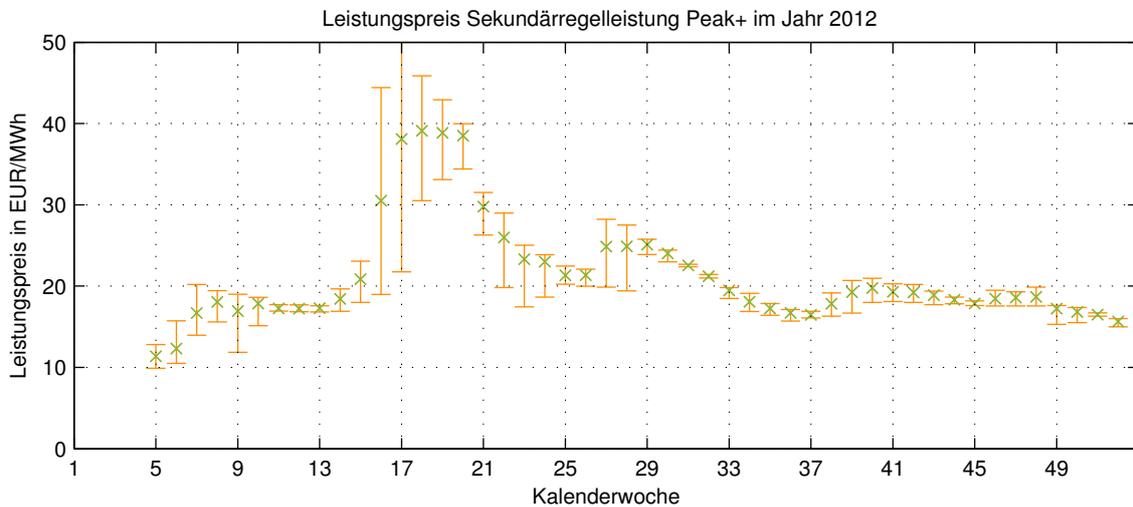
Um weiterführende Berechnungen zu Kosten und Nutzen anstellen zu können, wurden die erzielten Leistungspreise der Ausschreibungen des Jahres 2012 für Sekundärregelleistung und Sekundärregelenergie untersucht. Dabei erfolgt die Ausschreibung der Leistung üblicherweise mit einem Umfang von etwa 70 MW für einen vierwöchigen Lieferzeitraum

**Tabelle 5.1.:** Bewertungsmatrix Qualifikation Sekundärregelleistung

Anwendung	min. 2MW je TE	min. -2MW je TE	Min. Gradient 2% $P_n$ /min	max. 5 min bis Bandgrenze	Verfügbarkeit Leistung	Verfügbarkeit Arbeit	Mindestangebot 5MW
Kühlhäuser	o	o	x	x	o	o	x
Lebensmitteleinzelhandel	-	-	x	x	o	o	x
Luftzerlegung	x	x	-	-	o	o	x
Wasserversorgung	-	-	x	x	o	o	x
Chlor-Alkali-Elektrolyse	x	-	-	-	o	o	x
Stahlindustrie	x	x	x	x	-	-	x
NE-Metallindustrie	x	x	x	o	o	o	x
Zementindustrie	o	o	x	x	x	o	x

x... trifft zu    o... unter Vorbehalt/teilweise    -... trifft nicht zu

und von 130 MW für einen einwöchigen Lieferzeitraum. Die Ausschreibung der Energie wird öfters durchgeführt: diese erfolgt Wochentags täglich mit einem eintägigen Lieferzeitraum und jede Woche fürs Wochenende mit einem zweitägigen Lieferzeitraum. Die Preise verstehen sich aus der Sicht des Regelzonenführers. Ein positiver Preis bedeutet eine Zahlung an den Anbieter.


**Abbildung 5.1.:** Erzielte Leistungspreise der Sekundärregelung für Peak+ mit einem Umfang von 60 Stunden [5]

Der Leistungspreis wird in €/MWh angegeben, was zunächst etwas eigenartig erscheint, das hat aber durchaus seinen Grund, wie in einer späteren Rechnung gezeigt wird. Die eingegangenen Angebote werden aufsteigend nach Preis sortiert und all jene akzeptiert, die in Summe die ausgeschriebene Menge erreichen. Ein Beispiel einer Bieterkurve findet sich

im Anhang A.2. Als Beispiel für den Verlauf des Leistungspreises ist dieser in Abbildung 5.1 für das Produkt Peak+ (Mo-Fr. 08:00-20:00 Positiv) skizziert. Dabei ist der Mittelwert der akzeptierten Leistungen sowie dessen Bandbreite zu sehen. Angebote die zu teuer waren und deshalb nicht akzeptiert wurden, blieben dabei unberücksichtigt.

Zusätzlich zur fix vergüteten Regelleistung wird die Energie nach tatsächlichem Verbrauch abgerechnet. Bei positiver Regelleistung bekommt der Lieferant die gelieferte Energie vergütet, bei negativer bezahlt der Abnehmer üblicherweise die abgenommene Energie. Ist der Preis bei negativer Regelenenergie positiv, bedeutet das, dass der Abnehmer sogar für die entnommene Energie bezahlt wird, wie dies Anfang des Jahres 2012 der Fall war. Die Energiepreise für die Wochentagsprodukte Peak+ und Peak- sind in Anhang A.4 dargestellt. Dabei ist die dicke Linie jeweils das gewichtete Mittel, die Flächen kennzeichnen die Abgrenzung der einzelnen Preise der Anbieter. Auffallend ist die große Bandbreite der Preise.

Eingesetzt werden die Leistungen durch Reihung des Energiepreises: Bei positiver Regelleistung kommt zuerst jener Anbieter zum Zug, der die Energie am günstigsten liefern bzw. die Abnahmeleistung reduzieren kann, bei negativer derjenige, der die Energie zum günstigsten Preis abnimmt bzw. die Einspeiseleistung reduziert.

### 5.1.2. Tertiärregelung

Für die Tertiärregelung gelten folgende Teilnahmebedingungen (Auszug aus der Technischen Präqualifikation für Bezug / Lieferung von Tertiärregelreserve der APG):

- Mindestregelband je technischer Einheit:  $\pm 0,5$  MW
- Maximal 10 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 10 MW (Poolleistung)

**Tabelle 5.2.:** Bewertungsmatrix Qualifikation Tertiärregelleistung

Anwendung	min. 0,5MW je TE	min. -0,5MW je TE	max. 10 min bis Bandgrenze	Verfügbarkeit Leistung	Verfügbarkeit Arbeit	Mindestangebot 10MW
Kühlhäuser	x	x	x	o	o	x
Lebensmitteleinzelhandel	-	-	x	o	o	x
Luftzerlegung	x	x	-	o	o	x
Wasserversorgung	o	o	x	o	o	x
Chlor-Alkali-Elektrolyse	-	x	-	-	o	x
Stahlindustrie	x	x	x	-	-	x
NE-Metallindustrie	x	x	o	o	o	x
Zementindustrie	x	x	x	x	o	x

x... trifft zu    o... unter Vorbehalt/teilweise    -... trifft nicht zu

Die Angebotsstellung kann für zwölf verschiedene Produkte erfolgen [4]:

- Montag - Freitag 00:00 - 04:00
- Montag - Freitag 04:00 - 08:00
- ...
- Samstag - Sonntag 00:00 - 04:00
- Samstag - Sonntag 04:00 - 08:00
- ...

Hinzu kommt noch die Möglichkeit einer kurzfristigen Ausschreibung, für die kein Leistungspreis bezahlt wird (Day-Ahead). Dabei ist jeder Tag wieder in die sechs Zeitscheiben unterteilt.

Ähnlich wie bei der Sekundärregelleistung erfolgt die Ausschreibung der Leistung und Energie extra. In Abbildung 5.2 ist der Verlauf des Mittelwertes des Leistungspreises für positive Regelleistung des Jahres 2012 fürs Wochentagsprodukt (Mo-Fr) aufgetragen. Am teuersten ist der Zeitbereich von 16-20 Uhr, am günstigsten sind die Nachtstunden. Im Vergleich zur Sekundärregelleistung ist der Leistungspreis generell niedriger und bewegt sich tagsüber im Bereich von 10-15 €/MWh.

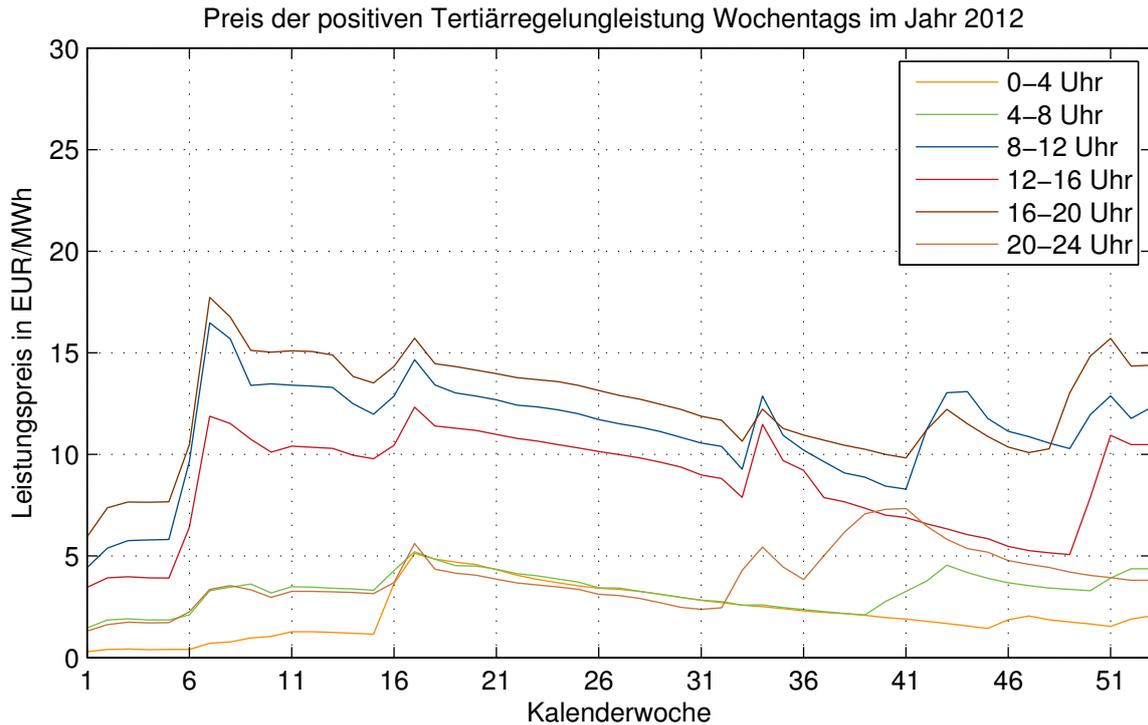


Abbildung 5.2.: Gewichtete Mittelwerte der Leistungspreise der positiven Tertiärregelleistung für die sechs verschiedenen Produktzeiten [5]

In weiterer Folge, in Kapitel 5.4, werden die Daten herangezogen, um die Höhe der Erlöse bei Teilnahme am Regelleistungsmarkt abzuschätzen.

## 5.2. Ausgleich der Prognoseabweichung

In Kapitel 3 wurde festgestellt, dass sich bei erhöhter Einspeisung von Wind- und Solarenergie der Aufwand zum Ausgleich prognosebedingter Fehlbilanzen zunehmen wird. Als Alternative zur herkömmlichen Regelleistung würde sich das Konzept von DSM anbieten, bei dem auf Verbraucherseite auf diese Fehlprognosen reagiert wird.

### 5.2.1. Kennwerte der Prognoseabweichung

Um Aussagen über diesen Einsatz treffen zu können, müssen eingangs die Eigenschaften der zu kompensierenden Leistung bestimmt werden.

#### Dauer und Amplitude

Einen Ansatz liefern Abbildungen 3.13 und 3.14 in Abschnitt 3.3.4.

#### Leistungsgradient

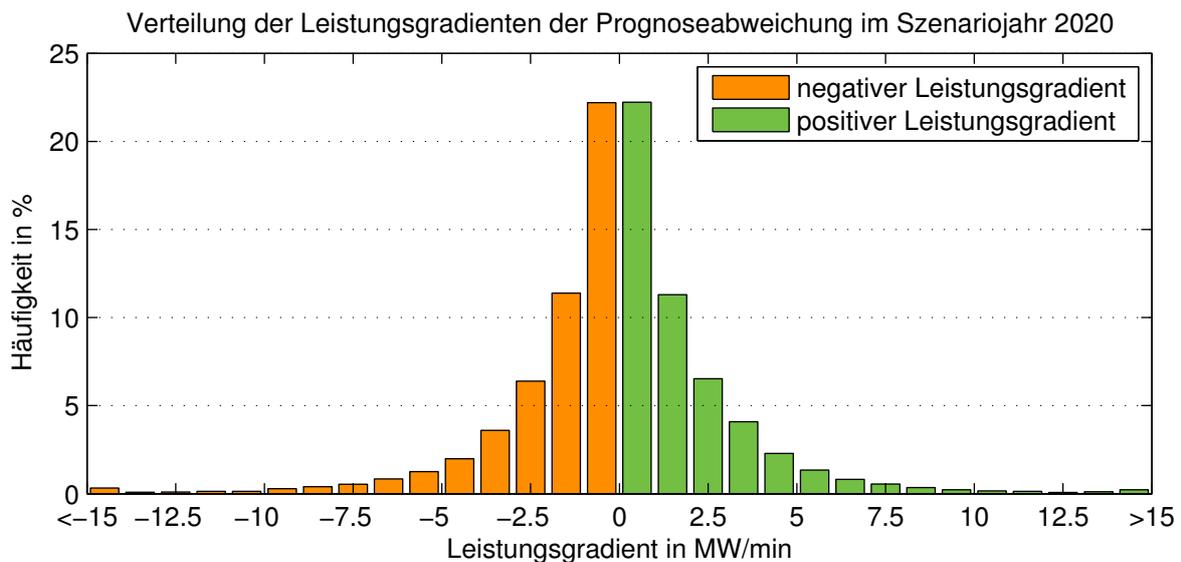
Ein weiterer wichtiger Kennwert ist der Leistungsgradient, also der Anstieg oder Abfall der Leistung in einem bestimmten Zeitraum. Dargestellt sind dessen Verteilung in Abb.

5.3, wobei alle 1/4h-Mittelwerte des Szenariojahres 2020 herangezogen wurden. Der Leistungsgradient ergibt sich wie folgt:

$$\dot{P} = \frac{dP}{dt} \quad (5.1)$$

$$\dot{P}_i = \frac{P_i - P_{i-1}}{T} \text{ mit } T = 15 \text{ min} \quad (5.2)$$

Die am häufigsten auftretenden Gradienten sind die im Bereich von 0-1 MW/min bzw. -1-0 MW/min mit jeweils etwa 22%. Der Bereich von -5 bis 5 MW/min deckt mit über 90% den Großteil ab.



**Abbildung 5.3.:** Leistungsgradient der Prognoseabweichung für das Szenariojahr 2020

### Aufholzeit

Ein wichtiges Merkmal bei der Lastverschiebung im Speziellen ist die „Aufholzeit“, darunter ist jene Zeitspanne zu verstehen die zwischen einer positiven Leistung gewisser Dauer und einer äquivalenten negativen Leistung ähnlicher Dauer liegt. Mithilfe dieser Zeitspanne kann ermittelt werden, ob und welche Anwendungen grundsätzlich für eine reine Lastverschiebung in Frage kommen. Diese „Aufholzeit“ anhand der Prognoseabweichung aus dem 2020-Szenario ist in Abbildung 5.4 zu sehen. Dabei ersichtlich ist, dass der Medianwert bei etwa 24h liegt, das 0,25-Quantil bei ungefähr 12h. Diese Zeitspannen scheinen relativ groß. Eine detailliertere Betrachtungsweise anhand aufwändigerer Simulationen könnte hier zu besser interpretierbaren Ergebnissen führen.

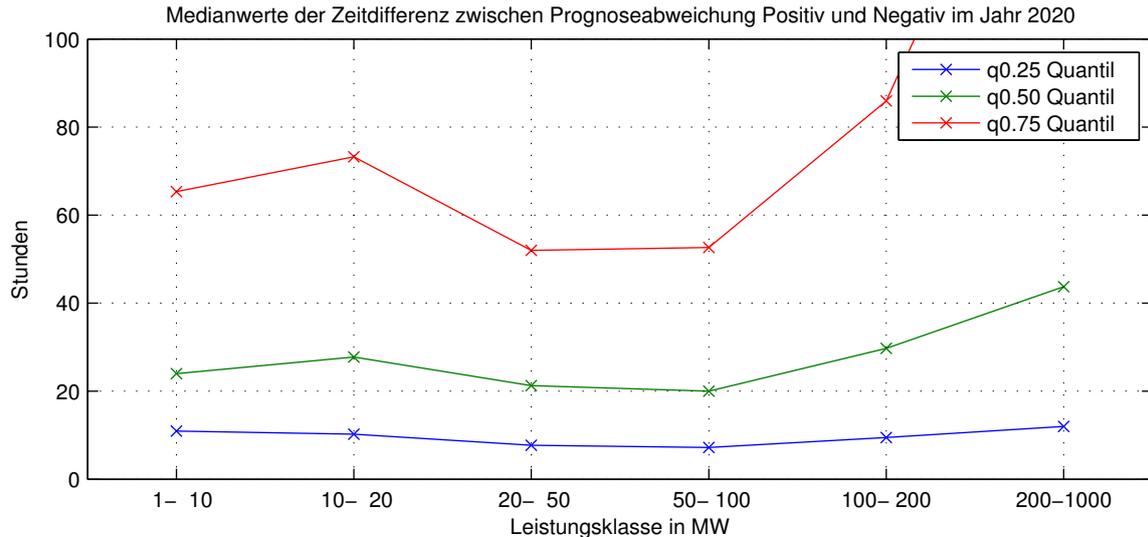


Abbildung 5.4.: Median der Dauer von positiver zu negativer Leistung

## 5.3. Kostenbetrachtung

Eines der größten Hemmnisse ist nach wie vor der Kostenfaktor: Einerseits bedeuten allseits erforderliche Automatisierungs- sowie Fernwirkeinrichtungen einmalige Investitionen die abgegolten werden müssen, andererseits müssen allfällige Produktionsausfälle finanziell kompensiert werden. Genau diese Aufwendungen müssen in weiterer Folge mindestens den Erlösen aus den DSM-Aktivitäten entsprechen.

### 5.3.1. Kosten der Wirkeinrichtung

Zunächst betrachten wir überschlagsmäßig die Kosten für die notwendigen Wirkeinrichtungen. In [35] wird bereits eine detaillierte Aufstellung der Kosten gegeben. Auch wenn die Hardware einem stetigen Preisverfall ausgesetzt ist, sind die Kosten gute Anhaltspunkte. Dabei werden die Investitionskosten für Wasserwerke bei etwa 7.500 € je Anlage angegeben, bei Kühlhäusern beläuft sich dieser Betrag auf etwa 8.500 € je Anlage. Auch die laufenden Kosten müssen berücksichtigt werden, diese belaufen sich auf ungefähr 500 € pro Jahr.

### 5.3.2. Kosten der Leistungsbereitstellung

Dieser Punkt der Erhebung führt etwaige Kosten für DSM an, die anfallen, falls die Produktion nicht aufgeholt werden kann und es dadurch zu einem Produktionsausfall kommt. Dabei wird lediglich berücksichtigt, welcher Erlös durch die Nicht-Produktion entfällt. Das heißt, alle Rohstoffe die durch diese nicht-Produktion eingespart werden, bleiben unberücksichtigt, daher können diese Werte sehr große Werte annehmen. Als Quelle für Kosten dienen sowohl die Konjunkturstatistik der Statistik Austria ( $O_2$ ,  $N_2$ , Zement) sowie der DESTAVIS (Cl, NaOH) mit Produktionswerten, als auch die London Metal

Exchange (Stahl, Kupfer). Diese Zahlen dienen als Orientierung für eine fortführende Untersuchung. Die in Tabelle 5.3 angegebenen Werte geben einen groben Überblick über die Produktionsausfallkosten:

**Tabelle 5.3.:** Ausfallkosten der Leistungs- bzw. Energiebereitstellung

Anwendung	Produkt	Kosten je Einheit	Produktion je Stunde	Leistung	Kosten in €/MWh
Kühlhäuser	-	-	-	-	-
Lebensmittel- einzelhandel	-	-	-	-	-
Luftzerlegung	O <sub>2</sub> , N <sub>2</sub>	0,09 €/m <sup>3</sup>	170.000 m <sup>3</sup>	36 MW	425
Wasserversorgung	-	-	-	-	-
Chlor-Alkali-Elektrolyse	Cl, NaOH	188 €/t	17 t	22 MW	145
Stahlindustrie	Stahl	375 €/t	90 t	111 MW	304
NE-Metallindustrie	Kupfer	6.666 €/t	12,9 t	4,5 MW	19.109
Zementindustrie	Zement	80 €/t	505 t	30,3 MW	1.333

Bei den Bereichen Kühlhäusern, Lebensmitteleinzelhandel und Wasserversorgung wurden keine Werte erhoben, da hier ein Produktionsausfall keinesfalls erwünscht ist (Verderben von Lebensmittel, Wasserknappheit).

## 5.4. Realisierungsmöglichkeiten

Die vorangegangenen Abschnitte haben die grundsätzliche Eignung der betrachteten Branchen für DSM beleuchtet und daraus geht hervor, dass eine Realisierung zunächst nur in gewissen Bereichen sinnvoll wäre. Hier sollen einige Beispiele für einen möglichen Einsatz diskutiert werden.

### 5.4.1. Kühlhäuser

Wie schon unter Punkt 5.1.1 aus der Tabelle 5.1 ersichtlich, eignen sich Kühlhäuser unter bestimmten Voraussetzungen zur Bereitstellung von Regelleistung.

#### Stromkosten

Zur Ermittlung etwaiger Ersparnisse beim Strombezug durch weiter unten genannte Maßnahmen, erfolgt nun die Abschätzung der Kosten für die elektrische Energie eines Jahres für Kühlhäuser mit dem in Tabelle 4.3 angegebenen Jahresstromverbrauch von 55 GWh. Berücksichtigt werden die Netznutzungskosten und Energiekosten.

Die für die **Netznutzung** anfallenden variablen Kosten  $K_N$  sind abhängig von der maximalen Leistung und dem Energieverbrauch aufgeteilt auf die vier Tarifzeiten Sommer und Winter jeweils Hoch (06:00-22:00) - und Niedertarifzeit (22:00-06:00). Diese sind in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 (SNE-VO 2012) festgelegt. Durchschnittswerte für Österreich sind in Tabelle 5.4 für die zwei in Betracht kommenden Netzebenen angeführt. Die Aufteilung der Netzkosten ist in Grafik 5.5 schematisch dargestellt und basiert auf den Annahmen, dass der Kühlbedarf im Sommer größer ist als im Winter und

dass die Leistung in der Niedertarifzeit höher ist als zur Hochtarifzeit. Genauer wäre die Berechnung mittels eines Lastprofils, welches aber hier nicht zur Verfügung stand.

Einen größeren Anteil machen die **Energiekosten**  $K_E$  aus. Da die Energiekosten Verhandlungssache zwischen Erzeuger und Verbraucher sind, ist es schwer, Rückschlüsse auf die tatsächlichen Kosten zu ziehen. Eine Hilfestellung gibt die Industriepreiserhebung der E-Control [22] mit einem Medianpreis von 6 ct/kWh bei Volllaststunden über 4.500h/a und einem Jahresstromverbrauch von unter 10 GWh (Annahme, dass kein einzelnes Kühlhaus über diesem Wert liegt).

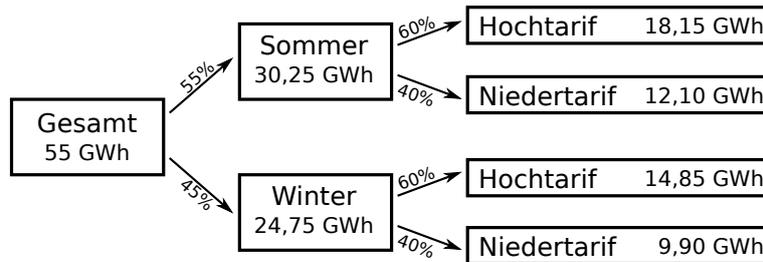


Abbildung 5.5.: Aufteilung des Gesamtstromverbrauchs auf die Tarifzeiten

Tabelle 5.4.: Netzkosten: Summe von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt im Österreichschnitt [SNE-VO 2012]

	Leistungspreis	Sommer Hochtarif	Sommer Niedertarif	Winter Hochtarif	Winter Niedertarif
	€/MW	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Netzebene 5	30.190	10,4	8,9	11,7	9,8
Netzebene 6	34.540	16,9	14,1	18,7	15,7

$$K_E = k_E \cdot W = 6 \text{ ct/kWh} \cdot 55 \cdot 10^6 \text{ kWh} = 3,29 \text{ MioEUR}$$

$$K_N = k_P \cdot \hat{P} + k_{SHT} \cdot W_{SHT} + k_{SNT} \cdot W_{SNT} + k_{WHT} \cdot W_{WHT} + \dots$$

$$k_{WNT} \cdot W_{WNT} = 1,32 \text{ MioEUR}$$

$K_E$	Energiekosten in €
$k_E$	spezifische Energiekosten in €/MWh
$W$	Energie im Betrachtungszeitraum (1 Jahr) in MWh
$K_N$	Netzkosten in MWh
$k_P$	Leistungspreis in €/MW
$\hat{P}$	Spitzenleistung in MW
$k_{SHT}$	Netzkosten Sommer Hochtarifzeit in €/MWh
$W_{SHT}$	Energiebezug Sommer Hochtarifzeit in MWh
$k_{SNT}$	Netzkosten Sommer Niedertarifzeit in €/MWh
$W_{SNT}$	Energiebezug Sommer Niedertarifzeit in MWh
$k_{WHT}$	Netzkosten Winter Hochtarifzeit in €/MWh
$W_{WHT}$	Energiebezug Winter Hochtarifzeit in MWh
$k_{WNT}$	Netzkosten Winter Niedertarifzeit in €/MWh
$W_{WNT}$	Energiebezug Winter Niedertarifzeit in MWh

## Teilnahme Sekundärregelmarkt

Sieht man davon ab, dass die zur Verfügung stehende Leistung je technischer Einheit von mindestens 2 MW nicht erreicht wird, eignen sich besonders große Kühllhäuser aufgrund ihrer guten Isolierung für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung. Die Kosten für den Normalbetrieb wurden vorhin schon erhoben, nun erfolgt die Berechnung einer möglichen Ersparnis durch die Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Die Leistungs- und Verbrauchsdaten werden aus Tabelle 4.3 übernommen, sowie angenommen, dass 5 MW als Regelleistung mittels Poolbildung bereitstellbar sind. Hierbei sind wieder zwei Posten getrennt zu untersuchen, einerseits die *Leistungsbereitstellung* andererseits die *Energielieferung*. Aufgrund der Komplexität der einzelnen Schritte wird ausschließlich mit dem Produkt Peak+ gerechnet, die Schritte sind aber analog für die anderen genauso anwendbar.

Die **Erlöse aus der Leistungsbereitstellung** sind einfacher zu berechnen und ergeben sich unter Verwendung der Mittelwerte der Wochenpreise (Abb. 5.1) mit der Produktzeit und Leistung.

$$E_P = \sum_{i=1}^{52} e_{P,i} \cdot 60h \cdot 5MW = 305.080EUR \quad (5.3)$$

$E_P$	Erlös durch Leistungsbereitstellung in €
$i$	Wochen
$e_{P,i}$	Erlös für die Woche $i$ in €/MWh

Aufwändiger gestaltet sich die **Ermittlung des Energieerlöses**, weil, wie schon unter 5.1.1 erwähnt, der Einsatz je nach Preis erfolgt. Für dieses Beispiel hier wurde der jeweils mittlere Energiepreis (Abb. A.4) herangezogen und dadurch ergibt sich zwangsweise ein Abruf der Regelleistung in der Mitte des Leistungsbandes, welche aktuell bei 100 MW liegt. Dazu wurde für jeden Wochentag (Mo-Fr) für die Produktzeit (08:00-20:00) der Energieanteil der abgerufenen Regelleistung des Jahres 2012 zwischen 100 und 105 MW summiert und mit dem Tagespreis multipliziert.

$$E_W = \sum_{i=1}^{260} e_{W,i} \cdot w_i = 197.560EUR \quad (5.4)$$

$E_W$	Erlös durch Energielieferung in €
$i$	Tage
$e_{W,i}$	Energieerlös für den Tag $i$ in €/MWh
$w_i$	Energielieferung am Tag $i$ in MWh

Ein Vergleich der laufenden Kosten und Erlöse (Tabelle 5.5) zeigt deutliches Einsparungspotenzial, auch für den Fall, dass sich unter Umständen wegen der Betriebsweise, der Gesamtverbrauch im Prozentbereich erhöhen würde. Die höheren Netzkosten gründen sich auf den höheren Leistungspreis und die andere Aufteilung auf die Hoch- und Niedertarifzeit aufgrund der geänderten Betriebsweise.

## Teilnahme Tertiärregelmarkt

Aufgrund der kleineren Mindestgröße der teilnehmenden Einheiten könnte hier unter Umständen bei Zusammenfassung aller Einheiten eine Poolleistung von 10 MW erreicht werden.

**Tabelle 5.5.:** Vergleich der Stromkosten für den Kühlhausbetrieb in Österreich mit 55 GWh Jahresverbrauch

in Mio. EUR	Kosten		Erlöse		Gesamt- Kosten
	Energie	Netz	Leistung	Energie	
Normalbetrieb	3,29	1,32	-	-	4,61
Sekundärregelleistung Peak+	3,29	1,37	0,31	0,20	4,15

### 5.4.2. Lebensmitteleinzelhandel

Der Einsatz von Lastverschiebung im Lebensmitteleinzelhandel verlangt aufgrund der Vielzahl an Standorten eine weitaus größere Investition in Steuer- und Informationseinrichtungen zur Automatisierung der Anlagen.

Im Bereich der Kühl- und Gefrieranlagen wäre auch hier ein Einsatz zur Regelernergiebereitstellung denkbar, aber in anderer Weise als bei den Kühlhäusern vorhin, da hier eine Abschaltung für mehrere Stunden nicht in Frage kommt. Möglich wäre beispielsweise der Einsatz von 15 MW Kältemaschinen für eine Regelleistung von 5 MW, wobei eine untergeordnete Steuerung die Kältemaschinen so betreibt, dass die vorgegebenen Temperaturen eingehalten werden können sowie die aktuell abgerufene Regelleistung geliefert wird.

Etwas schwieriger ist die Koordination der Backstationen, weil hier zwar der Anfangszeitpunkt verschoben werden kann, aber eine Unterbrechung im Betrieb zu Qualitätsverlusten führen würde. Auch Zuschalten ist problematisch, denn es muss gleichzeitig Bedarf an Gebäck gegeben sein, hier bedarf es längerer Vorausplanung. Diese Umstände sprechen gegen einen Einsatz zur Regelleistungsbereitstellung, vielleicht aber für eine systematische Verschiebung zum Abnehmen der Energie, falls eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien prognostiziert wird.

### 5.4.3. Luftzerlegung

Durch die vorhandenen Speichermöglichkeiten aber mangelnder Reaktionszeiten scheidet diese Sparte auch von der Möglichkeit der Regelleistungsbereitstellung aus. Zudem erschweren die wirtschaftlichen Voraussetzungen etwaige Verringerungen der Leistung, da aktuell die gesamte Kapazität zur Produktion genutzt wird. Wie in Tabelle 5.3 festgehalten, sind die Ausfallkosten bei mindestens 145 €/kWh angesiedelt, die vergütet werden müssten. Sinnvoll wäre auch hier, mit geplanten Maßnahmen zu arbeiten, beispielsweise mit einer Leistungsreduktion am Folgetag, wenn die Prognose einen windschwachen Tag voraussagt und die Strompreise am Spotmarkt über die Grenzkosten steigen und ein Verkauf dieser nicht verbrauchten Energie lukrativ erscheint.

### 5.4.4. Wasserversorgung

Hier verhält es sich ähnlich wie bei den Kälteaggregaten im Lebensmitteleinzelhandel, es existiert eine Vielzahl von Anlagen, die Speicherung ist durch Wasserreservoire gegeben und es darf in keinem Fall die Versorgungssicherheit gefährdet werden. Die kürzeren Produktzeiten der Tertiärregelung würden sich hier beispielsweise anbieten. Vor allem bieten

sich hier laut Abb. 5.2 die Zeiten zwischen 8-12 Uhr sowie 16-20 Uhr an, zu denen die Leistungspreise im Mittel am höchsten ausfallen.

### 5.4.5. Chlor-Alkali-Elektrolyse

Wie in der Bewertungsmatrix schon festgestellt wurde, ist hier eine Teilnahme am Regelmarkt aufgrund der langsamen Reaktionszeiten nicht möglich. Um einen möglichen Einsatz zum Ausgleich der Prognoseabweichung, in welcher Form dies auch geschehe (Vertrag zwischen EE-Erzeuger und DSM-Verbraucher oder auch neues Produkt am Regelmarkt), zu bewerten, wird hier ein konkretes Beispiel anhand der Chlor-Alkali-Elektrolyse gezeigt.

#### Ausgleich Prognoseabweichung

Folgende Rahmenbedingungen werden festgelegt:

- Negative „Regelleistung“ von 10 MW
- Maximaler Leistungsgradient 0,167 MW/min bzw. 2,5 MW/15min
- ...

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich für das Szenariojahr 2020 eine auszugleichende Energie von etwa 15 GWh.

#### Entstehende Kosten

Durch die reduzierte Produktionsmöglichkeit ergibt sich ein wirtschaftlicher „Schaden“. Dieser beläuft sich in diesem Beispiel auf:

$$\begin{aligned} \text{Bruttokosten} &= \text{Energie in MWh} \cdot \text{Produktausfallkosten/MWh} \\ &= 15.000 \cdot 145 = 2,5 \text{ Mio EUR} \\ \text{Nettokosten} &= \text{Bruttokosten} - \text{Ersparter Stromkosten} \\ &= 2,5 \text{ Mio EUR} - 15.000 \cdot 45 \text{ EUR/MWh} = 1,5 \text{ Mio EUR} \end{aligned}$$

Diese Nettokosten plus weitere Kosten für den Aufwand müssten klarerweise vom Vertragspartner getragen werden.

### 5.4.6. Stahlindustrie

In der Stahlindustrie arbeiten sehr leistungsstarke Anlagen, diese sind aber aufgrund ihrer periodischen Betriebsweise, vor allem der Lichtbogenöfen, nur sehr begrenzt wirtschaftlich für den DSM-Einsatz geeignet. Eine Leistungsreduktion während des Schmelzvorganges wird problematisch angesehen, also bleibt „nur“ die Verschiebung des Startzeitpunkts eines Produktionszyklus, der laut [55] etwa 35-45 Minuten beträgt (Tap-to-Tap Time). Bei der allgemein hohen Kapazitätsauslastung hat eine zeitliche Verschiebung einen Produktionsausfall zur Folge. Unter Umständen wären vielleicht 1-2 Verschiebungen pro Tag mit einer Dauer von jeweils 30 Minuten denkbar, wenn die finanziellen Anreize die verringerte Produktion wettmachen.

### 5.4.7. NE-Metallindustrie

Die vergleichsweise kleine Anlagenleistung der untersuchten Kupferelektrolyseanlage wäre nur in einem Zusammenschluss mit anderen Betrieben als DSM-Potenzial nutzbar. Für weitere Untersuchungen wäre zu eruieren, welche Spitzenlast die Anlage hat und bis zu welcher Mindestleistung sie betrieben werden kann. Die in Tabelle 5.3 angeführten Kosten für eine verringerte Produktion müssen dahingehend relativiert werden, dass im Prinzip auch weniger der teuren Rohstoffe benötigt werden, und es durchaus attraktiv sein kann, die Anlage zeitweise mit geringerer Leistung produzieren zu lassen.

### 5.4.8. Zementindustrie

Ein mögliches Anwendungsgebiet wäre hier die Bereitstellung von positiver Tertiärregelleistung, abgesehen davon, dass die Einzelanlagen unter 0,5 MW haben, in der Gruppe aber sehrwohl über 10 MW hinausgehen. Folgendes Szenario wäre vorstellbar:

- Teilnahme am Sekundärregelmarkt zwischen 08:00 bis 12:00 oder 12:00 bis 16:00
- Betrieb ausreichender Anzahl von Maschinen in diesem Zeitraum, um ein Abschalten von bspw. 10 MW in kleinen Stufen zu ermöglichen
- Reaktion auf Abruf der Minutenreserve durch Abschalten von Maschinen

Bei einem durchschnittlichen Leistungspreis von 13 €/MWh ergäbe sich über das Jahr gerechnet ein Erlös allein von der Leistungsbereitstellung:

$$E_P = 13 \text{ EUR/MWh} \cdot 4h \cdot 5d \cdot 52W \cdot 10 \text{ MW} = 135.200 \text{ EUR} \quad (5.5)$$

$E_P$  Erlös durch Leistungsbereitstellung in €

## 6. Zusammenfassung

Die in der Einleitung aufgestellte Hypothese, dass der intensive Ausbau von erneuerbaren Energien in Zukunft das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in höherem Maße stören wird, konnte mittels Szenariorechnung erhärtet werden. Diese Tatsache erhöht somit den Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen, insbesondere konnte beobachtet werden, dass die Sekundärregelung derzeit einen Großteil der prognosebedingten Abweichung der Windeinspeisung kompensiert. In den nächsten Jahren wird sich dieser Anteil noch vergrößern und zu höheren Kosten im Sinne der Systemstabilisierung führen. Da die Dynamik dieser Fehlbilanzen aber nicht so groß ist wie andere Effekte im Netz, ist die hochwertige Sekundärregelung hier eigentlich fehl am Platz. Und genau hier könnte mittels Demand-Side-Management eingegriffen werden. Die Erhebung des Lastverschiebungspotenzials in Österreichs Industrie- und Gewerbebereich hat sich als sehr schwierig herausgestellt. Einerseits ist die Anzahl an Betrieben unüberschaubar und andererseits sind die Prozesse so vielseitig, dass nur ein Bruchteil untersucht werden konnte. Die betrachteten Anlagen hatten eine Summenlast von etwa 390 MW sowie eine mittlere Leistung von 250 MW, was eine verschiebbare Leistung von ungefähr 140 MW ergibt. Leider stehen dem nur kurze Überbrückungszeiten gegenüber, die einen flexiblen Einsatz behindern. Im Bereich der Kosten und Erlöse konnten hingegen überraschende Ergebnisse erzielt werden. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt kann die Strombezugskosten um bis zu 10% senken, allerdings nur, wenn die strengen Kriterien erfüllt werden können, was durchaus problematisch sein kann. Hier müssten andere Wege gefunden werden und vereinfachte Modelle geschaffen werden, damit DSM für eine größere Anzahl an Verbrauchern interessant wird. Für solche flexiblen Abnehmerstrukturen wäre ein künftiges Smart-Grid auszurichten und verschiedene Preismodelle zu entwerfen, um die Potenziale bestmöglich zu nutzen.

### Ausblick

Im Zuge dieser Arbeit wurden viele unterschiedliche Fragestellungen behandelt, aber die gewonnenen Erkenntnisse haben ebenso neue Fragen aufgeworfen. Vor allem im Bereich der Erhebung des Lastverschiebungspotenzials könnte mittels gezielter Befragungen eine größere Masse an Branchen erreicht werden, als auch betriebsspezifische Eigenheiten abgefragt werden. Für weitere Untersuchungen wäre es von Vorteil, sich jeweils nur eine Branche gezielt anzusehen, um repräsentativere Ergebnisse zu erlangen. Wird es angestrebt, das Gesamtsystem zu analysieren, wird man um eine umfangreiche Simulation nicht herumkommen, da vor allem die Zeit- bzw. Tageszeitabhängigkeit sonst nicht berücksichtigt werden kann, die dabei eine essenzielle Rolle einnimmt.

# Literatur

- [1] Rolf Apel u. a. *Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Techn. Ber. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2012, S. 62.
- [2] APG. *Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG*. 2013. URL: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.
- [3] APG. *Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG*. 2013. URL: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>.
- [4] APG. *Ausschreibungen der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG*. 2013. URL: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.
- [5] APG. *Ergebnisse der Ausschreibungen*. 2013. URL: <https://www.apg.at/emwebapgrem/AuctionResults.do>.
- [6] APG. *Marktinformation*. 2013. URL: <http://www.apg.at/de/markt/>.
- [7] EIGA European Industrial Gases Association. *Indirect CO2 emissions compensation: Benchmark proposal for Air Separation Plants*. Dez. 2010. URL: [http://www.eiga.org/index.php?id=180&tx\\_abdownloads\\_pi1\[action\]=getviewclickeddownload&tx\\_abdownloads\\_pi1\[uid\]=1614&no\\_cache=1](http://www.eiga.org/index.php?id=180&tx_abdownloads_pi1[action]=getviewclickeddownload&tx_abdownloads_pi1[uid]=1614&no_cache=1).
- [8] EIGA European Industrial Gases Association. *Industry Characteristics*. 2008. URL: <http://www.eiga.org/index.php?id=166>.
- [9] Statistik Austria. *Energetischer Endverbrauch 1993 bis 2010 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich (Detailinformation)*. 2012. URL: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html).
- [10] Statistik Austria. *Energieflussbild Österreich 2010*. 2012. URL: [http://www.statistik.at/web\\_de/wcmsprod/groups/r/documents/webobj/023915.gif](http://www.statistik.at/web_de/wcmsprod/groups/r/documents/webobj/023915.gif).
- [11] Statistik Austria. *Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2011*. 2012. URL: [http://www.statistik.at/web\\_de/static/gesamtenergiebilanz\\_oesterreich\\_1970\\_bis\\_2011\\_detailinformation\\_029955.xlsx](http://www.statistik.at/web_de/static/gesamtenergiebilanz_oesterreich_1970_bis_2011_detailinformation_029955.xlsx).
- [12] Bergbaustahl. *Kennzahlen der österreichischen Stahlindustrie*. 2011. URL: [http://www.bergbaustahl.at/images/stories/dokumente/statistiken/Statistik\\_Stahl\\_Oesterreich\\_Kennzahlen\\_2006\\_2011.pdf](http://www.bergbaustahl.at/images/stories/dokumente/statistiken/Statistik_Stahl_Oesterreich_Kennzahlen_2006_2011.pdf).
- [13] Helmut Berger und Volker Hoenig. *Energieeffizienz der österreichischen Zementindustrie*. Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie. 2008. URL: <http://www.zement.at/downloads/energieeffizienzanalyse.pdf>.

- [14] Gerhard Beysel. „Enhanced Cryogenic Air Separation - A proven Process applied to Oxyfuel“. In: *Oxyfuel Combustion Conference*. IEA Greenhouse Gases R&D Programme. 2009. URL: [http://www.ieaghg.org/docs/oxyfuel/OCC1/Plenary%201/Beysel\\_ASU\\_1stOxyfuel%20Cottbus.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/oxyfuel/OCC1/Plenary%201/Beysel_ASU_1stOxyfuel%20Cottbus.pdf).
- [15] Peter Biermayr u. a. *Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2011*. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2012, S. 171. URL: [www.nachhaltigwirtschaften.at/nw\\_pdf/1212\\_marketstatistik\\_2011.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1212_marketstatistik_2011.pdf).
- [16] Hartmut Bombach und Michael Stelter. *Elektrolytkupfer - Qualität kontra Effizienz* ? TU Bergakademie Freiberg, Institut für NE-Metallurgie und Reinstoffe. URL: <http://www.kupferinstitut.de/symposium/media/pdf/Elektrolytkupfer%20Qualitaet%20kontra%20Effizienz.pdf>.
- [17] Montanwerke Brixlegg. *Nachhaltigkeitsbericht 2011*. URL: <http://www.montanwerke-brixlegg.com/de/downloads?download=18>.
- [18] Peter Cappers, Charles Goldman und David Kathan. *Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence*. Techn. Ber. LBNL-2124E. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2009.
- [19] CEMBUREAU. *World Cement Production 2011 by region and main countries*. URL: <http://www.cembureau.eu/sites/default/files/documents/World%20cement%20production-by%20region%202011.pdf>.
- [20] WWC World chlorine council. *Sustainable Progress*. 2011. URL: <http://www.worldchlorine.org/sustainability/pdf/sustainablefuture.pdf>.
- [21] Linde AG Engineering Division. *Air Separation Plants*. 2013. URL: [http://www.linde-engineering.com/en/process\\_plants/air\\_separation\\_plants/index.html](http://www.linde-engineering.com/en/process_plants/air_separation_plants/index.html).
- [22] E-Control. *Auswertung der Industriepreiserhebung Strom Juli 2012*. URL: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/industriepreiserhebung-strom-2-2012.pdf>.
- [23] U.S. Department of Energy. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. 2006.
- [24] ENTSO-E. *Operational Reserve ad hoc Team Report*. 2012. URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/resources/LCFR/2012-06-14\\_SOC-AhT-OR\\_Report\\_final\\_V9-3.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LCFR/2012-06-14_SOC-AhT-OR_Report_final_V9-3.pdf).
- [25] EuroChlor. *Chlorine Industry Review 2011-2012*. 2009. URL: <http://www.eurochlor.org/media/63146/2012-annualreview-final.pdf>.
- [26] EUROFER. *European Steel Map - Austria*. 2005. URL: <http://www.eurofer.org/index.php/eng/Facts-Figures/European-Steel-Map>.
- [27] Ahmad Faruqui und Doug Mitarotonda. *Energy Efficiency and Demand Response in 2020 - A Survey of Expert Opinion*. Techn. Ber. The Battle Group, Inc., 2012.
- [28] C.W. Gellings und W.M. Smith. „Integrating demand-side management into utility planning“. In: *Proceedings of the IEEE* 77.6 (1989), S. 908 –918. ISSN: 0018-9219. DOI: 10.1109/5.29331.

- [29] Christoph Groiss und Martin Boxleitner. „100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung“. In: *12. Symposium Energieinnovation*. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe. 2012.
- [30] Christoph Gutschi, Daniel Hütter und Heinz Stigler. *Demand Response Potentials in Industry*. 2011.
- [31] Robert Hinterberger und Sascha Polak. „Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich - Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids“. In: *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. 2011.
- [32] Freedonia Group Inc. *World Industrial Gases*. Aug. 2010. URL: <http://www.marketresearch.com/Freedonia-Group-Inc-v1247/Industrial-Gases-2751865/>.
- [33] H.M. Jobst, Hrsg. *FORUM Gas Wasser Wärme*. Energieeffizienz in der Wasserversorgung 5 (2012).
- [34] M. Klobasa. „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“. Diss. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Zürich, 2007. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-68615.html>.
- [35] Marian Klobasa, Ulrich Focken und Jens Bümmerstede. *Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor*. Techn. Ber. energy meteo systems GmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2011.
- [36] H.A. Kurzhals. *Kühlen und Gefrieren von Lebensmitteln*. Lebensmitteltechnologie in der Praxis. Behr's, 2007. ISBN: 9783899473575. URL: <http://books.google.at/books?id=sksn7KAVFBC>.
- [37] *Kälte Klima Aktuell 2* (2010). ISSN: 0722-4605.
- [38] Air Liquide. *Anlagen zur Luftzerlegung*. 2013. URL: <http://www.airliquide.at/loesungen/produkte/equipment/erzeugung/ee-lza.html#.US8HAuOdmXZ>.
- [39] Gerd Mauschwitz. *Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie - Berichtsjahr 2010*. Vereinigung der österreichischen Zementindustrie. 2011. URL: [http://www.zement.at/downloads/emissionen\\_2010.pdf](http://www.zement.at/downloads/emissionen_2010.pdf).
- [40] nielsen. *Handel in Österreich Basisdaten 2011*. 2012. URL: [http://at.nielsen.com/site/documents/Nielsen\\_Universen\\_OE\\_Komplett.pdf](http://at.nielsen.com/site/documents/Nielsen_Universen_OE_Komplett.pdf).
- [41] EnergieAgentur NRW. *Energieeffizienz im Lebensmittel-Einzelhandel*. 1998. URL: <http://www.energieagentur.nrw.de/unternehmen/energieeffizienz-im-lebensmittel-einzelhandel-3743.asp>.
- [42] Moritz Paulus und Frieder Borggrefe. „Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country - The Case of Germany“. In: *10th IAEE European Conference*. 2009.
- [43] Manfred Peritsch. *Supermärkte als Energiezentralen*. Techn. Ber. IMG Innovation-Management-Group GmbH, 2006.
- [44] regelleistung.net. *Netzregelverbund*. 2013. URL: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/gcc>.

- [45] REWE. *Lagebericht zur Nachhaltigkeit*. 2010. URL: [http://www.rewe-group.at/download/PDF/Nachhaltigkeit/Lagebericht\\_zur\\_Nachhaltigkeit\\_2010.pdf](http://www.rewe-group.at/download/PDF/Nachhaltigkeit/Lagebericht_zur_Nachhaltigkeit_2010.pdf).
- [46] Serafin von Roon und Thomas Gobmaier. *Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland*. Techn. Ber. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2010.
- [47] A. Sinha u. a. „Role of Demand Side Management for power distribution utility in India“. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. 2011, S. 1 –8. DOI: 10.1109/PES.2011.6039352.
- [48] Ingo Stadler. „Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response“. In: *Utilities Policy* 16.2 (2008), S. 90 –98. ISSN: 0957-1787. DOI: 10.1016/j.jup.2007.11.006. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178707000732>.
- [49] Stat. *Konjunkturstatistik im Produzierenden Bereich - Band 2: Produktionsergebnisse 2011*. Feb. 2013. URL: [http://www.statistik.at/dynamic/wcmsprod/idcplg?IdcService=GET\\_NATIVE\\_FILE&dID=136432&dDocName=069689](http://www.statistik.at/dynamic/wcmsprod/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&dID=136432&dDocName=069689).
- [50] Goran Strbac. „Demand side management: Benefits and challenges“. In: *Energy Policy* 36.12 (2008). jce:title; Foresight Sustainable Energy Management and the Built Environment Project; ce:title;, S. 4419 –4426. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.030. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508004606>.
- [51] TenneT. URL: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/netzsituationen-nach-par-13.1>.
- [52] Heimo Theuretzbacher-Fritz u. a. *Benchmarking und Best Practices in der österreichischen Wasserversorgung - Stufe B*. ÖVGW. 2006.
- [53] Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan und Matthew Leach. „Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation“. In: *Energy* 35.4 (2010). jce:title; Demand Response Resources: the US and International Experience; ce:title; jxocs:full-name; Demand Response Resources: the US and International Experience; xocs:full-name;, S. 1575 –1583. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209002060>.
- [54] *UCTE Operation Handbook - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. rev15. UCTE. 2009. URL: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf).
- [55] Siemens VAI. *SIMETAL EAF Quantum*. Produktbroschüre. 2011. URL: <http://www.industry.siemens.com/datapool/industry/industrysolutions/metals/simetal/en/Simetal-Ultimate-en.pdf>.
- [56] VCI. *Chlor - Bedeutung, Herstellung und Anwendung*. Verband der chemischen Industrie e.V. 2010. URL: <https://www.vci.de/Downloads/120807%20Chlor%20-%20Bedeutung,%20Herstellung%20und%20Anwendung.docx>.

- [57] VÖZ. *Zement - Fundament der Zukunft. Nachhaltigkeits-Update 2011/2012 der österreichischen Zementindustrie*. Vereinigung der österreichischen Zementindustrie. 2012. URL: [http://www.zement.at/downloads/nachhaltigkeitsbericht\\_update\\_2012.pdf](http://www.zement.at/downloads/nachhaltigkeitsbericht_update_2012.pdf).
- [58] Rahul Walawalkar u. a. „Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO“. In: *Energy* 35.4 (2010), S. 1553 –1560. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2009.09.017. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209004034>.

# A. Anhang

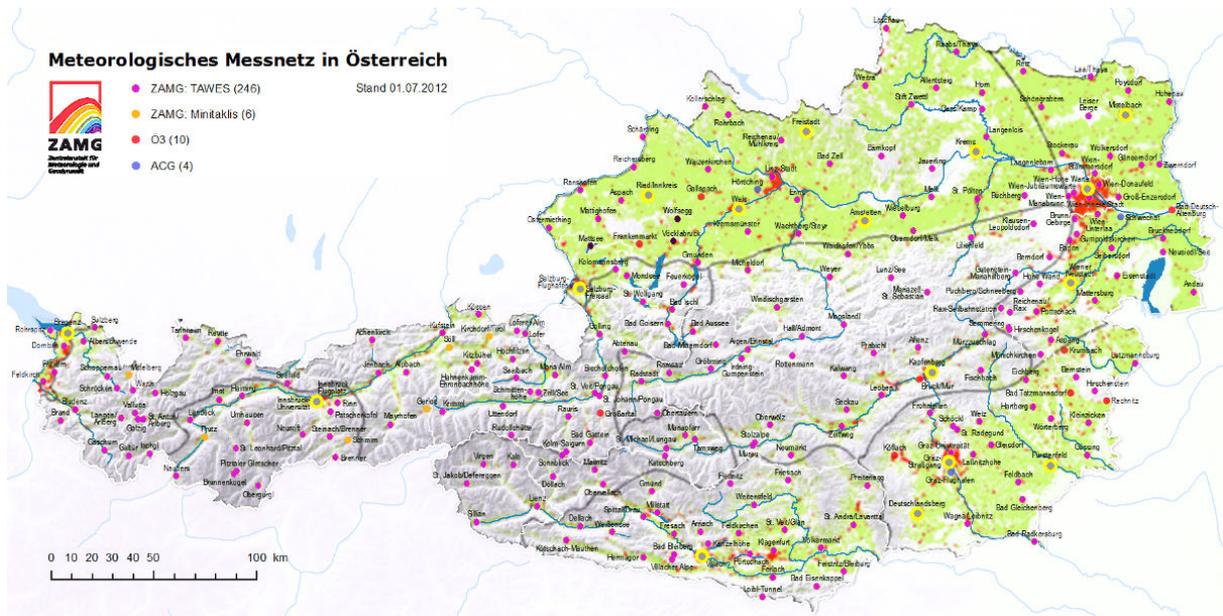


Abbildung A.1.: Messstellenkarte der ZAMG: Überlagerung der PV-Potenzial-Karte aus [29] und ZAMG-Messstellennetz mit grau/gelb gekennzeichneten Messstellen, die für die Berechnungen ausgewählt wurden.

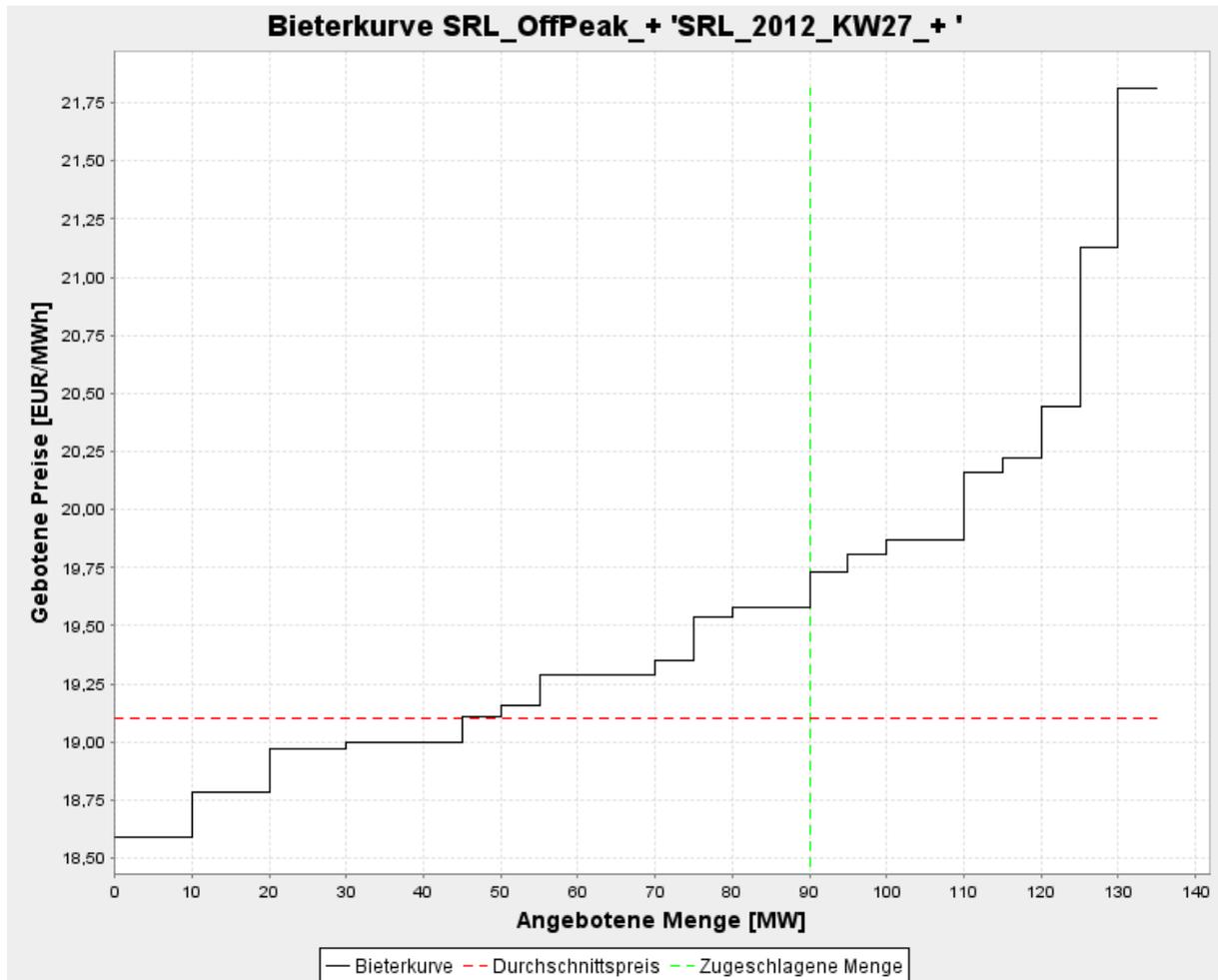


Abbildung A.2.: Angebotskurve zur Sekundärregelleistung [APG]

Ausschreibungsergebnisse > Ausschreibungsergebnisse

**Ausschreibungsergebnisse**

[Zurück](#)

Details: SRL_2012_KW27_+		Lieferdatum von: 02.07.2012	
Ausschreibungsdatum: 26.06.2012		Lieferdatum bis: 08.07.2012	
Produkt: SRL_OffPeak_+		Stunden: 60 h	
Ausschreibungsmenge: 90 MW		Durchschnittspreis: 19,104 EUR/MWh	
Angebotene Menge: 135 MW		Teilnehmer: 3	
Akzeptierte Menge: 90 MW		Teilnehmer mit Zuschlag: 3	

**Angebote (18)**

Zeitstempel	Firma	Angebotene Menge [MW]	Preis [EUR/MWh]	Akzeptierte Menge [MW]	Zuschlagswert [EUR]
26.06.2012 11:39		10	18,59	10	11.154,00
26.06.2012 11:39		10	18,78	10	11.268,00
26.06.2012 11:39		10	18,97	10	11.382,00
26.06.2012 09:44		15	19,00	15	17.100,00
26.06.2012 09:06		5	19,11	5	5.733,00
26.06.2012 11:39		5	19,16	5	5.748,00
26.06.2012 09:44		15	19,29	15	17.361,00
26.06.2012 11:39		5	19,35	5	5.805,00
26.06.2012 11:39		5	19,54	5	5.862,00
26.06.2012 09:44		10	19,58	10	11.748,00
26.06.2012 11:39		5	19,73	0	0,00
26.06.2012 09:06		5	19,81	0	0,00
26.06.2012 09:44		10	19,87	0	0,00
26.06.2012 09:44		5	20,16	0	0,00
26.06.2012 09:06		5	20,22	0	0,00
26.06.2012 09:44		5	20,44	0	0,00
26.06.2012 09:44		5	21,13	0	0,00
26.06.2012 09:44		5	21,81	0	0,00
		<b>135</b>			

[Bieterkurve](#)

**Abbildung A.3.:** Angebotsübersicht zur Sekundärregelleistung [APG]

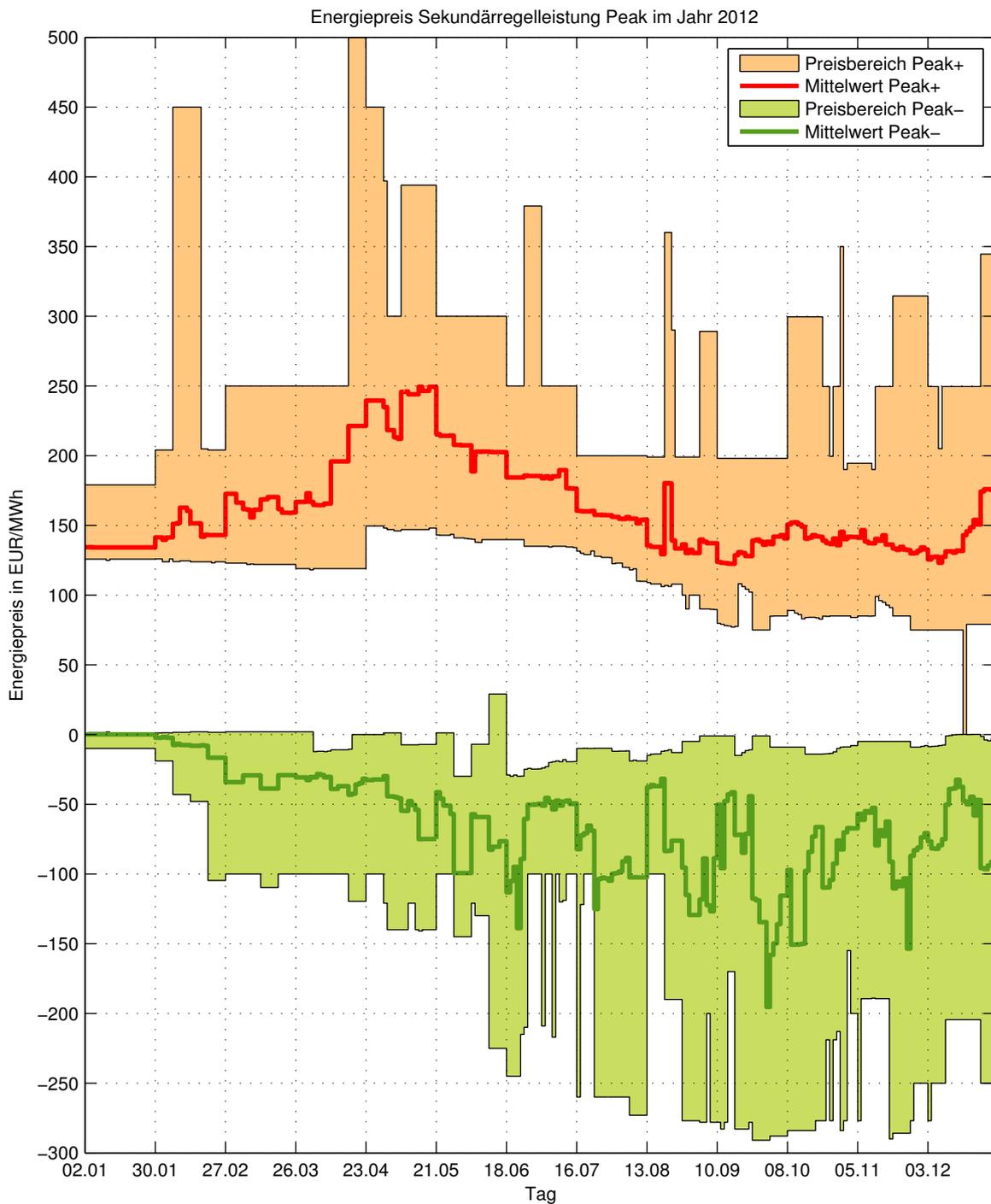


Abbildung A.4.: Energiepreise der Sekundärregelenergie der Produkte Peak+ und Peak- im Jahr 2012 [5]

**Tabelle A.1.:** Zusammenfassung der Leistungs- und Energiedaten verschiedener SPAR-Märkte [43] umgerechnet auf el. Leistung

		<b>Spar</b>	<b>Eurospar</b>	<b>Interspar</b>
spez. Strombedarf	in $kWh/m^2a$	477	413	368
Pluskühlung	Leistung kW	13,3 /14/ 14,6	24,6 - 33,8	58,3
	Energie MWh/a	36 /55,5/ 75	115 - 167	236
	mittl. Leistung kW	4,1 /6,4/ 8,6	13,1 - 19,1	26,9
	Auslastung	0,31 /0,45/ 0,59	0,53 - 0,56	0,46
Minuskühlung	Leistung kW	7,6 - 8,8	13,5 - 21,2	22,9
	Energie MWh/a	51 - 61	103 - 122	184
	mittl. Leistung kW	5,8 - 7,0	11,8 - 13,9	21,0
	Auslastung	0,76 - 0,79	0,87 - 0,66	0,92
Steckerfertige Kühlmöbel	Leistung kW	1,6 - 3,9	3,6 - 12,9	6,3
	Energie MWh/a	11,0 - 27,5	25,3 - 90,5	44,3
	mittl. Leistung kW	1,3 - 3,1	2,9 - 10,3	5,1
	Auslastung <sup>I</sup>	0,80 - 0,80	0,80 - 0,80	0,80
Backofen	Leistung kW	5,1 - 12,6	13,1 - 24,5	38,2
	Energie MWh/a	9,0 - 22	23 - 43	67
	mittl. Leistung kW	1,0 - 2,5	2,6 - 4,9	7,6
	Auslastung <sup>II</sup>	0,20 - 0,20	0,20 - 0,20	0,20

<sup>I</sup>Wert ist Annahme <sup>II</sup>Wert ergibt sich aus Auslastung von 0,5 im Verkaufszeitraum