

Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke

H. Auer et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

45/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke

Hans Auer (Projektleitung), Reinhard Haas,
Thomas Faber, Lukas Weißensteiner, Carlo Obersteiner
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Technische Universität Wien

Erich Fuchs, Anton Heher
Siemens AG

Ulfert Höhne, Peter Molnar, Stefan Kastner
oekostrom AG

Wien, Juli 2006

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	I
Abstract	III
Zusammenfassung	IV
Summary	X
Abkürzungsverzeichnis	XV
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zentrale Frage	1
1.3 Zentrales Ziel der Arbeit	2
1.4 Gliederung der Arbeit	3
2 Verwendete Methoden und Daten	4
2.1 Verwendete Methoden	4
2.2 Verwendete Daten	6
3 Beschreibung der Projektergebnisse	9
3.1 Stand der Technik und Innovationsgehalt des Projektes	9
3.1.1 Beschreibung des Standes der Technik.....	9
3.1.2 Beschreibung der Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand	10
3.2 Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen (Fokus auf Wettbewerbsbedingungen), internationale Erfahrungen (AP1).....	11
3.2.1 Dezentrale Energieversorgungssysteme in den USA	11
3.2.2 Regulatorische Maßnahmen in Verteilnetzen für die Integration dezentraler Stromproduktion	12
3.2.3 Verteilte Stromproduktion mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energieträger (1)....	12
3.2.4 Verteilte Stromproduktion mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energieträger (2)....	13
3.2.5 Übersicht über bereits realisierte „Virtuelle Kraftwerke“	13
3.3 Fallbeispiele von für Österreich repräsentativen Virtuellen Kraftwerken unter Anwendung der Ergebnisse von AP1 und internationalen Erfahrungen	17
3.3.1 Definition eines Virtuellen Kraftwerkes	17
3.3.2 Integration erneuerbarer Energien in den österreichischen Strommarkt	17
3.3.3 Einsatz verschiedener Technologien für Virtuelle Kraftwerke	19
3.3.4 Ergebnisse der Untersuchungen des Technologiemies für Fallbeispiele von Virtuellen Kraftwerken	26
3.4 Rahmenbedingungen mit Fokus auf Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke (AP3).....	26
3.4.1 Internationaler Vergleich der Ausgestaltung von Regelenergiemärkten	27
3.4.2 Die Verrechnung von Ausgleichsenergie im österreichischen Strommarkt	33
3.4.3 Die Berechnung des Clearingpreises für Ausgleichsenergie in der Regelzone APG	36
3.4.4 Modellierung des Virtuellen Kraftwerkes als Bilanzgruppe	43
3.4.5 Die Bedeutung von verbraucherseitigen Maßnahmen für die Integration von fluktuierender Erzeugung	49
3.4.6 Theorie und Praxis der Stromkennzeichnung	50
3.5 Technisches Management – IT, Kommunikation (AP4).....	58

3.5.1	Recherche aktueller Standards im Umfeld DER mit Schwerpunkt Kommunikation .	58
3.5.2	Technische Klärung der Anlagenkommunikationsschnittstelle aus Betreibersicht – Ist-Situation.....	61
3.5.3	Technische Klärung der Anlagenkommunikationsschnittstelle aus Betreibersicht – Forderungen an die Anlagenschnittstelle im Virtuellen Kraftwerk.....	62
3.5.4	Spannungsfeld – Standardisierung versus herstellerspezifische Lösungen.....	62
3.5.5	Inhalte und Gliederung des technischen Lastenheftes	62
4	Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen, Verwertung der Ergebnisse und Ausblick.....	65
4.1	Schlussfolgerungen.....	65
4.2	Handlungsempfehlungen.....	68
4.3	Verbreitung und weitere Verwertung der Ergebnisse	69
4.4	Ausblick	71
5	Detailangaben zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“	72
5.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“	72
5.2	Beitrag des Projekts zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung ..	72
5.3	Einbeziehung der Zielgruppen.....	74
5.4	Beschreibung der Potentiale	74
6	Literaturverzeichnis	76
7	Tabellenverzeichnis.....	79
8	Abbildungsverzeichnis.....	80
9	Anhang 1: Standardisierte Lastprofile für kleine Einspeiser	82
10	Anhang 2: Arbeitsprogramm TC 57 (auszugsweise)	83
11	Anhang 3: Arbeitsprogramm TC 88 (auszugsweise)	84
12	Anhang 4: Übersicht über die Aktivitäten des IEEE SCC21 (Serie 1547) und die Positionierung von UCA-DER im UCA Gesamtkonzept.....	85
13	Anhang 5: Screenshot des Eingabe- und Ergebnisblattes der Kalkulationstabelle für die Berechnung der Clearingszenarien.....	86
14	Anhang 6: Lastenheft	87

Kurzfassung

Derzeit ist in Österreich der Großteil der Ökostromproduktion im offiziellen Fördersystem gebündelt. Die Betreiber von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger sind in diesem von der Verantwortlichkeit der Deckung einer Last oder der Erfüllung eines Fahrplanes entbunden, da die Einspeisung unabhängig vom Zeitpunkt und dem temporären Energiebedarf vergütet wird und die Kosten für Ausgleichsenergie sozialisiert werden.

Einerseits sind jedoch bereits heute Ökostromanbieter dem unternehmerischen Risiko für die Kosten des Ausgleichs ihrer Leistungsbilanz ausgesetzt, andererseits muss aufgrund der zeitlich auf 13 Jahre begrenzten anlagenspezifischen Förderdauer mit dem Ausscheiden erheblicher Leistungen aus dem Förderregime innerhalb der nächsten Jahre gerechnet werden.

In einem Virtuellen Kraftwerk können diese Erzeugungskapazitäten auf eine ökonomisch und technisch effiziente Weise in das bestehende Energieversorgungssystem integriert werden. Als Virtuelles Kraftwerk wird ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verstanden, welche hinsichtlich der technologiespezifischen Einspeise- und Lastcharakteristika aufeinander abgestimmt sind. Informations- und Steuerungstechnologien erlauben ein Monitoring und eine Beeinflussung des aktuellen Verbrauchs und der aktuellen Einspeisung in gegenseitiger Abhängigkeit mit dem Ziel einer ökonomischen Optimierung für das betreibende Unternehmen. Die hohe Flexibilität des Systems erleichtert die Einbindung stark schwankender Einspeisung durch Windenergieanlagen und schafft dadurch einen gesellschaftlichen Nutzen im Vergleich zur konventionellen Behandlung dieser Technologie, welche derzeit mit hohen Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt verbunden ist und tendenziell das Leistungsgleichgewicht im Übertragungsnetz negativ beeinflusst.

Die ökonomische Modellierung des Virtuellen Kraftwerkes als Bilanzgruppe im österreichischen Strommarkt zeigt den gesteigerten Bedarf an Ausgleichsenergie für Windkrafteinspeisung und die damit verbundenen Kosten auf. Für Bilanzgruppen mit hohen Anteilen an Windenergie im Erzeugungsmix wirkt der Umstand kostensteigernd, dass die eigenen temporären Leistungsabweichungen eine gleichläufige Tendenz zu denen des Übertragungsnetzes aufweisen, das Modell zur Feststellung der Ausgleichsenergieverrechnungspreise jedoch die Steigerung dieser Differenzmengen bestraft. Ein hoher Anteil von Kleinwasserkraft an der Aufbringung reduziert die Ausgleichsenergiemengen, die Einbeziehung von photovoltaischer Stromerzeugung hat weniger einen positiven Einfluss auf die Mengen als vielmehr die entstehenden Kosten für Ausgleichsenergie.

Wie der Vergleich internationaler Marktordnungen zeigt, kann die Einführung eines Intraday-Marktes den Absatz von Windenergie erleichtern und die Ausweitung von Regelenergiemärkten über geografische Grenzen hinaus die Aufbringung der Regelreserve kostengünstiger gestalten. In Bezug auf die Praxis der Stromkennzeichnung wird zur Verhinderung von

Missbrauch die Implementierung eines auf internationaler Ebene geschlossenen Systems für die Ausgabe und zentrale Verwaltung von Herkunftsnachweisen empfohlen.

Mit dem erarbeiteten Technischen Lastenheft liegt eine aktuelle Beschreibung der Anforderungen an die Software und Kommunikationstechnologie eines Virtuellen Kraftwerkes auf Basis erneuerbarer Energieträger inklusive einer Schnittstellendefinition vor.

Abstract

Currently, electricity production from renewable energy sources (RES-E) in Austria is concentrated by the federal support mechanism. Green-power producers within this scheme are not liable for meeting a certain demand or to fulfil a scheduled delivery, but receive a feed in tariff for their overall production independently of actual demand and transmission grid imbalances. Imbalance costs are being socialised.

Green power marketers already now face the entrepreneurial risk of settling imbalances within their firm connected to financial payments. For the near future considerable RES-E capacity is determined to enter the competitive electricity market as well, due to a limited support period of 13 years for particular plants.

Virtual Power Plants (VPP) may integrate these capacities by economically as well as technically efficient means into the existing energy system. We define a VPP as an interactive, centrally controllable network of decentralised generation units and loads being aligned to respective mutual technical characteristics of power generation/consumption.

Technical monitoring and control equipment as part of an energy management system is utilised by the operator of a VPP to conduct an economic optimisation of the operational mode – affecting prevailing load and generation.

The flexibility of this system facilitates the integration of fluctuating generation mainly from wind power and raises the net social benefit of the utilisation of renewable energies in comparison to conventional operation, which accounts for higher quantities and costs of imbalance and has negative impact on system stability.

In an economic model the VPP is defined as a so-called balancing group within the boundaries of the Austrian electricity market organisation. Results of model runs show that the utilisation of wind power effectuates increasing quantities of imbalance and respective costs. Balancing groups incorporating high shares of wind power into their generation mix tend towards similar power deviations as observed in the transmission grid with respect to either shortage or excess. As the imbalance settlement mechanism in force incentivises counterbalancing the transmission grid and penalises additional deviations, imbalance due to wind power is comparatively costly. High shares of electricity from small hydro reduce power deviations. PV has a positive impact on imbalance costs rather than quantities.

A comparison of international market designs reveals that the implementation of short term power markets facilitates the further integration of wind power into energy systems and an international extension of regulating power markets provides favourable conditions for cost-effective supply of power reserves. International electricity labelling practice lacks a concerted closed system for the issue and central custody of certificates of origin.

The technical specification sheet – worked out within this project – describes essential requirements with respect to communication and information technologies for the implementation of a VPP based on renewable energy sources within the liberalised Austrian power market.

Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit hat die Untersuchung der technischen, regulativen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Virtuelle Kraftwerke (VK) auf Basis erneuerbarer Energieträger zum Inhalt. Dabei wird ein Virtuelles Kraftwerk als ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen verstanden, welches in seiner Zusammensetzung der Anteile verschiedener Technologien auf die zu deckende Last abgestimmt ist. Informations- und Steuerungstechnologien erlauben ein Monitoring und eine Beeinflussung des aktuellen Verbrauchs und der aktuellen Einspeisung in gegenseitiger Abhängigkeit mit dem Ziel einer ökonomischen Optimierung für das betreibende Unternehmen. In diese Optimierung fließen Informationen über die Betriebsweise von Anlagen, Brennstoffkosten, Speichermöglichkeiten, die Verlagerbarkeit von Lasten vor dem Hintergrund der Kosten oder Erlöse aus den Differenzmengen der Erzeugung und des Verbrauchs, also der zu erwartenden Verrechnungspreise für Ausgleichsenergie, als Inputparameter ein. Das Virtuelle Kraftwerk ermöglicht somit aufgrund der hohen Flexibilität des Systems auch die effiziente und ökonomisch vorteilhafte Integration stark schwankender Einspeisung durch Windenergieanlagen in das Energieversorgungssystem und schafft dadurch einen gesellschaftlichen Nutzen im Vergleich zur konventionellen Behandlung dieser Technologie, welche derzeit mit hohen Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt verbunden ist und tendenziell das Leistungsgleichgewicht im Übertragungsnetz negativ beeinflusst.

Die Motivation für diese Arbeit besteht darin, bestehende Wettbewerbsnachteile von Betreibern kleiner, dezentral situierter Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger gegenüber etablierten Produzenten, deren Aufbringung vor allem durch große, zentrale Erzeugungseinheiten charakterisiert ist, zu überwinden. Grundsätzlich schafft die vollkommene Liberalisierung des österreichischen Strommarktes – als Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU – den geeigneten Rahmen für einen diskriminierungsfreien Zugang zum Markt. Vor allem für kleine Betreiber manifestieren sich jedoch ökonomische Barrieren und administrative Hürden in Form von hohen Transaktionskosten.

Zur Klärung der zentralen Fragestellung, welche Rahmenbedingungen technischer, regulativer und ökonomischer Art geschaffen werden müssen, um Virtuelle Kraftwerke im fairen Wettbewerb unternehmerisch betreiben zu können, muss im Vorfeld eine Definition des VK vor dem Hintergrund des bestehenden Marktes erfolgen. Weitere Fragen, welche in der vorliegenden Arbeit behandelt werden, betreffen die Identifikation übertragbarer Erfahrungen im Betrieb von vernetzten dezentralen Kraftwerken und Verbrauchern in einem internationalen Kontext und die Vereinbarkeit möglicher Realisierungsoptionen eines VK mit der gegebenen Organisation des österreichischen Strommarktes. Schließlich wird die Frage diskutiert, welche Zusammensetzungen von Technologien vorteilhaft für die Integration hoher Anteile an Windenergie in ein Erzeugungsportfolio vorteilhaft erscheinen.

Als Ergebnis des Projektes liegt ein Grundlagenkonzept für ein VK auf Basis erneuerbarer Energieträger vor, welches den Ausgangspunkt für die konkrete Konzeption eines Modellsystems und eines Umsetzungsplanes darstellt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ebenfalls ein

Dokument zu den software- und kommunikationstechnischen Anforderungen an die Leistelle eines VK in Form eines Technischen Lastenheftes geschaffen.

Ein methodischer Schwerpunkt im Rahmen dieses Projektes liegt in der Konzeption eines ökonomischen Modells des VK in Form einer Tabellenkalkulation in EXCEL, welches unter definierten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen die Durchführung von Szenarien- und Sensitivitätsanalysen erlaubt. Das bedeutet, dass die Inputparameter des Modells wie Leistungszeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs sowie Handelsgeschäfte und Preise der Ausgleichsenergie variiert werden, um Aussagen über vorteilhafte Zusammensetzungen des Portfolios und günstige Absatzstrategien treffen zu können. In Abbildung 0.1 ist eine schematische Darstellung des Modells wiedergegeben.

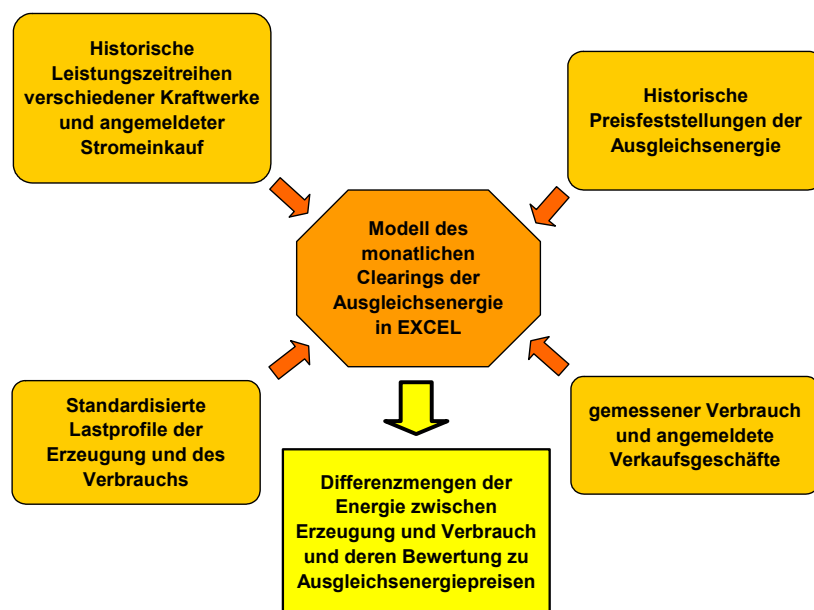


Abbildung 0.1: Schematische Darstellung des ökonomischen Modells des Virtuellen Kraftwerkes.

Um für ein betrachtetes Monat das Clearing der Ausgleichsenergie durchzuführen, werden Leistungszeitreihen einzelner Kraftwerke und Verbrauchszeitreihen verschiedener Verbrauchergruppen in die Kalkulationstabelle geladen und die Differenzmengen der Erzeugung und des Verbrauchs berechnet. Die betragsmäßige Summe dieser Energie gibt darüber Aufschluss, mit welcher Genauigkeit Erzeugung und Verbrauch im betrachteten Szenario aufeinander abgestimmt werden konnten. Durch die Bewertung dieser Mengen zu historischen oder angenommenen Verrechnungspreisen wird die relevante Verbindung zum Markt hergestellt, in welchem sich Virtuelle Kraftwerke positionieren. Aus einer unternehmerischen Betrachtung des Virtuellen Kraftwerkes muss eine Minimierung der Kosten für den Energieausgleich des Virtuellen Kraftwerkes angestrebt werden, wie in Gleichung 0.1 dargestellt. (Eine betriebswirtschaftliche Deckungsbeitragsmaximierung kann auf Basis des skizzierten Dateninputs nicht erfolgen und bleibt weiterführenden Analysen in Folgeprojekten vorbehalten.)

$$\min K_{AE} = \min \sum_t ((\sum_i E_{i,t} - \sum_j V_{j,t}) * AECPT_t) \quad \text{Gleichung 0.1}$$

K_{AE} :	Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt [€]
$E_{i,t}$:	Erzeugung oder Einkauf von elektrischer Energie in der Periode t (des Kraftwerks i bzw. gemäß des Vertrags i) [MWh]
$V_{j,t}$:	Verbrauch oder Verkauf von elektrischer Energie in der Periode t (des Verbrauchers oder der Verbrauchergruppe j bzw. gemäß des Vertrags j) [MWh]
$AECPT_t$	Ausgleichsenergieclearingpreis für die Periode t [€/MWh]

In Hinblick auf die im ökonomischen Modell angenommenen Rahmenbedingungen der Marktordnung wird das VK aus einer unternehmerischen Sicht als in den österreichischen Strommarkt eingebettet angesehen und fungiert dementsprechend als Bilanzgruppe in der Regelzone APG.

In Österreich fließt der überwiegende Teil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern – mit Ausnahme der Erzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Engpasseleistung von mehr als 10 MW – bilanzierungstechnisch in die Ökobilanzgruppen der jeweiligen Regelzonen. In diesem Fall erhalten die Anlagenbetreiber eine konstante Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 13 Jahren zugesichert und verfügen insofern über eine hohe Planungssicherheit für ihre Investition und sind darüber hinaus von einer Verantwortlichkeit bezüglich der Deckung einer Last vollkommen entbunden. Für sie bestehen keinerlei Anreize, steuerungstechnisch in den Betrieb ihrer Anlagen einzugreifen, da sie die Einspeisevergütung unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung und dem tatsächlichen temporären Energiebedarf erhalten, die Kosten für Ausgleichsenergie werden sozialisiert.

Allerdings werden Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger auch außerhalb des Förderregimes betrieben. In diesem Fall schlagen sich schwierig zu prognostizierende Leistungsfluktuationen – vor allem von Windkraftanlagen – direkt auf das unternehmerische Kostenrisiko aus dem Ausgleich der Leistungsbilanz nieder. Die Einspeisung aus Windkraftanlagen in konventionelle Bilanzgruppen betrifft derzeit in erster Linie Ökostromanbieter, wie etwa den Projektpartner oekostrom AG. Einen wesentlichen Faktor in Hinblick auf die Betriebsweise von Kraftwerken stellt das Ausscheiden von anerkannten Ökoanlagen aus dem Förderregime nach Ablauf der vereinbarten Förderdauer von 13 Jahren dar. Spätestens ab diesem Zeitpunkt stellt sich für die Betreiber die Frage des alternativen Absatzes von Ökostrom. In einer Perspektive über 3 bis 5 Jahre muss die Integration erheblicher Leistungen aus Windkraftanlagen in den freien Strommarkt gelöst werden. Aus diesem Grund ist die Entwicklung einer Strategie für die Integration von Ökoanlagen nach deren Ausscheiden aus der Ökobilanzgruppe in den konventionellen Strommarkt dringend zu empfehlen.

Die Untersuchung der Auswirkungen des Einsatzes verschiedener Technologien in einem VK zeigt sehr eindrucksvoll, dass die verstärkte Integration von Windkraftanlagen mit starken zeitlichen Schwankungen der Leistungsabgabe in ein Erzeugungsportfolio zur Deckung

eines typischen – starren – Lastverlaufs (von Haushalts- und Gewerbekunden) mit großen Herausforderungen verbunden ist: Die Korrelation zwischen den Einspeisedaten von Windkraftanlagen ist umso stärker, je geringer die räumliche Distanz zwischen den entsprechenden Standorten ausfällt. Das (standardisierte) Einspeiseprofil von Photovoltaikanlagen leistet hingegen einen besonders willkommenen Beitrag zur Deckung dieser Last.

Wie der Vergleich internationaler Marktordnungen zeigt, kann die Einführung eines Intraday-Marktes den Absatz von Windenergie erleichtern und die Ausweitung von Regelenergiemärkten über geografische Grenzen hinaus die Aufbringung der Regelreserve kostengünstiger gestalten. In Bezug auf die Praxis der Stromkennzeichnung wird dahingehend ein Handlungsbedarf identifiziert, dass ein auf internationaler Ebene geschlossenes System für die Ausgabe und zentrale Verwaltung von Herkunftsnachweisen erst umzusetzen ist. Erst dadurch kann ein Missbrauch der Stromkennzeichnung in Österreich durch den Import invalider Zertifikate verhindert werden.

Eine detaillierte Analyse des Systems der Ausgleichsenergieverrechnung in Österreich führt eindrucksvoll den Einfluss von regulatorischen Details auf die Wettbewerbsbedingungen für ein VK in Form einer Bilanzgruppe (mit einem hohen Bedarf an Ausgleichsenergie aufgrund von fluktuierender Windeinspeisung) vor Augen: Die während der Projektlaufzeit vollzogene Änderung des Modells zur Ermittlung des Clearingpreises führt zu einem qualitativ völlig verschiedenen Verlauf der Preisfeststellungen im Vergleich zum abgelösten Verfahren. Abbildung 0.2 zeigt eine Gegenüberstellung der Preisfeststellungen in Abhängigkeit von der Leistungsbilanz im Übertragungsnetz.

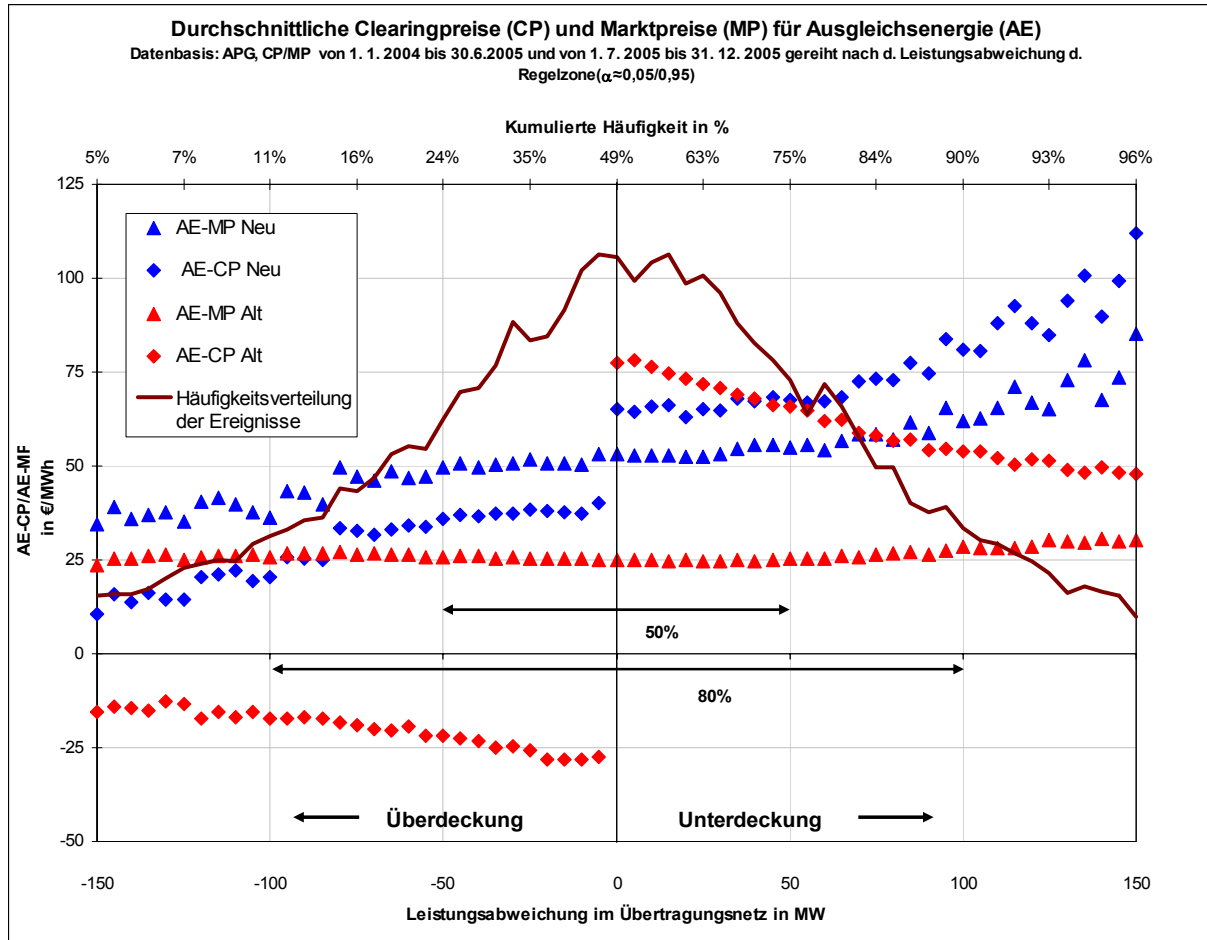


Abbildung 0.2: Vergleich der Feststellungen von Marktpreisen und Verrechnungspreisen für Ausgleichsenergie nach verschiedenen Berechnungsverfahren geordnet nach der zugehörigen Leistungsabweichung im Übertragungsnetz. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2004; Eigene Graphik

Konkrete Anwendungen des Clearingmodells der Bilanzgruppe auf verschiedene Szenarien des Absatzes und der Aufbringung unterstreichen die Ergebnisse der Korrelationsuntersuchungen der Leistungszeitreihen verschiedener Kraftwerkstypen bzw. des Verbrauchs: Die Mengen bezogener Ausgleichsenergie und gleichzeitig die Kosten für diese steigen mit dem Anteil der Stromproduktion aus Windenergie. Dies liegt auch daran, dass sowohl die Bilanzgruppenabweichung als auch die Regelzonenabweichung maßgeblich von durch Windeinspeisung bestimmt werden und in weiterer Folge Ausgleichsenergie zu tendenziell hohen Preisen bezogen bzw. zu niedrigen Preisen geliefert wird. Ein hoher Anteil von Kleinwasserkraft an der Aufbringung reduziert die Ausgleichsenergiemengen. Die Einbeziehung von photovoltaischer Stromerzeugung hat weniger einen positiven Einfluss auf die Mengen als vielmehr die entstehenden Kosten für Ausgleichsenergie. Exemplarische Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Abbildung 0.3 wiedergegeben.

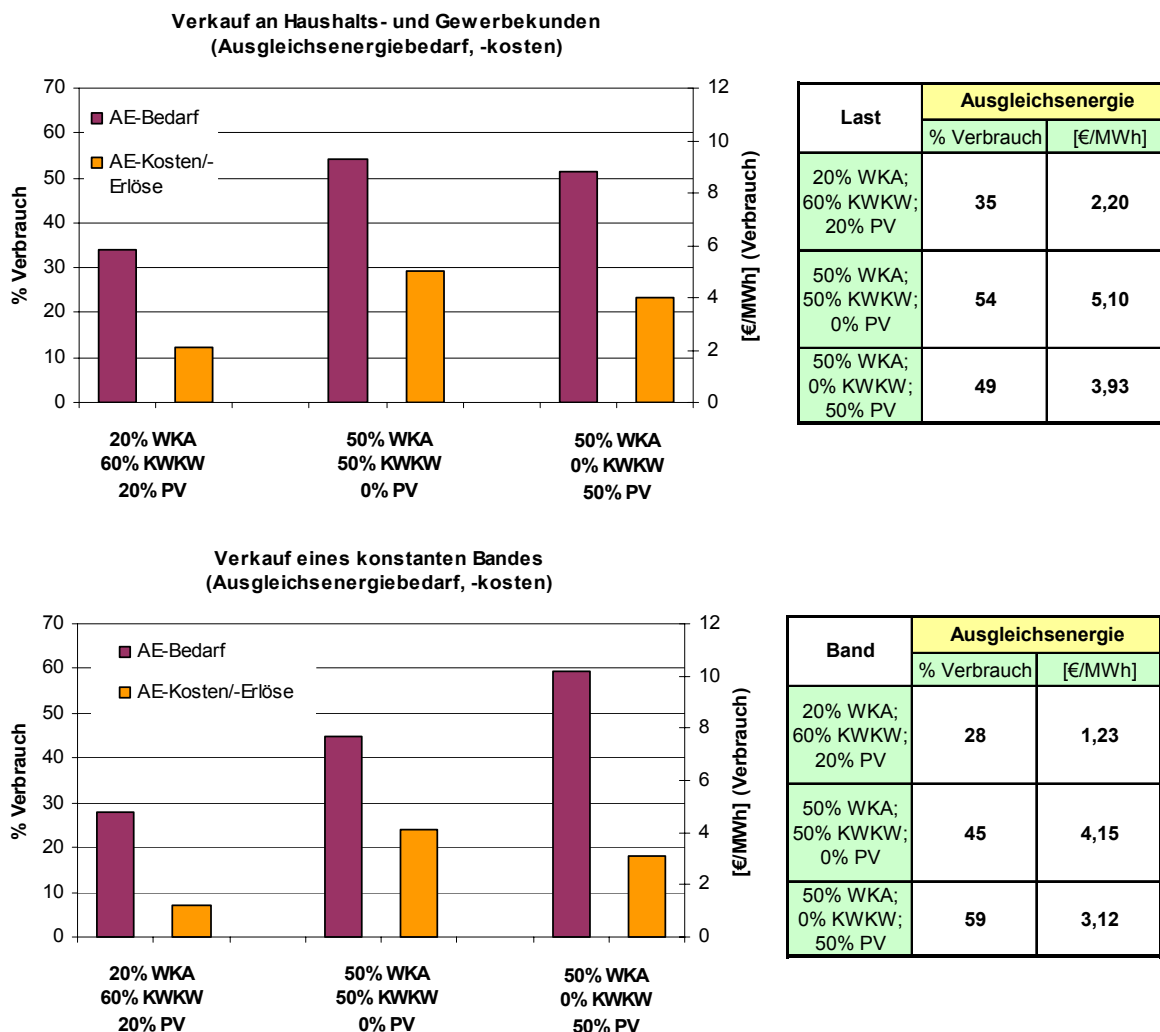


Abbildung 0.3: Ausgleichsenergiebedarf und Ausgleichsenergiekosten für drei verschiedene Zusammensetzungen des Erzeugungspotfolios unter Zugrundelegung des historischen Verbrauchs bzw. des Verkaufs eines konstanten Profils (Datenbasis: 20 Monate; WKA: Windkraftanlage, KWKW: Kleinwasserkraftwerk, PV: Photovoltaik) Quelle: EEG, oekostrom AG.

Das Technische Lastenheft, als eigenständiges Dokument ausgearbeitet, beschreibt die softwaretechnischen und kommunikativen Anforderungen an ein Virtuelles Kraftwerk auf Basis erneuerbarer Energieträger am liberalisierten österreichischen Strommarkt und dient als Basis für ein detaillierten Entwurf eines VK inklusive eines Kosten- und Umsetzungsplanes in einem Folgeprojekt.

Summary

The objective of this project is to analyse the general technical, regulatory and economical conditions for “Virtual Power Plants” (VPP) based on renewable energy sources. In this case a VPP is defined as an interactive, centrally controlled network of decentralised generation units with varying shares of different technologies used to meet the overall demand. Thereby communication and control systems allow to monitor and to control the operation of generation units as well as selected appliances on the demand side in order to maximise the revenue of the operating company. For the optimisation of the operation of a VPP data on relevant generation unit parameters, fuel cost, cost and potentials of storage options and responsive loads, etc. is needed in order to be able to compare cost of control options with expected cost of imbalances. In this way a VPP due to its high degree of flexibility allows to integrate intermittent generation technologies like wind power more efficiently and therefore provides an added value compared to the conventional operation that imposes high cost for imbalances and has furthermore negative effects on system stability.

The major motivation for this project is to lower competitive disadvantages for small market players operating distributed generation units based on renewable energy sources compared to incumbents characterised by large scale generation. In this context the liberalisation of the Austrian power market according to EC directive 96/92/EC in general provides a suitable framework for a non discriminatory market entry. However economical as well as administrative barriers still exist and impose hurdles in form of high transaction cost especially for small market actors.

In order to be able to address to core questions of this project it is necessary to define the term “Virtual Power Plant” with respect to the existing Austrian market framework. Furthermore international experiences with distributed generation in general and VPP in particular are analysed with respect to the framework of the Austrian market model. Finally diverse generation portfolios including intermittent generation from wind power are analysed with respect to their imbalance cost.

The major result of the project is a basic concept for VPP based on renewable energy sources including a detailed specification sheet with respect to requirements for communication and information technologies which provides the basis for the concrete design of such a system.

The main methodology developed and applied within this project is an economic model of a VPP based on MS Excel that allows to determine imbalance cost for a set of defined technical and regulatory framework conditions. Most relevant input parameters are time series of generation, demand, sale and purchase contracts and imbalance clearing prices. The model allows to evaluate different generation portfolios with respect to their need of imbalance power and corresponding cost.

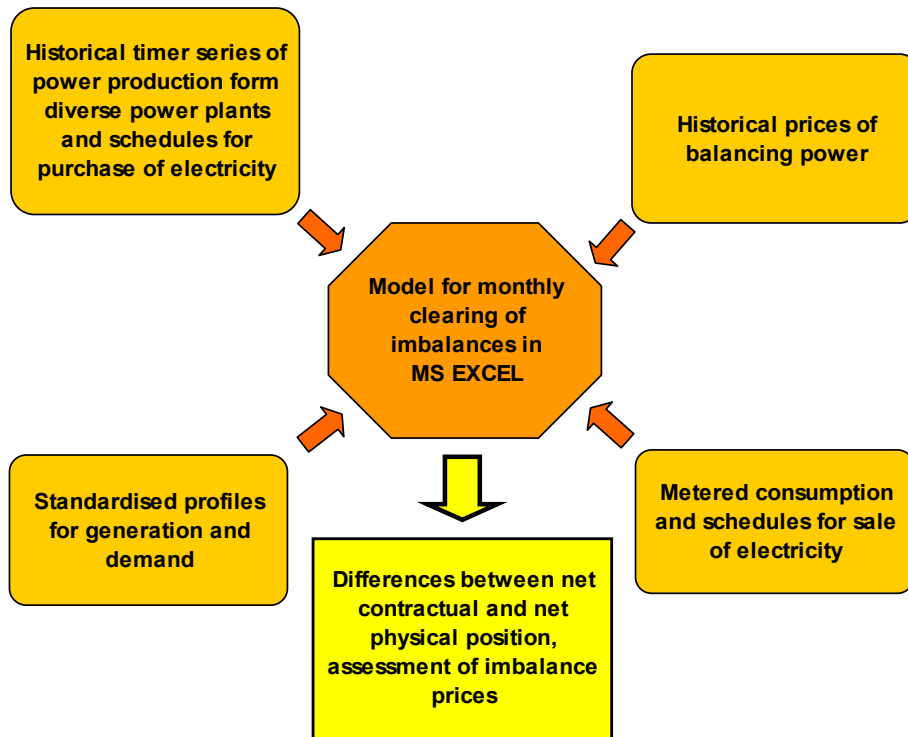


Figure 0.1: Schematic illustration of the economic VPP model

To determine volumes of imbalance energy and corresponding cost for a certain month, time series of generation and demand for units considered in the analysed portfolio are imported into an MS Excel sheet. Based on this data imbalances are calculated for every quarter of an hour and absolute values are summed up giving the value of net imbalances. Finally based on historical or assumed data on imbalance prices corresponding imbalance cost are allocated. In a first step the objective is to minimise cost for imbalances as indicated in formula 0.1¹.

$$\min_t K_{AE} = \min_t \left(\left(\sum_i E_{i,t} - \sum_j V_{j,t} \right) * ICP_t \right) \quad \text{Formula 0.1}$$

K_{AE} :	Total cost of imbalances [€]
$E_{i,t}$:	Production / purchase of power in period t (of power plant i / according to contract i) [MWh]
$V_{j,t}$:	Demand / sale of power in period t (of consumer i, consumer group j / according to sales contract j) [MWh]
ICP_t	Imbalance clearing price in period t [€/MWh]

¹ Please note that for the maximisation of the revenue – which of course is the overall objective – further data is needed. More comprehensive analysis that include this data will be carried out in the follow-up project

When setting up the economic model of the VPP its role as a balance responsible player within the balancing zone of *Verbund APG* was taken into account as it defines the economical framework conditions.

In Austria at present the major part of electricity generation from renewable energy sources (RES-E) is aggregated by one single balancing responsible player for “green electricity” for each balancing zone, the so called *Ökobilanzgruppe*². RES-E generators selling their power to the *Ökobilanzgruppe* are paid a guaranteed feed-in tariff over a period of 13 years which imposes minimal risk for the investment as even the risk for imbalances is carried by the balance responsible player that finally socialises the corresponding cost among all consumers. Therefore a RES-E generator hasn’t any incentives to control power output of his generation units in order to support balancing the system.

For the small share of RES-E generation that is sold on the power market high cost and risks due to imbalances especially for intermittent generation like wind power are identified. For now there are only a few small market actors like the project partner *oekostrom AG* which are selling “green electricity” on the market but due to the given supporting period which is limited to 13 years, the amount of generation from RES-E that has to be marketed conventionally is going to increase steadily. Therefore within the next years the value of intermittent generation will heavily depend on the general conditions given by market design and rules and innovative approaches are needed to provide an economically efficient integration.

Analysis carried out within this project show, that an increasing share of intermittent wind generation in the generation portfolio imposes considerable imbalances as fluctuations increase whilst the load curve for residential and commercial customers is given. In this respect it is important to note, that the correlation of the power output from different wind farms decreases if the spatial distribution of wind sites considered becomes higher. As for generation from Photovoltaic (PV) standardised profiles are used according to the market rules implemented in Austria, this technology shows a high correlation with the load profiles considered.

The value of “green electricity” in general and intermittent wind power in special is considerably influenced by the specific market design. The international comparison of market designs with focus on balancing markets shows, that the integration of wind power can be supported if there is an organised intra-day market available that allows adjusting schedules until few hours before physical delivery. Furthermore, if markets cover an extended geographical region, smoothing effects can lower the overall imbalances given that transmission capacities are available.

Labelling of electricity is identified as to be an important marketing instrument for retailers of “green electricity”. However at present its impact is limited as there is no central database

² This concerns several RES-E technologies except from large-scale hydro power.

implemented for the management of proofs of origins in Europe that would avoid misuse of the labelling system.

Detailed analysis of historical imbalance clearing prices in Austria shows, that market rules considerably influence the competitiveness of VPP as balancing responsible players (with a high amount of net imbalances due to intermittent generation). The change of the Austrian market rules within the duration of the project allowed comparing the correlation between system imbalances and imbalance prices for two different price models (see Figure 0.2).

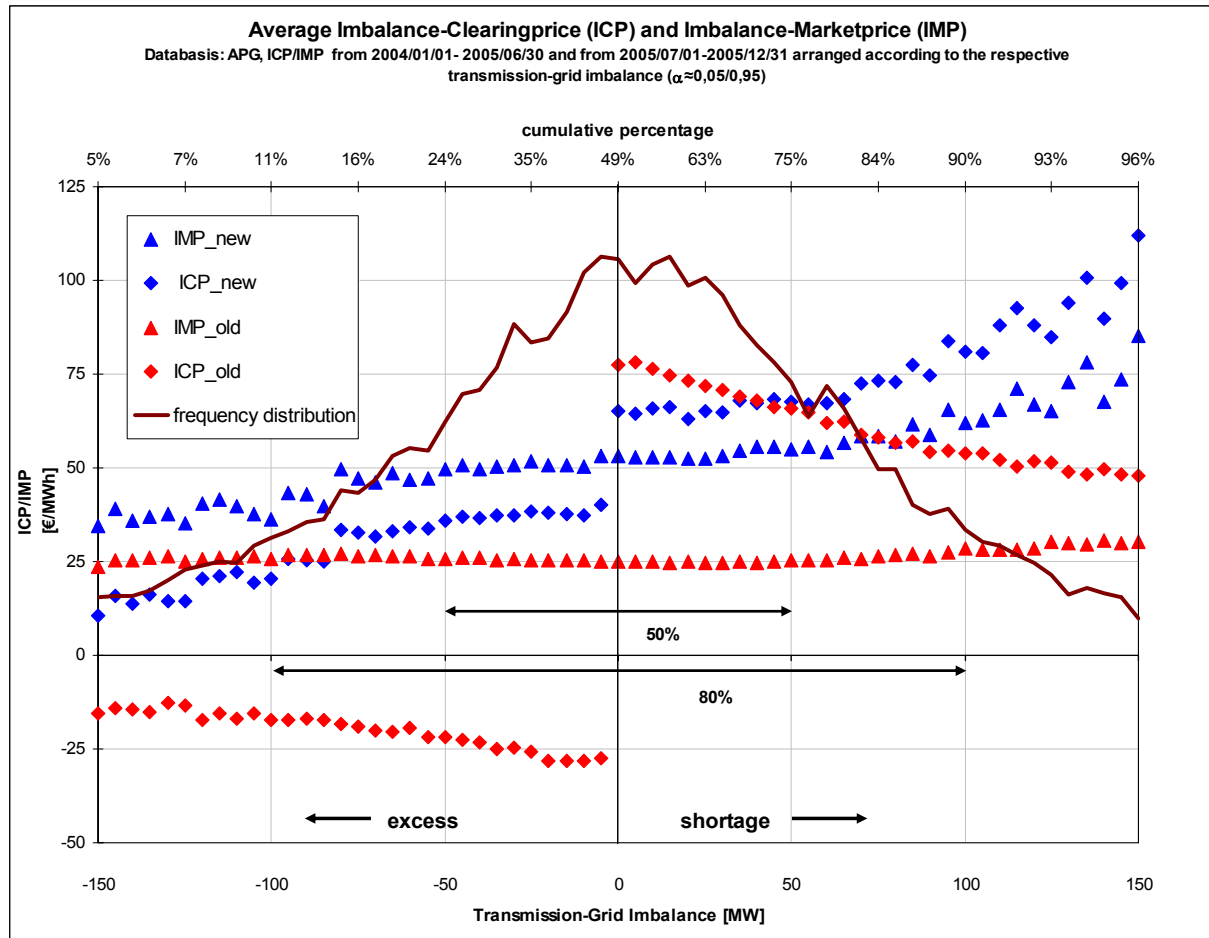


Figure 0.2. Comparison of market prices and clearing prices for imbalances for two different price models currently and historically implemented in Austria. Source: APCS (www.apcs.at), 2004.

Portfolio analysis carried out with the economic VPP model underlines the results from correlation analysis of wind power outputs. Overall imbalances as well as corresponding cost increase with a growing share of wind power. As both, the net imbalance of the balancing responsible player and the net imbalance of the balancing zone are influenced by the wind power forecast error to a high extent, imbalance clearing prices tend to be higher for such market actors. An increasing share of small-hydro generation instead influences imbalance cost positively. An outline of the model results is given in the following figure.

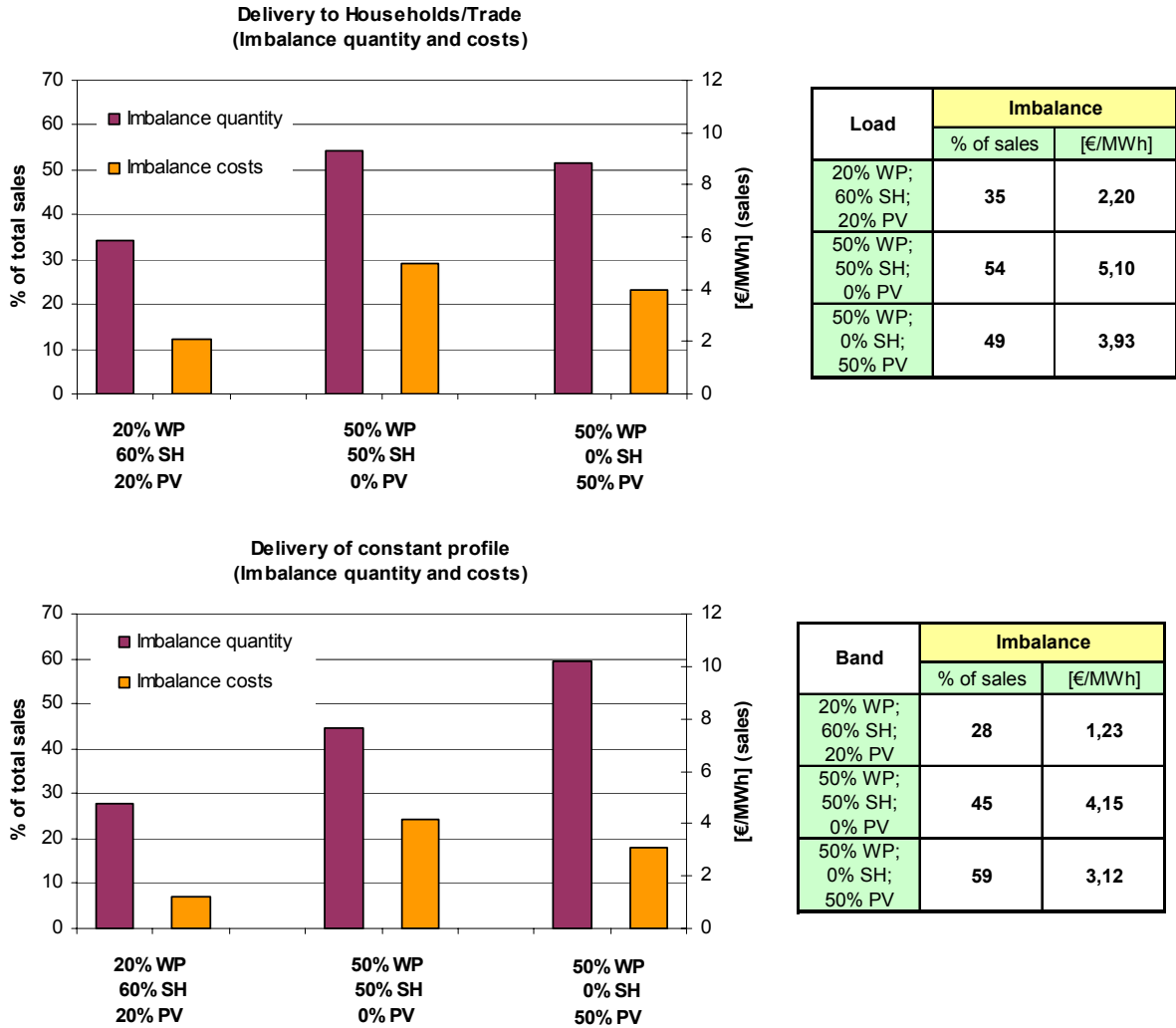


Figure 0.3: Quantity and cost of imbalance in three scenarios for the generation portfolio and two sales-scenarios using historic time series for generation, consumption and prices (Data basis: 20 months) Source: EEG, oekostrom AG.
 WP: windpower, SH: Small Hydro, PV: photovoltaic

Several needs with respect to communication and information technologies for the implementation of a VPP based on renewable energy sources within the liberalised Austrian power market are described in the technical specification sheet worked out within this project. This description gives the basis for the concrete design of a VPP incl. a functional specification, a cost projection and a detailed schedule for implementation in the course of the follow-up project.

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AE-AP	Ausgleichsenergieangebotspreis
AE-CP	Ausgleichsenergieclearingpreis
AE-MP	Ausgleichsenergiemarktpreis
APG	Verbund Austrian Power Grid
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
CP	Clearingpreis
E-Control	Energie-Control GmbH (Regulierungsbehörde für die österreichische Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft)
EEX	European Energy Exchange AG (öffentlich-rechtliche Strombörse mit Sitz in Leipzig)
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ETSO	European Transmission System Operators (Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber)
GWh	Gigawattstunde
kWh	Kilowattstunde
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MP	Marktpreis
Öko BG	Ökobilanzgruppe
Öko BGV	Ökobilanzgruppenverantwortlicher
PV	Photovoltaik
RZ	Regelzone
RZF	Regelzonenführer
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordination des Transports elektrischer Energie)
VK	Virtuelles Kraftwerk
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

1.1 Motivation

Durch die vollkommene Liberalisierung des österreichischen Strommarktes eröffnet sich grundsätzlich für jedes Stromerzeugungsunternehmen die Möglichkeit, seine Produktion selbst an Endkunden oder Weiterverteiler zu verkaufen und somit unmittelbar zu einem Teilnehmer auf diesem Markt zu werden. Diese Marktöffnung stellt ein Ergebnis der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU dar. Allerdings sehen sich Unternehmen, welche über dezentral situierte Erzeugungseinheiten mit vornehmlich kleiner Leistung verfügen, in der Praxis großen Barrieren gegenüber. Im Vergleich zu den alteingesessenen Stromerzeugern, deren Aufbringung vor allem durch große Erzeugungseinheiten charakterisiert ist, erfahren diese kleineren dezentralen, oftmals fluktuierend erzeugenden Anlagen gravierende Wettbewerbsnachteile, welche sich neben rein ökonomischen Barrieren auch in administrativen Hürden und hohen Transaktionskosten manifestieren.

International, speziell in der EU, bestehen Bestrebungen, diese Art von Defizit durch eine neue Art der Kooperation zu mindern. Durch den administrativen und steuerungstechnischen Zusammenschluss mehrerer dezentraler Erzeuger zu einem so genannten „Virtuellen Kraftwerk“ (VK) wird die Position jeder einzelnen Produktionseinheit gestärkt. Der Eintritt in den Markt wird erleichtert. In den USA liegen erste Erfahrungen mit so genannten „Mikronetzen“ (kleinräumige Erzeugungsk Kooperationen) bereits vor. In Europa wurden einzelnen Punkte, welche bei einer solchen Kooperation zu beachten sind, z.B. im Rahmen des EU-Programms DISPOWER, an welchem sich auch österreichische Forschungseinrichtungen beteiligten, untersucht. Neben der Erzeugungsseite erlangen Maßnahmen der Flexibilisierung der Last in diesem Zusammenhang erneut Interesse.

Im Rahmen dieses Projekts soll – aufbauend auf bisherigen Forschungsergebnissen – eine spezifisch für Österreich kompatible Lösung erarbeitet werden, die vor allem auch die Besonderheiten der Struktur der österreichischen Stromwirtschaft berücksichtigt.

1.2 Zentrale Frage

Die übergeordnete zentrale Frage, welcher im Rahmen dieses Projektes nachgegangen wird, lautet:

- Welche Rahmenbedingungen technischer, regulativer und ökonomischer Art müssen geschaffen werden, um Virtuelle Kraftwerke im fairen Wettbewerb im bestehenden Energieversorgungssystem unternehmerisch betreiben zu können?

Dazu gilt es im Vorfeld die Frage zu klären:

- Wie definiert sich ein Virtuelles Kraftwerk vor dem Hintergrund des bestehenden Marktes, so dass eine unternehmerische Realisierung dieses Konzepts ermöglicht wird?

Folgende Fragen stellen sich in verschiedenen für diese Aufgabe relevanten Gebieten:

- Welche internationalen Erfahrungen bestehen in der Konzeption und im Betrieb von vernetzten dezentralen Kraftwerken und Verbrauchern und inwiefern sind diese für die österreichische Situation von Bedeutung?
- Welche Realisierungsoptionen eines Virtuellen Kraftwerkes hinsichtlich dessen Komplexität erscheinen unter bestimmten regulatorischen Rahmenbedingungen des österreichischen Marktes sinnvoll?
- Welche Organisation des Marktes für Ausgleichsenergie kommt dem Konzept des Virtuellen Kraftwerkes entgegen? In welchem Verhältnis dazu steht das derzeit angewandte Modell der Preisfeststellung und Verrechnung von Ausgleichsenergie?
- Welchen Beitrag kann eine Flexibilisierung des Anmeldesystems für Stromgeschäfte für den erfolgreichen Betrieb eines Virtuellen Kraftwerkes leisten?
- Welche Basisanforderungen bestehen an die Kommunikationstechnik zur Informationsgewinnung und Steuerung von Anlagen in einem Virtuellen Kraftwerk? Wie unterscheiden sich diese von weiterreichenden Anforderungen hinsichtlich der zur Anwendung kommenden Schnittstellen?
- Welcher Zusammensetzung von Technologien auf Seiten der Stromproduktion ist der Vorzug zu geben? Auf welche Weise können hohe Anteile von Windenergie optimal integriert werden? Welche Interaktionen zwischen Einspeisung und Verbrauch innerhalb des Virtuellen Kraftwerkes sind zu beachten?

1.3 Zentrales Ziel der Arbeit

Das konkrete Ziel dieses Projektes ist es, die erforderlichen technischen, ökonomischen und regulativen Rahmenbedingungen detailliert zu untersuchen, um für Virtuelle Kraftwerke basierend auf erneuerbaren Energiequellen vorteilhaftere Wettbewerbsbedingungen zu schaffen.

Als konkretes Ergebnis dieses Projektes wird ein Grundlagenkonzept erarbeitet, welches als Basis für die Implementierung eines Virtuellen Kraftwerkes in den österreichischen Strommarkt dient. In diesem Konzept werden die herrschende Marktsituation, die Stromaufbringung im Virtuellen Kraftwerk auf Basis erneuerbarer Energieträger und die zu deckende Last detailliert dargestellt: Die Bedingungen des Marktes werden in Hinblick auf das Regulierungsgefüge und die Verrechnung von Ausgleichsenergie an Bilanzgruppen untersucht. Es werden die technischen Erfordernisse für die Betriebsführung und Steuerung von einzelnen Komponenten des Virtuellen Kraftwerkes definiert. Unter Berücksichtigung der Besonderheiten verschiedener Erzeugungstechnologien wird ein Erzeugungsportfolio modelliert, welches auf die Anforderungen des Virtuellen Kraftwerkes abgestimmt ist. Schließlich werden Erkenntnisse über die Verlagerbarkeit von Lasten auf unterschiedliche Verbraucher im Virtuellen Kraftwerk übertragen.

1.4 Gliederung der Arbeit

Im nachfolgenden **Kapitel 2** werden angewandte Methoden beschrieben und Daten überblicksmäßig dokumentiert. Datenauszüge sind weiters im Anhang dieses Dokuments zu finden.

Die Ergebnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen 1, 2 und 3 und 4 werden in **Kapitel 3** zusammengefasst. Der Aufbau dieses Kapitels orientiert sich an der Struktur des Projektantrages hinsichtlich der Gliederung in Arbeitspakete, d.h. die einzelnen Unterkapitel beschreiben je ein Arbeitspaket. Eine weitergehende Untergliederung entspricht den in der Beschreibung der Arbeitspakete dargelegten Inhalten. Forderungen der Jury hinsichtlich des Projektantrages werden insofern entsprochen, als dass sich der deskriptive Teil vor allem des ersten Arbeitspaketes zugunsten der eigentlichen Schwerpunktsetzung der Analyse der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen auf die Wiedergabe der wesentlichen Ergebnisse konzentriert.

Kapitel 4 umfasst Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen und dokumentiert durchgeführte und zukünftig geplante Verbreitungsaktivitäten. Weiters wird auf die Verwertung der Projektergebnisse eingegangen und ein Ausblick hinsichtlich des weiteren Forschungsbedarfs gegeben.

In **Kapitel 5** wird dargestellt inwiefern die Projektergebnisse einen Beitrag zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ leisten. Dabei wird im Detail auf die sieben Leitprinzipien des Forschungsprogramms eingegangen.

Eine **Literaturliste**, ein **Tabellen- und Abbildungsverzeichnis** sowie verschiedene **Anhänge** schließen diesen Endbericht ab.

Anhang 6 beinhaltet das im Zuge dieses Projekts zusammengestellte **Lastenheft**, welches Softwaretechnische und kommunikative Anforderungen einer Leitstelle für virtuelle Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energieträgern im liberalisierten Strommarkt beschreibt und ein eigenständiges Dokument darstellt.

2 Verwendete Methoden und Daten

2.1 Verwendete Methoden

Ein methodischer Schwerpunkt im Rahmen dieses Projektes liegt in der Konzeption eines ökonomischen Modells eines Virtuellen Kraftwerkes (VK) unter definierten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen und der darauf folgenden Auswertung von Szenarienanalysen. Das bedeutet, dass die Inputparameter wie Leistungszeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs sowie Handelsgeschäfte und Preise der Ausgleichsenergie variiert werden, um Aussagen über vorteilhafte Zusammensetzungen des Portfolios und günstige Absatzstrategien treffen zu können.

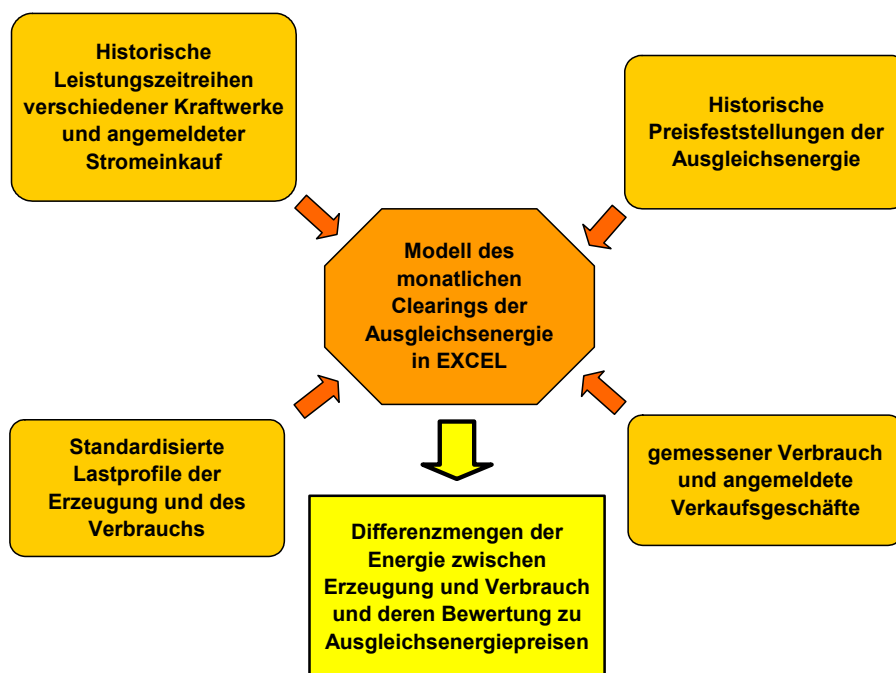


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des ökonomischen Modells des Virtuellen Kraftwerkes.

Um für ein betrachtetes Monat das Clearing der Ausgleichsenergie durchzuführen, werden Leistungszeitreihen einzelner Kraftwerke und Verbrauchszeitreihen verschiedener Verbrauchergruppen in die Kalkulationstabelle geladen und die Differenzmengen der Erzeugung und des Verbrauchs berechnet. Die betragsmäßige Summe dieser Energie gibt darüber Aufschluss, mit welcher Genauigkeit Erzeugung und Verbrauch im betrachteten Szenario aufeinander abgestimmt werden konnten. Durch die Bewertung dieser Mengen zu historischen oder angenommenen Verrechnungspreisen wird die relevante Verbindung zum Markt hergestellt, in welchem sich VK positionieren. Aus einer unternehmerischen Betrachtung des VK muss eine Minimierung der Kosten für den Energieausgleich des VK angestrebt werden, wie in Gl. 2-1 dargestellt.

$$\min K_{AE} = \min \sum_t ((\sum_i E_{i,t} - \sum_j V_{j,t}) * AECP_t) \quad \text{Gl. 2-1}$$

K_{AE} :	Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt [€]
$E_{i,t}$:	Erzeugung oder Einkauf von elektrischer Energie in der Periode t (des Kraftwerks i bzw. gemäß des Vertrags i) [MWh]
$V_{j,t}$:	Verbrauch oder Verkauf von elektrischer Energie in der Periode t (des Verbrauchers oder der Verbrauchergruppe j bzw. gemäß des Vertrags j) [MWh]
$AECP_t$	Ausgleichsenergieclearingpreis für die Periode t [€/MWh]

Methoden: Arbeitspaket 1:

Zu Beginn des Projektes wurden eingehende Literaturrecherchen durchgeführt, um den aktuellen Stand der Forschung auf nationaler wie auch internationaler Ebene zu vergegenwärtigen. Die Inhalte und Ergebnisse der wesentlichen Studien werden auf ihre zentrale Aussage konzentriert und in Kapitel 3.2 wiedergegeben.

Methoden: Arbeitspaket 2:

Nach einer qualitativen Definition des Virtuellen Kraftwerkes aus technischer, regulatorischer und ökonomischer Sicht werden verschiedene mögliche Realisierungsszenarien dieses Konzeptes verglichen: Dabei wird auf unterschiedliche Technologien in der Aufbringung und auf verschiedene Szenarien des Absatzes von Strom unter Berücksichtigung einer ökonomischen Bewertung der Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu Ausgleichsenergieclearingpreisen eingegangen.

Um festzustellen, welche Verstärkungs- oder Glättungseffekte in der Interaktion zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien, Kraftwerken und dem Verbrauch bestehen, werden für die Leistungszeitreihen, welche für einen Zeitraum von mehreren Jahren in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vorliegen, Stichprobenkorrelationskoeffizienten ermittelt. Die Aussagekraft der errechneten Zahlenwerte wird mittels statistischer Tests geprüft: Es wird untersucht, ob die Koeffizienten auf einem bestimmten Signifikanzniveau von Null verschieden sind. Eine weitere Untersuchung widmet sich der Frage, in welchem Ausmaß die Korrelation zwischen der Leistungsabgabe verschiedener Windkraftwerke mit der geographischen Distanz zwischen den einzelnen Standorten zusammenhängt. In diesem Zusammenhang wird mit statistischen Methoden ein Vertrauensbereich ermittelt, welcher den tatsächlichen Parameter mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit enthält.

Methoden: Arbeitspaket 3

Im Rahmen des dritten Arbeitspaketes wird die regulatorische Ausgestaltung des Strom- und Ausgleichsenergiemarktes hinsichtlich der Implikationen für VK auf Basis erneuerbarer Energieträger qualitativ untersucht.

Das zentrale technische Element der Methodik stellt ein dynamisches Modell des VK dar. Dieses wurde in EXCEL realisiert und dient als Werkzeug der ökonomischen Bewertung verschiedener Mixes von Aufbringungstechnologien auf Basis erneuerbarer Energieträger in Hinblick auf die Deckung der Last verschiedener Verbrauchergruppen. Das Modell bildet das monatlich stattfindende Clearing der Ausgleichsenergie ab, welches zwischen Bilanzgruppen und der Verrechnungsstelle stattfindet. Dabei wird der Summenerzeugung einer Bilanzgruppe während einer Abrechnungsperiode der aggregierte Verbrauch gegenübergestellt. Die Differenzmengen an Energie in diesen Perioden von 15 Minuten werden zu den jeweils festgestellten Verrechnungspreisen für Ausgleichsenergie bewertet, die resultierenden Gutschriften bzw. Lastschriften werden zu einem monatlichen Abrechnungsbetrag summiert.

Methoden: Arbeitspaket 4

Nach einer Eingrenzung der Thematik in Rücksicht auf die geforderten Änderungen werden im technischen Lastenheft in erster Linie die Definition von Betriebsarten zur Bereitstellung von planbaren Energieprodukten aus erneuerbaren Energieträgern und die Anforderungen an die Kommunikationsschnittstellen der beteiligten Systeme erarbeitet. Zu diesem Zweck werden einerseits die aktuellen technischen Kommunikationsstandards und Normierungsbemühungen auf internationaler Ebene im Umfeld der dezentralen Erzeugung recherchiert und andererseits in Projekttreffen mit dem Partner oekostrom AG die Anforderungen an die Schnittstellen eines zu implementierenden VK erhoben. Dabei wird darauf Wert gelegt, dass neben der Expertenmeinung auf technischem Gebiet auch die Sicht der Verantwortlichen des Unternehmens im wirtschaftlichen Bereich in die Definition der Schnittstellen einfließt.

2.2 Verwendete Daten

Nachfolgend wird in einer thematischen Gliederung ein Überblick über die wichtigsten im Zuge dieses Projektes verwendeten Daten gegeben. Im jeweiligen Kontext wird auf entsprechende Literaturstellen verwiesen, welche in einem Verzeichnis angeführt sind. Bezüglich einzelner Details wird auf die entsprechenden Anhänge bzw. die Literaturliste verwiesen.

Quellen der Literaturrecherche

Im Rahmen einer vergleichenden Analyse verschiedener Konzepte der Integration aufeinander abgestimmter dezentraler Erzeugungsanlagen und Verbraucher werden Ergebnisse von Studien über bestehende „Mikronetze“ in den USA und von mehreren EU-Projekten, welche teilweise bereits abgeschlossen sind, herangezogen. Als Quellen der Recherche dienten Berichte über einzelne Arbeitspakete, Endberichte, Informationen aus den Internetpräsentationen der Projekte und Veröffentlichungen im Umfeld dieser Projekte (DISPOWER, SUSTELNET, EU-DEEP).

Daten über realisierte VK stammen einerseits von Websites der Betreiber und von Veröffentlichungen in Fachzeitschriften sowie Konferenzbeiträgen.

Der internationale Vergleich der Ausgestaltung von Regelenergiemärkten basiert auf Veröffentlichungen (Jahresberichten, Konferenzbeiträgen) von Systembetreibern bzw. deren

Interessensvertretungen, nationalen Gesetzen und Studien, deren Inhalt die Analyse von Regelenergiemärkten ist.

Marktdaten für Ausgleichsenergie

Historische Markt- und Verrechnungspreise der Ausgleichsenergie in der Regelzone APG werden auf dem Homepage der Verrechnungsstelle (www.apcs.at) ebenso veröffentlicht wie die Mengen der abgerufenen Ausgleichsenergie, die Zusammensetzung der Kosten und Erlöse für Ausgleichsenergie und die Energieabweichung im Übertragungsnetz der Regelzone in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten.

Der Einfluss der Stromeinspeisung auf Basis erneuerbarer Energieträger und im Besonderen der Einspeisung durch Windenergieanlagen auf die Leistungsabweichung im Übertragungsnetz kann mittels eines Vergleichs der mittleren Ausgleichsenergiepreise mit den Kosten und Erlösen für Ausgleichsenergie der Ökobilanzgruppe der APG qualitativ untersucht werden. Die entsprechende Datenbasis liefert der jährlich veröffentlichte Ökostrombericht (E-Control (2004d).

Leistungszeitreihen der Stromeinspeisung und des Verbrauchs

Von Seiten des Projektpartners oekostrom AG werden historische Einspeiseprofile von Windkraftanlagen, Kleinwasserkraft- und Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Diese Zeitreihen reichen bis zum Beginn des liberalisierten Strommarktes in Österreich – Oktober 2001 – zurück. Die zeitliche Auflösung dieser Zeitreihen beträgt in Entsprechung des für die Abrechnung von Stromgeschäften relevanten Zeitintervalls 15 Minuten. Diese Daten wurden von den jeweiligen Netzbetreibern – entsprechend der Kraftwerksstandorte – ermittelt und bilden die Grundlage für das Clearing der Ausgleichsenergie. Die verwendete Verbrauchszeitreihe der Kunden der oekostrom AG steht in aggregierter Form zur Verfügung und stellt im Wesentlichen die Summe der entsprechenden standardisierten Lastprofile (s.u.) dar. Gemessene (Groß-)Kunden sind ebenfalls in diesem Datenaggregat inkludiert.

Die Standorte bzw. die Bezeichnung der Kraftwerke, für welche diese Daten zur Verfügung stehen, wurden im Rahmen des Projektes mit Akronymen versehen: So repräsentieren WKA1 – WKA6 sechs Windenergieanlagen bzw. -parks. KWKW1 bis KWKW3 bezeichnen drei in die Analysen einbezogene Kleinwasserkraftanlagen und BG ein Aggregat an Biogasanlagen. In den Perioden, für welche die Einspeisezeitreihen dieser Kraftwerke berücksichtigt wurden, speisten diese auch tatsächlich in die Bilanzgruppe der oekostrom AG ein. Aufgrund der Tatsache, dass nicht alle diese Kraftwerke vom Projektpartner oekostrom AG betrieben werden, kann keine namentliche Zuordnung oder detaillierte technische Beschreibung wiedergegeben werden. Das Vertragsverhältnis zwischen den Anlagenbetreibern und der oekostrom AG lässt die zuordenbare Veröffentlichung der verwendeten Daten bzw. errechneter anlagenspezifischer Werte nicht zu. Einen Überblick über die Nennleistung der in die Analysen und Modellrechnungen einfließenden Kraftwerke bietet Tabelle 2.1. Die angeführten Erzeugungseinheiten stellen nicht die Gesamtheit der in die Bilanzgruppe einspeisenden Kraftwerke dar und waren teilweise nur temporär Mitglied in dieser.

Für Photovoltaikanlagen kommen typischerweise – in Abhängigkeit der installierten Leistung – standardisierte Profile anstatt tatsächlich gemessener Profile im Clearing zur Anwendung und werden deshalb auch in der Modellierung verwendet. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit werden die Zeitreihen bis zu bestimmten Grenzwerten nicht mittels Lastprofilzähler erfasst, sondern standardisierte Profile herangezogen. Diese Profile werden anhand der abgelesenen Jahresenergiemenge skaliert. Durch die Zusammenfassung von Kleinkunden zu verschiedenen Segmenten kommt es zu einem statistischen Ausgleich des Verbrauchs und in Folge zu einer weitgehenden Annäherung an das segmentspezifische Profil. Gemäß den Bestimmungen des EIWOG (§18 (1998/2000)) wird Verbrauchern, welche einen Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh oder eine Anschlussleistung von weniger als 50 kW aufweisen, ein standardisiertes Profil zugewiesen. Dieselben Grenzwerte gelten für kleine Erzeugungsanlagen. Entsprechend der unterschiedlichen Erzeugungscharakteristik dieser Anlagen werden ebenfalls mehrere Profile unterschieden. Die entsprechend der gesetzlichen Bestimmungen geltende Zuordnung von Lastprofilen zu Erzeugungstechnologien bzw. Verbrauchergruppen ist in den *Sonstigen Marktregeln* (E-Control (2004e)) bzw. den *Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu Übertragungsnetzen* (E-Control (2004b)) ausgeführt. Die zur Anwendung kommenden Lastprofile für den Verbrauch durch Haushalte und Gewerbe werden vom deutschen Verband für Elektrizitätswirtschaft (VDEW) ebenso übernommen wie der Branchenschlüssel für die Zuweisung der Profile zu den verschiedenen Gewerbebetrieben. Die für die Abrechnung relevanten und an die Abrechnungsperiode angepassten Profile werden von der Verrechnungsstelle zum Download angeboten (www.apcs.at). SolP bezeichnet das Akronym für die untersuchten Photovoltaikanlagen.

Tabelle 2.1: Überblick über Kraftwerke in der Bilanzgruppe der oekostrom AG, deren Einspeisezeitreihen (gemessen oder standardisiert) im Rahmen des Projektes zur Verfügung stehen und in den Modellrechnungen verwendet werden (15-Minuten-Auflösung). Quelle: oekostrom AG.

Kraftwerk	Anzahl	Nennleistung [kW]
Windkraftanlagen	13	225-850
Kleinwasserkraftwerke	3	720-5000
Biomasseanlagen	3	200-500
Photovoltaikanlagen	ca. 350	1,44-20

3 Beschreibung der Projektergebnisse

Die Ergebnisse aus den einzelnen Arbeitspaketen 1, 2, 3 und 4 werden in dem folgenden Kapitel zusammengefasst. Wie bereits in der Einleitung erwähnt, orientiert sich die Nummerierung dieses Kapitels grundsätzlich an der inhaltlichen Struktur (Arbeitspakete) des Projektantrages, d.h. Kapitel 3.1 entspricht Arbeitspaket 1, Kapitel 3.2 Arbeitspaket 2 etc.. Eine weitergehende Untergliederung der jeweiligen Kapitel entspricht den in der Beschreibung der Arbeitspakete dargelegten Inhalten.

Die Erkenntnisse aus dem Vergleich internationaler Erfahrungen im Bereich dezentraler vernetzter Erzeugung werden stark komprimiert dargestellt, fließen jedoch in die Konzeption des in diesem Projekt vorgestellten virtuellen Kraftwerks ein. Für die Darstellung der Bedeutung von verbraucherseitigen Maßnahmen werden Synergien mit dem Projekt „Windintegration unterstützt durch Lastmanagement“, welches ebenfalls vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft koordiniert wird, genutzt. Diese Vorgehensweise erlaubt eine Fokussierung auf die Bereiche Wettbewerbsbedingungen mit einem Schwerpunkt auf die technischen Bedingungen, wie von der Jury gefordert.

3.1 Stand der Technik und Innovationsgehalt des Projektes

3.1.1 Beschreibung des Standes der Technik

Mit in Kraft treten des Ökostromgesetzes³ am 1. Jänner 2003 wurde die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich erstmals einheitlich geregelt und damit auch die EU-Richtlinie 2001/77/EG⁴ zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in nationales Gesetz umgesetzt. Ziel des Ökostromgesetzes ist die Erreichung einer Quote von 4 % des Stromverbrauchs im öffentlichen Netz aus Erzeugung von sog. neuen Erneuerbaren⁵ bis zum Jahr 2008, was durch die Förderung von Ökostrom mittels über 13 Jahre garantierte Einspeisetarife erreicht werden soll. Bedingung für die Vergütung entsprechend dem Ökostromgesetz ist die Einspeisung in die eigens dafür geschaffenen Ökobilanzgruppen. Diese vergüten den eingespeisten Ökostrom und verkaufen diesen zu einem festgelegten Preis anteilmäßig an Stromhändler weiter. Die Erlöse durch den Verkauf decken gemeinsam mit Einnahmen durch bundeseinheitliche Förderbeiträge (die über die Netzbetreiber den Endkunden in Rechnung gestellt werden) neben den Vergütungen auch Kosten für Ausgleichsenergie, die den Ökobilanzgruppen im Zuge des Clearings in Rechnung gestellt werden.

³ BGBl I 149/2002 – Ökostromgesetz sowie Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) und das Energieförderungsgesetzes 1979 (EnFG) (NR: GP XXI AB 1243 S. 110. BR: 6690 AB 6705 S. 690.) [CELEX-Nr. 301L0077] (Erschienen am 23.08.2002).

⁴ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 betreffend Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. Nr. L 283 vom 27. 10. 2001, S 33).

⁵ Der Begriffe „neue Erneuerbare“ umfasst sämtliche Technologien zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen zur Stromerzeugung exkl. Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung > 10 MW.

Die historische Entwicklung der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich zeigt, dass Einspeisetarife ein effektives Förderinstrument darstellen. Wesentlich für die ökonomische Effizienz der Förderung von Ökostrom ist neben der Ausgestaltung des Förderinstruments offensichtlich eine möglichst lange Nutzung der Anlagen über den Förderzeitraum hinaus. Im Gegensatz zur Einspeisung in eine Ökobilanzgruppe sind Anlagenbetreiber bei der konventionellen Vermarktung von Ökostrom jedoch dem Risiko durch Änderungen von Großhandels- und Ausgleichsenergiepreisen ausgesetzt. In diesem Sinne beeinflusst auch die Ausgestaltung des Strommarktes die zukünftige Nutzung von vorhandenen erneuerbaren Ressourcen.

Die Vermarktung von Ökostrom außerhalb von Ökobilanzgruppen stellt derzeit noch die Ausnahme dar, gewinnt aber durch den mit 13 Jahren begrenzten Förderzeitraum zukünftig zunehmend an Bedeutung. Ab dem Jahr 2010 scheiden in Österreich pro Jahr rund 10 MW an installierter Leistung aus dem Förderregime aus; ab dem Jahr 2015 steigt diese Zahl wesentlich aufgrund des forcierten Ausbaus ab dem Jahr 2002.

Mögliche zukünftige Szenarien der Vermarktungsstruktur sind die

- zentrale Vermarktung von Ökostrom über einen Marktteilnehmer,
- Vermarktung des Ökostroms über bestehende Vertriebskanäle von EVUs (d.h. den Landesversorgern in den entsprechenden Regionen),
- bzw. die dezentralisierte Vermarktung durch Anlagenbetreiber bzw. Zusammenschlüsse von Anlagenbetreibern oder neue Marktteilnehmer.

Im Sinne der Belebung des Wettbewerbs ist eine dezentrale Vermarktung des Ökostroms einer zentralen Vermarktung vorzuziehen. Ein Ansatz, um neuen Marktteilnehmern den Markteintritt zu erleichtern, ist die kommunikationstechnische Zusammenfassung von dezentralen Einheiten zu sog. „Virtuellen Kraftwerken“ (VK). Durch unterschiedliche Grade der Aggregation kann damit eine „resultierende Anlagengröße“ erreicht werden, welche die Wettbewerbsfähigkeit garantiert.

Wenn auch die Idee des VK sehr oft in facheinschlägigen Kreisen gepriesen wird, so zeigen Recherchen, dass es bisher in Europa kaum praktische Umsetzungen gibt. In diesem Sinne soll das vorliegende Projekt die Grundlagen für die Konzeption und anschließende Demonstration eines VK im Zuge von folgenden Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ liefern.

3.1.2 Beschreibung der Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand

Die in Folge beschriebenen Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand sind grundsätzlich im Hinblick auf das übergeordnete Ziel des vorliegenden Projektes – der Umsetzung eines VK basierend auf erneuerbaren Energieträgern – zu verstehen.

Als zentrale Neuerung des vorliegenden Projektes ist das technische Lastenheft zu nennen, welches die softwaretechnischen und kommunikativen Anforderungen zur Realisierung eines VK auf Basis von erneuerbaren Energieträgern am liberalisierten (österreichischen) Strommarkt im Detail definiert und damit die Basis für die technische Konzeption (in Form eines Pflichtenheftes) und Umsetzung eines VK im Zuge von Folgeprojekten bildet. Das angefügte Lastenheft (Anhang 6: Lastenheft) stellt somit ein zentrales Ergebnis des Projektes in Hinblick auf die technische Realisierung des VK dar, indem die Anforderungen an die Funktionalität, die Schnittstellen und das Kommunikationskonzept des Systems definiert und umrissen werden.

Auf einer übergeordneten Ebene beschreibt die formale Konzeption des VK dessen Einpassung in das österreichische Marktmodell als Bilanzgruppe und zeigt damit die Herausforderungen der herkömmlichen Vermarktung gegenüber der Einspeisung in die in die Ökobilanzgruppe auf. Die modellhafte Abbildung des regulatorischen Rahmens im Hinblick auf die Verrechnung von Ausgleichsenergie verdeutlicht den Einfluss der Ausgleichsenergiekosten auf die Wettbewerbsfähigkeit eines VK basierend auf erneuerbaren Energieträgern und ermöglicht die wirtschaftliche Bewertung verschiedener konkreter erzeugungs- und nachfrageseitiger Portfolios. Dieses MS Excel-basierte Software-Tool wird auch im Folgeprojekt für die Definition von Portfolios für die Simulation des Betriebs des VK verwendet und eignet sich in der Praxis zur strategischen Portfolioplanung.

Der Überblick über Ausgestaltungen von internationalen Regelenergiemärkten erlaubt zusammen mit der detaillierten Analyse des ursprünglichen und aktuell implementierten österreichischen Marktmodells, dessen Bewertung aus Sicht eines VK. Darüber hinaus werden konkrete Vorschläge für die Verbesserung des bestehenden Modells zugunsten der Wettbewerbsfähigkeit von VK gemacht, die auch mögliche Varianten des Labeling von Ökostrom berücksichtigen.

Internationale Fallbeispiele zu realisierten VK geben schließlich einen Überblick über mögliche Realisierungsformen im Kontext mit dem regulatorischen Rahmen und der Charakteristik des elektrischen Energieversorgungssystems.

3.2 Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen (Fokus auf Wettbewerbsbedingungen), internationale Erfahrungen (AP1)

3.2.1 Dezentrale Energieversorgungssysteme in den USA

Die vorrangige Motivation zur verstärkten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem liegt in den USA in der Steigerung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung: Aufgrund einer Entlastung der Verteil- und Übertragungsnetze durch eine Reduktion der Nachfrage nach Spitzenlast von zentralen Großkraftwerken können Investitionen in Netze reduziert werden. Die Implementierung so genannter Mikronetze (*Micro Grids*) mit Schnittstellen zum übergelagerten Makronetz verbunden mit einer Optimierung des Einsatzes von Anlagen führt bei einer bedarfsangepassten Kombination von Strom- und

Wärmeproduktion zu einer Reduktion der Kosten für Kunden bei einer gleichzeitigen Steigerung der Versorgungssicherheit und der Energieeffizienz und einer Verringerung der CO₂-Emissionen durch eine lokale Nutzung des Wärmefalles. Technologisch kommen auf Erzeugungsseite hauptsächlich Verbrennungskraftmaschinen, Mikroturbinen und Brennstoffzellen auf Basis fossiler Energieträger zum Einsatz. Auch Photovoltaikanlagen sind in die Mikronetze integriert, jedoch ist keine grundsätzliche Motivation der Integration erneuerbarer Energieträger gegeben, vielmehr steht das Interesse von industriellen und gewerblichen Kunden an einer zuverlässigen Stromversorgung im Vordergrund (Marney et al. (2000), Stadler et al. (2002)).

Ein Optimierungsmodell (mixed-integer-Problem) bildet die Grundlage der Planung der Installation und des Einsatzes von Anlagen. Dabei wird als Zielfunktion die Minimierung der Kosten der Energiebereitstellung für die Kunden eines Mikronetzes angesehen.

3.2.2 Regulatorische Maßnahmen in Verteilnetzen für die Integration dezentraler Stromproduktion

Im Rahmen des bereits abgeschlossenen EU-Projektes SUSTELNET (www.sustelnet.net) wurden die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Integration dezentraler Erzeugung und die Entwicklung darauf abgestimmter Netzinfrastrukturen untersucht. Eine inhaltliche Schwerpunktsetzung des Projektes liegt in der Regulierung von Verteilnetzen, welche die effiziente Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglicht. Der Steigerung des Anteiles erneuerbarer Energieträger in der Stromproduktion wird dabei besondere Aufmerksamkeit geschenkt (SUSTELNET).

3.2.3 Verteilte Stromproduktion mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energieträger (1)

Das laufende EU-Projekt DISPOWER behandelt die technologischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die verstärkte Stromerzeugung dezentraler Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger. Ein wesentlicher Schwerpunkt der Untersuchungen liegt in den Bereichen Netzstabilität und Netzqualität bzw. Sicherheit. Auf Kommunikations- und Informationstechnologien für den vernetzten Betrieb von Kraftwerken wird ebenso eingegangen wie auf sozioökonomische Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung auf Stromkunden. Fragen des Lastmanagements in Abhängigkeit von stochastischen Schwankungen der Produktion werden nur am Rande behandelt. Die Betrachtung dezentraler Stromerzeugung erfolgt im Projekt DISPOWER auf einer aggregierten Energiesystemebene. Eine unternehmerische Sichtweise, welche notwendigerweise beide Seiten der Energieversorgung – die der Produktion und die des Verbrauchs – in die Planung mit einbezieht, wird insofern nicht eingenommen (DISPOWER).

3.2.4 Verteilte Stromproduktion mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energieträger (2)

Das Projekt EU-DEEP, ebenfalls von der EU-Kommission unterstützt, bezieht die Last in einem umfassenden Ausmaß in die Betrachtung von dezentraler Erzeugung mit ein. Erneuerbaren Energieträgern wird eine große – jedoch nicht exklusive – Bedeutung in den Untersuchungen zugemessen, da auf Seite der Erzeugung effiziente Technologien auf Basis fossiler Energieträger ebenfalls in die Konzeption eines dezentralen vernetzten Energiesystems einfließen. Als *virtual power plant*, als Virtuelles Kraftwerk, werden auf anspruchsvolle Weise vernetzte Erzeugungseinheiten angesehen. Sicherheitsaspekte der Versorgung mit Energieträgern und der Stabilität von elektrischen Netzen finden ebenso Eingang in die Betrachtung wie Fragen der Energieeffizienz und des Umweltschutzes (EU-DEEP).

3.2.5 Übersicht über bereits realisierte „Virtuelle Kraftwerke“

Die im Folgenden beschriebenen Fallstudien über bereits realisierte VK zeigen, dass die Motivation zur zentralen Steuerung von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten unterschiedlicher Natur sein kann. Die Bandbreite reicht von der Maximierung des Deckungsbeitrags des Betreibers über die Aggregation von dezentraler Reserve bis zur Unterstützung der Systemsicherheit. Offensichtlich ist dabei auch der Zusammenhang mit den jeweiligen Rahmenbedingungen. So geben beispielsweise hohe Preise für Leistungsreserve und Ausgleichsenergie zusammen mit der Vorgabe einer Mindestpoolgröße für Reservegebote einen Anreiz zur Aggregation von dezentralen Reservepotentialen. Das norwegische Beispiel zeigt, dass eine Verknappung von Überkapazitäten den Systembetreiber motivieren kann, noch nicht genutzte Reservepotentiale von dezentralen Erzeugern und Großverbrauchern zu akquirieren.

Die Recherchen haben zudem gezeigt, dass bislang nur wenige VK in der Praxis umgesetzt wurden, was den Innovationsgehalt des vorliegenden Projektes unterstreicht.

Virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke Unna

Das *Virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Unna* wurde im Zuge eines Pilotprojekts der *EUS GmbH* zusammen mit der *ABB New Ventures GmbH* und den *Stadtwerken Unna* entwickelt und hat im Mai 2005 den planmäßigen Betrieb aufgenommen. Laut Angaben der *EUS GmbH* handelt es sich dabei um das erste reale deutsche VK. Ziel des Projektes ist es, dezentrale Einzelanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung leittechnisch zusammenzufassen und optimal im Sinne einer Maximierung des Deckungsbetrags für den Betreiber, die Stadtwerke Unna, zu betreiben. Das Anlagen-Portfolio umfasst fünf Blockheizkraftwerke (BHKW) sowie eine Wasserkraftanlage, zwei Windparks und Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 16 MW_{el} und 33 MW_{th}. Sämtliche in das Energiemanagementsystem eingebundene dezentrale Anlagen befinden sich im Stadtgebiet Unna. Die voraussichtliche Jahreseinspeisemenge liegt bei 26 GWh Strom und 49 GWh Wärme.

Als wesentliche Eingangsdaten für die Optimierung des Betriebs werden

- Abweichungen der realen Erzeugung vom Fahrplan,
- Preise für Ausgleichs- und Regelenergie,
- Erzeugungskosten für Strom und Wärme
- Kosten für Anfahren, Wartung und Bereithaltung, sowie
- Absatzpreise von Strom, Gas und Wärme

berücksichtigt. Weiters wird auf die Bedeutung der Prognose der Erzeugung für die Wirtschaftlichkeit des Betriebes des VK hingewiesen. Der Nutzen der Verbesserung der Prognosegüte um einen Prozentpunkt wird mit jährlich rund 2000 €/MW mittlerer Leistung beziffert. Die day-ahead Prognose erfolgt für das VK Unna mit einem selbstlernenden, auf Kalman-Filtern basierenden Prognosesystem.

Der mögliche Nutzen eines VK wird in Hennig (2005) für verschiedene Akteure angegeben: Verteilnetzbetreibern ermöglicht der Betrieb eines VK, Erzeugungsanlagen auf Nieder- und Mittelspannungsebene zu managen und damit entsprechend auf Netzengpässe zu reagieren und die Bildung von Inselnetzen zu vermeiden.

Für Bilanzkreisverantwortliche und Energiehändler kann durch die Implementierung eines VK durch den optimierten Betrieb von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen der Bedarf und somit die Kosten für Ausgleichsenergie minimiert werden.

Anlagenbetreiber können schließlich durch die Zusammenführung von kleinen Anlagen ihre Produktion gemeinsam in Form von innovativen Produkten am Energiemarkt anbieten.

Zahlen über die Wirtschaftlichkeit des VK Unna wurden bis dato nicht veröffentlicht. Die Auswertung der Ergebnisse wurde von Seiten des Betreibers für das Frühjahr 2006 angekündigt.

Virtuelles Regelkraftwerk der Saar Energie AG

Die *STEAG Saar Energie AG* betreibt seit September 2003 ein virtuelles Regelkraftwerk, in welches industrielle und kommunale Großkraftwerk sowie Großverbraucher aus der Industrie eingebunden sind. Die Motivation für dieses Projekt liegt in den historisch hohen Preisen für Regelenergie in Deutschland. Ziel der Realisierung eines virtuellen Regelkraftwerks ist es, kleinen Erzeugungseinheiten und auch industriellen Verbrauchern die Möglichkeit zu eröffnen, Kapazitäten am Minutenreservemarkt anzubieten, was bisher aufgrund der Mindestpoolgröße von 30 bzw. 50 MW⁶ nicht möglich war. Dadurch können Zusatzerlöse an Regelenergiemärkten generiert werden.

Die Teilnahme am Virtuellen Regelkraftwerk ist an folgende Voraussetzungen gebunden:

- Mindestleistung von 1 MW
- Angebot in 4 h-Blöcken

⁶ Die Voraussetzungen für die Teilnahme an Auktionen variieren für die vier derzeit in Deutschland betriebenen Regelzonen.

- Arbeitsverfügbarkeit von mindestens 95 %
- Aktivierungsdauer von maximal 7 min
- Abrufdauer von mindestens 4 h

Es wird weiters betont, dass positive Reserve sowohl durch das Hochfahren von Erzeugungsanlagen als auch durch das Absenken von Verbraucherlasten bereitgestellt werden kann. Aus Sicht des Betreibers ist eine optimale Preissetzungsstrategie wesentlich für den wirtschaftlichen Erfolg, da den Reserveanbietern ein Festpreis für die bereitgestellte Leistung angeboten werden muss und damit das Risiko der Auktionsergebnisse vom Betreiber getragen wird. Über das Verhältnis von Arbeits- und Leistungspreis kann die Zuschlags- und Einsatzwahrscheinlichkeit variiert und auf den Bereitsteller abgestimmt werden.

Das Virtuelle Regelkraftwerk der STEAG Saar Energie AG bietet mittlerweile 400 MW Minutenreserve verteilt auf die vier bestehenden deutschen Regelzonen an. Erfahrungen zeigen, dass die Entscheidung zur Teilnahme am Regelreservemarkt von den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängt. So werden beispielsweise in den Wintermonaten Kraftwerke zur Eigenerzeugung in erster Linie zur Minimierung der Netzkosten eingesetzt. Durch die Möglichkeit, Minutenreserve in 4h-Blöcken anzubieten, können diese Akteure auch in Schwachlastzeiten Leistung bereitstellen.

Aggregation von Reserve von dezentralen Erzeugern und Industrieverbrauchern in Norwegen

Seit November 2000 gibt es in Norwegen auf Initiative des Übertragungsnetzbetreibers *Statnett* einen zusätzlichen Markt für Regelreserve (*RCOM – Regulating Capacity Options Market*), der speziell für Spitzenlastzeiten bisher ungenützte Reserveleistungen bereitstellen soll. Der Grund für dieses Vorhaben liegt in der steten Verknappung von Überkapazitäten im norwegischen Energieversorgungssystem, die dazu führt, dass in Zeiten hohen Verbrauchs nicht ausreichend konventionelle Reserve bereitgestellt werden kann und damit die Systemicherheit nicht in gewünschtem Umfang gewährt ist.

Teil des Konzepts ist die bewusste Einbindung der Verbrauchsseite in die Reservehaltung, da deren Beitrag zur Systemsicherheit in Spitzenlastzeiten evident ist und, wie die Erfahrung gezeigt hat, von Seiten der Industrie großes Interesse an der Teilnahme am Reservemarkt besteht.

Die Bedingungen für die Teilnahme am RCOM werden in Folge kurz zusammengefasst:

- Die Verfügbarkeit der Reserveleistung ist an Werktagen für den Zeitraum von 6 bis 22 Uhr sicherzustellen.
- Minimale Reserveleistung von 25 MW
- Aktivierungszeitraum von maximal 15 min
- Aktivierungsdauer von zumindest 1 h
- Der Abruf muss zumindest für 10 h/Woche möglich sein.

Um auch Verbrauchern mittlerer Größe die Teilnahme am Reservemarkt zu ermöglichen treten seit dem Winter 2003/2004 Verteilnetzbetreiber als Last-Aggregatoren auf. Auf diese Weise werden geeignete Anwendungen wie Pumpsysteme, Kühlanwendungen und elektrische Boiler zur Reservehaltung genutzt. Die Erfahrungen zeigen, dass Steuer- und Kommunikationseinheiten noch weiterentwickelt werden müssen und ein entsprechendes Marketingkonzept notwendig ist, um auch Kleinkunden für die Teilnahme an einem derartigen System motivieren zu können.

RCOM wird mittlerweile über ein webbasiertes System betrieben, welches die Angebotslegung, Kommunikation, etc. zwischen Anbietern und dem Betreiber Statnett erlaubt. Angebote können mittlerweile auf wöchentlicher Basis abgegeben werden.

Im Jahr 2005 wurden von Statnett über RCOM im Zeitraum Jänner bis April und ab Oktober Optionen für Leistungsreserven von Verbrauchern und Erzeugern gekauft (siehe Abb. x). Der Umfang schwankt im Bereich von 500 bis 2000 MW bei einem Optionspreis von 2.100 bis 14.500 €/MW/a. Der maximale Reservebeitrag der Lastseite liegt bei 1.300 MW in KW 9.

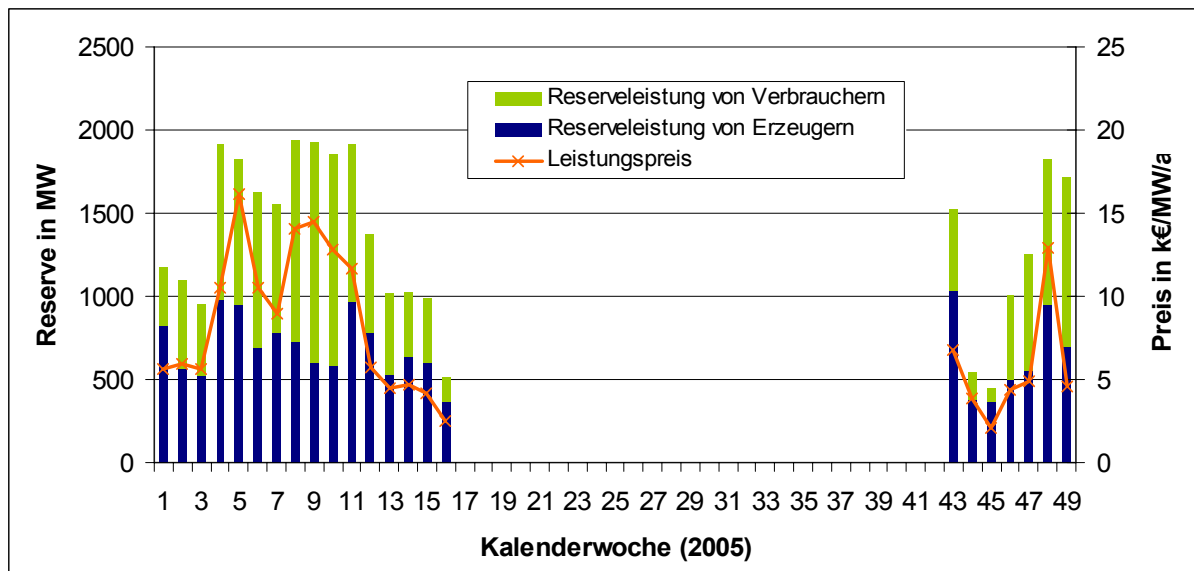


Abbildung 3.1: RCOM – Akquirierte Reserveleistung und zugehörige Leistungspreise im Jahr 2005 (Preise umgerechnet lt. Kurs vom 1.1.2005: 1 NOK = 0,1215 €). Quelle: Statnett.

3.3 Fallbeispiele von für Österreich repräsentativen Virtuellen Kraftwerken unter Anwendung der Ergebnisse von AP1 und internationalen Erfahrungen

3.3.1 Definition eines Virtuellen Kraftwerkes

In diesem Projekt beinhaltet die Konzeption des Virtuellen Kraftwerkes (VK) ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, welches in seiner Zusammensetzung der Anteile verschiedener Technologien auf die zu deckende Last abgestimmt ist. Das VK wird in einer unternehmerischen Sichtweise in den österreichischen Strommarkt eingebettet angesehen. Insofern kommen die geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen zum Tragen. Dementsprechend fungiert das VK als Bilanzgruppe und somit als eine Gruppierung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern, innerhalb welcher ein ständiges Leistungsgleichgewicht angestrebt wird. Von diesem Gleichgewicht kann bewusst abgewichen werden, wenn dies aus Sicht der übergeordneten Regelzone willkommen und aufgrund von Vergütungen für die Bilanzgruppe vorteilhaft ist. Informations- und Steuerungstechnologien erlauben ein Monitoring und eine Beeinflussung des aktuellen Verbrauchs und der aktuellen Einspeisung in gegenseitiger Abhängigkeit mit dem Ziel einer ökonomischen Optimierung für das betreibende Unternehmen. In diese Optimierung fließen Informationen über die Betriebsweise von Anlagen, Brennstoffkosten, Speichermöglichkeiten, die Verlagerbarkeit von Lasten vor dem Hintergrund der Kosten oder Erlöse aus den Differenzmengen der Erzeugung und des Verbrauchs, also der zu erwartenden Verrechnungspreise für Ausgleichsenergie, als Inputparameter ein. Das VK ermöglicht somit aufgrund der hohen Flexibilität des Systems auch die effiziente und ökonomisch vorteilhafte Integration stark schwankender Einspeisung durch Windenergieanlagen in das Energieversorgungssystem und schafft dadurch einen gesellschaftlichen Nutzen im Vergleich zur konventionellen Behandlung dieser Technologie, welche derzeit mit hohen Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt verbunden ist und tendenziell das Leistungsgleichgewicht im Übertragungsnetz negativ beeinflusst.

3.3.2 Integration erneuerbarer Energien in den österreichischen Strommarkt

Der Großteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern – mit Ausnahme der Erzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW – fließt bilanzierungstechnisch in die Ökobilanzgruppen der jeweiligen Regelzonen. Die Ökobilanzgruppenverantwortlichen sorgen für einen österreichweiten Ausgleich durch eine Zuweisung des Ökostroms an alle Händler im Verhältnis der an Endverbraucher verkauften Strommengen. Ein vergleichsweise geringer Anteil an Ökostrom wird von den Erzeugern in konventionelle Bilanzgruppen eingespeist: Dies ist einerseits für die Bilanzgruppen von Ökostromanbietern der Fall, andererseits setzt die Vergütungsstruktur für Strom aus Kleinwasserkraft Anreize für die Betreiber, temporär aus der Ökobilanzgruppe in den freien Wettbewerb zu

wechseln⁷. Dabei erhalten die Anbieter keine Einspeisevergütungen nach dem Ökostromgesetz, während sich gleichzeitig die potentielle Anspruchsdauer auf Förderungen verkürzt.

Das Fördersystem für Ökostrom, für welchen seitens der Ökobilanzgruppenverantwortlichen eine Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem Ökostromgesetz (2002) besteht, wird über zwei Schienen finanziert: Zum einen bekommen die Ökobilanzgruppenverantwortlichen von den Stromhändlern die zugewiesenen Mengen Ökostrom zum so genannten *Verrechnungspreis* vergütet, welcher mit 4,5 Cent/kWh festgesetzt wird⁸. Zum anderen wird das System über die von den Netzbetreibern in Rechnung gestellten Zuschläge zum Systemnutzungstarif finanziert. Diese *Ökobilanzgruppenförderbeiträge* dienen zur Deckung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Administration und der Mindererlöse, welche sich als Differenz der Einnahmen aus der Zuweisung von Ökostrom an die Händler und der Kosten aus der Abnahme zum Einspeisetarif errechnen⁹. Den Betreiber von anerkannten Ökoanlagen wird eine konstante Vergütung der Einspeisung von Strom in die Ökobilanzgruppe über den Zeitraum von 13 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage zugesichert, insofern erhalten sie eine hohe Planungssicherheit für ihre Investition, andererseits erfolgt keine Anpassung der Tarife an die Inflation.

Das Fördersystem und der Vertrieb von Ökostrom sind in Abbildung 3.2 schematisch dargestellt.

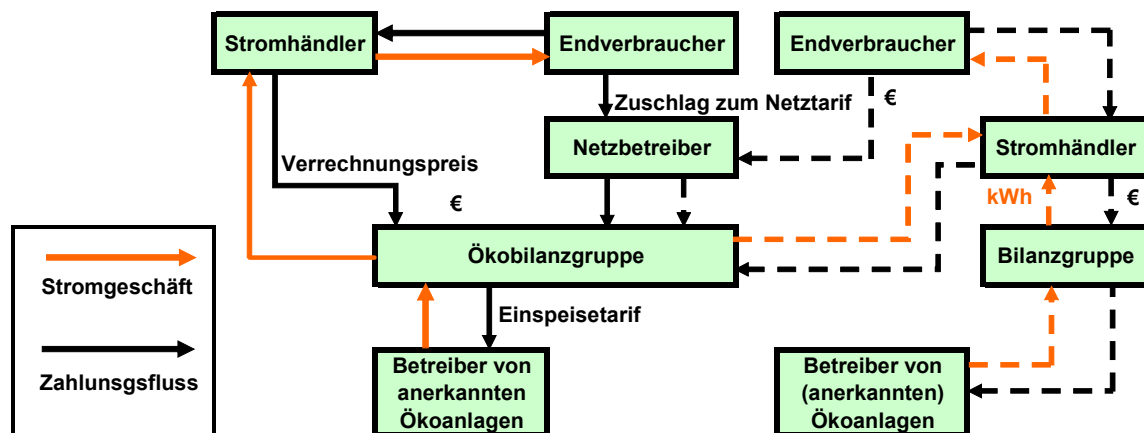


Abbildung 3.2: Ökostromzuteilung und korrespondierende Zahlungsströme im österreichischen Strommarkt. Quelle: EEG

Für die Einrichtung Virtueller Kraftwerke im österreichischen Markt hat die dargestellte Situation schwerwiegende Implikationen: Die Betreiber von Anlagen, welche vom Fördersystem

⁷ Vor allem gegen Ende des Jahres kann die am Markt angebotene Vergütung höher sein als der entsprechende Einspeisetarif E-Control (2004d).

⁸ Das Gesetz sieht vor, dass die Höhe des Verrechnungspreises durch Verordnung abgeändert werden kann, wenn sich die Marktbedingungen wesentlich verändern (vgl. §19 Ökostromgesetz (2002)). Seit Inkrafttreten des Gesetzes wurde bisher noch keine Änderung vorgenommen.

⁹ Die durchschnittliche Vergütung für Ökostrom ist von 5,07 Cent/kWh im Jahr 2003 auf 5,75 Cent/kWh im ersten Halbjahr 2004 gestiegen (E-Control (2004d)).

erfasst sind, sehen sich von einer Verantwortlichkeit bezüglich der Deckung einer Last vollkommen entbunden. Für sie bestehen keinerlei Anreize, steuerungstechnisch in den Betrieb ihrer Anlagen einzugreifen, da sie für jede kWh Strom, welche in die Ökobilanzgruppe eingespeist wird, die Vergütung entsprechend der festgelegten Einspeisetarife unabhängig davon erhalten, zu welchem Zeitpunkt die Einspeisung erfolgt und ob zu Zeiten der Lieferung tatsächlich ein Bedarf besteht. Die Ökobilanzgruppenverantwortlichen sind zwar von Gesetzes wegen dazu angehalten, auf eine Abstimmung der Planung der Stromzuweisungen auf die erwartende Einspeisung zu achten und aus diesem Grund Prognosen der Einspeisung zu erstellen, letztendlich tragen sie kein unternehmerisches Risiko für Abweichungen, sondern erhalten die Kosten für Ausgleichsenergie in voller Höhe vergütet. Diese Kosten werden unter allen Verbrauchern sozialisiert. Deren Höhe belief sich im Jahr 2003 auf 9,7 Mill. € und im Jahr 2004 auf 11,3 Mill. € (E-Control (2003, 2004d), Auskunft E-Control). Die regulatorischen Bestimmungen erschweren eine potentielle Organisation der Ökobilanzgruppen als Virtuelle Kraftwerke, da einerseits Eingriffe in die Produktion zu Lasten der Anlagenbetreiber gehen und andererseits keine Verbraucher in der Bilanzgruppe vorhanden sind.

Allerdings werden Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger auch außerhalb des Förderregimes betrieben und wirken sich somit direkt auf das Kostenrisiko eines Unternehmens aus. Die Einspeisung aus Windkraftanlagen in konventionelle Bilanzgruppen betrifft derzeit in erster Linie Ökostromanbieter, wie etwa den Projektpartner oekostrom AG. Einen wesentlichen Faktor in Hinblick auf die Betriebsweise von Kraftwerken stellt das Ausscheiden von anerkannten Ökoanlagen aus dem Förderregime nach Ablauf der vereinbarten Förderdauer von 13 Jahren dar. Ab dem Zeitpunkt des Ausscheidens aus der Ökobilanzgruppe stellt sich nämlich für die Betreiber die Frage des alternativen Absatzes von Ökostrom. In nächster Zukunft wird dieser Fall für die ersten Anlagen eintreten, in einer Perspektive über 3 bis 5 Jahre muss die Integration steigender Leistungen aus Windkraftanlagen in den freien Strommarkt gelöst werden. Die betroffenen Betreiber stellen somit potentielle Stromlieferanten für ein zu verwirklichendes VK dar.

3.3.3 Einsatz verschiedener Technologien für Virtuelle Kraftwerke

Im Rahmen dieses Projektes erfolgt in Bezug auf die Stromaufbringung innerhalb des VK eine Fokussierung auf Technologien auf Basis erneuerbarer Energieträger. Diese Sichtweise ist deshalb nahe liegend, weil einerseits die Einspeisecharakteristik von Ökoanlagen in vielen Fällen (vor allem im Fall von Windenergie) nicht deterministisch ist und die Deckung eines Verbrauchsaggregats mit großen Herausforderungen verbunden ist. Andererseits verfügen die Betreiber von Großkraftwerken bereits über entsprechende Steuerungsmöglichkeiten der Einspeisung. Der Umstand, dass die Standorte von Ökostromanlagen in der Realität geographisch weit gestreut sind, unterstützt diese Herangehensweise ebenso. Notwendigerweise müssen auch Anlagen, welche zukünftig – wie in Kapitel 3.3.2 dargestellt – aus dem Förderregime ausscheiden werden, auf eine technisch und ökonomisch sinnvolle Weise in den Wettbewerbsmarkt für Strom eingebunden werden.

Neben der Stromproduktion durch Kleinwasserkraftwerke und Windenergieanlagen werden in den folgenden beispielhaften Konzepten Biogas- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt. In der Modellierung wird auf die Rahmenbedingungen der österreichischen Marktregeln insofern eingegangen als für Kleinverbraucher und die Einspeisung aus Biogas- und Photovoltaikanlagen – in Abhängigkeit der Anschlussleistung – die relevanten standardisierten Einspeiseprofile herangezogen werden (vgl. Anhang 1: Standardisierte Lastprofile für kleine Einspeiser).

In einem ersten Schritt werden historische Leistungszeitreihen von Kraftwerken auf Basis der genannten Technologien in ihrer Wechselwirkung zueinander untersucht. Was die Zusammensetzung des Aufbringungsportfolios anbelangt, sind mögliche Effekte der gegenseitigen Verstärkung, Abschwächung und Glättung von Erzeugungsschwankungen verschiedener Anlagen sowie der Vergleich mit der zu deckenden Last für die Beantwortung der Frage, welche Kombinationen von Kraftwerken günstig erscheinen, entscheidend. Deshalb wird im Folgenden die Wechselwirkung zwischen verschiedenen Kraftwerken mit und ohne Einbeziehung der zu deckenden Nachfrage qualitativ untersucht und der stochastische Zusammenhang quantitativ erfasst.

Korrelationen zwischen unterschiedlichen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und den standardisierten Lastprofilen von Haushaltskunden

Wenn Kraftwerke und unterschiedliche Standorte von Kraftwerken dahingehend beurteilt werden sollen, inwiefern sie einen willkommenen Beitrag zur Deckung des Verbrauchs und gewünschter Handelsgeschäfte leisten können, ist die Wechselbeziehung zu den anderen Kraftwerken im Portfolio und zum zeitlichen Verlauf des Verbrauchsaggregats im VK eine wichtige Entscheidungsgrundlage. Das betrachtete Portfolio besteht in den durchgeführten Untersuchungen aus sechs Windkraftanlagen (WKA1-WKA6), zwei Kleinwasserkraftwerken (KWKW1, KWKW2), und den standardisierten Profilen für Photovoltaik (PV) und Biogas (BG), das Verbrauchsaggregat setzt sich aus Haushalts- und Gewerbekunden mit den jeweils zur Anwendung kommenden Profilen zusammen.

Um Fehlschlüsse aus den rechnerischen Ergebnissen zu vermeiden, werden einleitend im Vorfeld der statistischen Untersuchungen Überlegungen zu sachlichen Zusammenhängen zwischen den zur Verfügung stehenden Zeitreihen angestellt: So muss ein sachlicher Zusammenhang zwischen den Leistungszeitreihen der im Erzeugungsportfolio enthaltenen Windkraftanlagen angenommen werden, dessen Stärke von der geographischen Distanz zwischen diesen Anlagen abhängt: Die Annahme, dass die Leistungsabgabe zweier Windkraftanlagen umso stärker korreliert, je geringer die räumliche Distanz zwischen den jeweiligen Standorten ist, erscheint aufgrund eines regional relativ homogenen Winddargebots plausibel. Auch bezüglich der Erzeugungszeitreihen der beiden im Portfolio enthaltenen Kleinwasserkraftwerke liegt eine Wechselbeziehung nahe, da das Wasserdargebot als wichtigster Einflussfaktor zu einem bestimmten Maß von der vorherrschenden Großwetterlage abhängig ist. In Hinblick auf den Verbrauch interessiert, ob die zugrunde liegenden standardisierten Lastprofile sich zur Leistungsabgabe von Kraftwerken ähnlich verhalten. Wäh-

rend dies nach einer a priori Einschätzung für Windkraftanlagen, Biogasanlagen, welche keiner verbrauchssensitiven Betriebsführung unterliegen, und Kleinwasserkraftwerke nicht der Fall ist, so ist ein Zusammenhang mit der tageszeitabhängigen von Photovoltaikanlagen anzunehmen.

In Abbildung 3.3 sind mehrere für ein potentielles VK auf Basis erneuerbarer Energieträger relevante standardisierte Lastprofile für den Zeitraum von 4 aufeinander folgenden Tagen – Donnerstag bis Samstag der Kalenderwoche 3 des Jahres 2004 – dargestellt: Einerseits die Verbrauchsprofile für Haushalte und Gewerbe (Allgemein) und der tatsächlich im betrachteten Zeitraum realisierte Mix, welcher sich durch Überlagerung der verbrauchsgewichteten Lastprofile verschiedener Kundengruppen ergibt. Andererseits die standardisierten Einspeisepprofile für Photovoltaik- und Biogasanlagen. Das über die Zeit konstante Profil von Biogasanlagen besitzt grundsätzlich auch für Kleinwasserkraftwerke und Biomassekraftwerke Gültigkeit, die beiden im betrachteten Portfolio enthaltenen Wasserkraftwerke überschreiten allerdings in ihrer Leistungsabgabe die Grenzwerte für kleine Einspeiser. Folglich finden die vorliegenden mittels Lastprofilzähler gemessenen Zeitreihen Eingang in die weiteren Untersuchungen. Der in Erwägung gezogene Zusammenhang zwischen der Einspeisung von PV-Anlagen und dem Verbrauch findet nach einer qualitativen Beurteilung der Abbildung seine Bestätigung, für Biogasanlagen ist dies nicht der Fall.

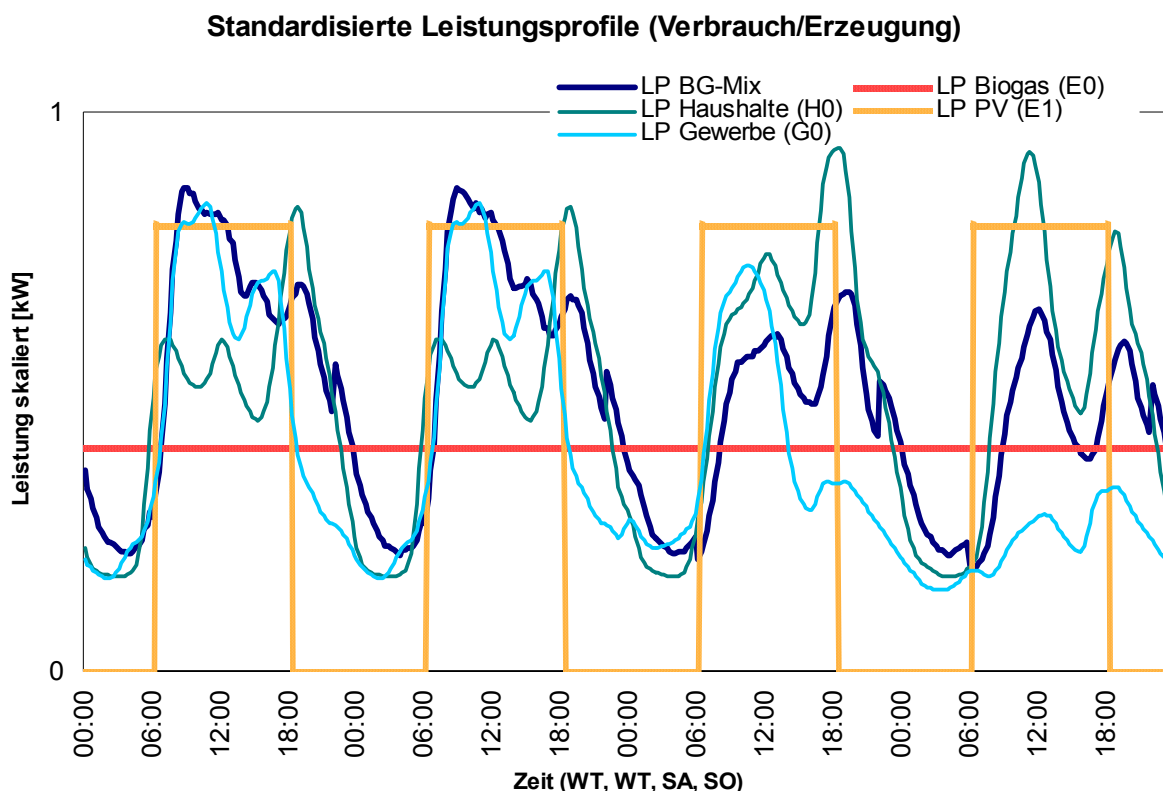


Abbildung 3.3: Skalierte standardisierte Leistungsprofile des Verbrauchs und der Erzeugung für den Zeitraum von zwei Werktagen und dem folgenden Wochenende.
Quelle: Quelle: EEG, oekostrom AG.

Nach dieser qualitativen Betrachtung sind nun in Tabelle 3.1 die quantitativen Ergebnisse der Berechnung des Korrelationskoeffizienten der zur Verfügung stehenden Zeitreihen in

Form einer Korrelationsmatrix dargestellt. Tabelle 3.2 gibt die der Berechnung zugrunde liegende Anzahl der Datenpaare, Tabelle 3.3 die Prüfgröße der Koeffizienten wieder. Rechenergebnisse, welche auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 1\%$ statistisch nicht signifikant von 0 verschieden sind, sind in der Tabelle farblich markiert. Das trifft allerdings nur auf Koeffizienten zu, welche – auf zwei Nachkommastellen gerundet – in Tabelle 3.1 die Werte 0,00 bzw. 0,01 annehmen. Die Nullhypothese ($\rho = 0$) kann zugunsten der Alternativhypothese ($\rho \neq 0$) abgelehnt werden, wenn der Betrag der Prüfgröße t^\wedge die tabellierte Signifikanzschranke der Student-t-Verteilung entsprechend der betrachteten Irrtumswahrscheinlichkeit α für die gegebene Anzahl der Freiheitsgrade erreicht oder überschreitet (Sachs (2003)). Die Prüfgröße t^\wedge errechnet sich wie folgt:

$$t^\wedge = r * \sqrt{\frac{n-2}{n-r^2}} \quad \text{Gl. 3-1}$$

Anhand der Prüfgröße t^\wedge wird folgende Nullhypothese abgelehnt, sobald:

$$H_0: \rho = 0 \text{ [gegen } H_A: \rho \neq 0]: |t^\wedge| \geq t_{n-2; \alpha; \text{zweiseitig}} \quad \text{Gl. 3-2}$$

- n Stichprobenumfang
- r Korrelationskoeffizient der Stichprobe
- ρ Korrelationskoeffizient der Grundgesamtheit
- H_0 Nullhypothese
- H_A Alternativhypothese

Tabelle 3.1: (Stichproben-) Korrelationsmatrix der Leistungszeitreihen von Erzeugungsanlagen der untersuchten Bilanzgruppe und die Korrelation dieser Zeitreihen mit der Zeitreihe des gesamten betrachteten Verbrauchs. Dunkel eingefärbte Zahlenwerte markieren hohe Korrelationen. Quelle: EEG, oekostrom AG.

Korrelation der Leistungszeitreihen zwischen verschiedenen Erzeugungsanlagen und dem Verbrauch										
ρ	WKA1	WKA2	WKA3	WKA4	WKA5	WKA6	KWKW1	KWKW2	PV	BG
WKA1										
WKA2	0,46									
WKA3	0,42	0,57								
WKA4	0,43	0,80	0,61							
WKA5	0,76	0,56	0,47	0,50						
WKA6	0,85	0,46	0,35							
KWKW1	-0,04	-0,04	-0,03							
KWKW2	-0,06	0,01	0,02			0,04	0,56			
PV	0,12	0,13	0,08			0,05	-0,19	-0,17		
BG	-0,04	-0,05	-0,08			0,00	0,33	0,00	0,75	
Verbr.	0,09	0,14	0,09	0,08	0,05	0,05	-0,17	-0,17	0,68	0,55

WKA Windkraftanlage
 KWKW Kleinwasserkraftwerk
 PV Photovoltaik
 BG Biogas

Aus der Tabelle 3.1 werden folgende Aussagen abgeleitet: Der stochastische Zusammenhang zwischen der Leistungsabgabe der Windkraftanlagen ist auffallend hoch, ebenso wie zwischen den beiden betrachteten Kleinwasserkraftwerken. Die durch die standardisierten Lastprofile für Photovoltaikanlagen (PV) bzw. Biogaskraftwerke (BG) wiedergegebenen Charakteristiken stehen in einer positiven linearen Beziehung zu den Zeitreihen des aggregierten Haushalts- und Gewerbekundenverbrauchs. Insofern finden die oben angestellten qualitativen Überlegungen hier ihre rechnerische Bestätigung. Ebenfalls als richtig erweist sich die Annahme, dass die Leistungsabgabe von Windkraftanlagen in keiner aussagekräftigen Beziehung zu anderen Erzeugungstechnologien bzw. dem Verbrauch steht. Erfreulich aus der Sicht von Anlagenbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen ist das Ergebnis, dass keine gegenläufige Beziehung, also kein negativ linearer Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung durch Windenergie und einer typischen Verbrauchskurve anhand der vorliegenden Daten festgestellt werden kann.

Tabelle 3.2: Matrix der absoluten Anzahl der der Berechnung der Korrelationskoeffizienten aus Tabelle 3.1 zugrunde liegenden Datenpaare (n). Quelle: EEG, oekostrom AG.

n	WKA1	WKA2	WKA3	WKA4	WKA5	WKA6	KWKW1	KWKW2	PV	BG
WKA1										
WKA2	67200									
WKA3	64228	64228								
WKA4	23428	23428	23428							
WKA5	26404	23428	23428	23428						
WKA6	17568	17568	17568	0	0					
KWKW1	20252	20252	17280	0	0	8736				
KWKW2	40792	40792	37820	0	0	14588	17272			
PV	43772	43772	40800	0	0	17568	20252	40792		
BG	20448	20448	20448	0	0	17568	8736	17468	20448	
Verbr.	87652	67200	64228	23428	26404	17568	20252	40792	43772	20448

Tabelle 3.3: Matrix der errechneten Prüfgröße der t-Statistik für die Koeffizienten in Tabelle 3.1. Anmerkung: Auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 1\%$ sind mit Ausnahme der drei markierten Fälle alle Werte der Korrelationskoeffizienten signifikant von 0 verschieden. Quelle: EEG, oekostrom AG.

t [^]	WKA1	WKA2	WKA3	WKA4	WKA5	WKA6	KWKW1	KWKW2	PV	BG
WKA1										
WKA2	134,80									
WKA3	117,72	177,68								
WKA4	73,46	204,07	118,01							
WKA5	187,81	102,70	81,02	87,56						
WKA6	210,15	69,58	48,89							
KWKW1	-5,90	-5,24	-4,51							
KWKW2	-11,46	1,36	4,20			4,24	87,96			
PV	24,92	28,07	15,75			7,13	-27,69	-33,86		
BG	-5,21	-6,56	-11,56			-0,29	33,03	0,45	164,61	
Verbr.	25,82	36,45	23,62	12,02	7,87	6,15	-24,15	-34,47	196,01	94,95

Tabelle 3.4: Gegenüberstellung der Korrelationsmatrix der Windkraftanlagen und der Entfernungstabelle, welche in einer Annäherung die geographische Distanz in Kilometer zwischen den betrachteten Standorten wiedergibt. Anmerkung: Dunkel eingefärbte Zahlenwerte markieren hohe Korrelationen bzw. geringe Distanzen. Quellen: EEG, oekostrom AG.

Korrelation zwischen den Leistungszeitreihen der Windkraftanlagen (WKA)						
ρ	WKA1	WKA2	WKA3	WKA4	WKA5	WKA6
WKA1		0,46	0,42	0,43	0,76	0,85
WKA2	0,46		0,57	0,80	0,56	0,46
WKA3	0,42	0,57		0,61	0,47	0,35
WKA4	0,43	0,80	0,61		0,50	
WKA5	0,76	0,56	0,47	0,50		
WKA6	0,85	0,46	0,35			

Distanz zwischen den Standorten der Windkraftanlagen in [km]						
km	WKA1	WKA2	WKA3	WKA4	WKA5	WKA6
WKA1		120	80	130	15	15
WKA2	120		90	15	135	125
WKA3	80	90		70	75	70
WKA4	130	15	70		130	
WKA5	15	135	75	130		
WKA6	15	125	80			

Die erwähnte mögliche Abhängigkeit des Zusammenhangs zwischen den Leistungszeitreihen verschiedener Windkraftwerke von der geographischen Distanz zwischen den Standorten wird ebenfalls rechnerisch und graphisch überprüft. Tabelle 3.4 stellt diesen Zusammen-

hang quantitativ und optisch dar: Hohe (Stichproben-) Korrelationskoeffizienten und geringe räumliche Distanzen zwischen Kraftwerksstandorten sind farblich dunkel, geringe Koeffizienten und große Distanzen hell markiert. Auf diese Weise ergibt sich ein ähnliches Muster der Matrizen. Zwischen den beiden Matrizen errechnet sich ein negativ linearer Zusammenhang, dessen Stärke mit $\rho = -0,76$ hoch ist¹⁰. Es ist zu beachten, dass die geschätzte absolute Entfernung Eingang in die Berechnung findet, würde lediglich die Komponente in Hauptwindrichtung einfließen, wäre als Rechenergebnis ein noch stärkerer Zusammenhang zu erwarten. Für die Stärke der stochastischen Beziehung soll an dieser Stelle der 95 %-Vertrauensbereich angegeben werden: Dieser grenzt das Intervall ein, welches den wahren, aber unbekanntem Parameter, den tatsächlichen Korrelationskoeffizienten, mit einer Aussagewahrscheinlichkeit von 95 % enthält. Die Korrelationsziffer \hat{z} ist gegeben durch (Sachs (2003)):

$$\hat{z} = \arctanhyp (r) \quad \text{Gl. 3-3}$$

\hat{z} Korrelationsziffer

r Korrelationskoeffizient der Stichprobe

Der 95 %-Vertrauensbereich ist gegeben durch:

$$\hat{z} \pm z_{0,05;\text{zweiseitig}} * (n - 3)^{-0.5} \quad \text{Gl. 3-4}$$

$z_{0,05;\text{zweiseitig}}$ Standardnormalvariable (Prüfgröße des z-Tests bei zweiseitiger Fragestellung und einer Irrtumswahrscheinlichkeit von $\alpha = 5 \%$):= 1,960

n Stichprobenumfang

Für die vorliegende Stichprobe mit einem Umfang von $n = 13$ und einer Korrelation von $\rho = -0,76$ errechnet sich der 95 %-Vertrauensbereich zu:

$$-1,0056 \pm 1,960 * (13 - 3)^{-0.5} =$$

$$-1,0056 \pm 0,62$$

$-1,6256 \leq \hat{z} \leq -0,3856$ und nach Rücktransformation der Form:

$$r = \tanhyp (\hat{z}) \quad \text{Gl. 3-5}$$

zu:

$$\underline{-0,93 \leq \rho \leq -0,37}$$

¹⁰ Es werden für die Berechnung des Stichprobenkorrelationskoeffizienten nicht die dargestellten, inhaltlich redundanten Matrizen herangezogen, sondern die tatsächliche Anzahl der Beobachtungspaare ($n = 13$).

Das wichtigste Ergebnis dieser Berechnung ist die Tatsache, dass der Vertrauensbereich Null nicht enthält – und somit aussagekräftig ist – und die Lage des tatsächlichen Korrelationskoeffizienten in einem sinnvollen Intervall eingrenzt.

In Bezug auf die Typisierung korrelativer Zusammenhänge sei angemerkt, dass in mehreren der vorgestellten Beispiele eine Gemeinsamkeitskorrelation vorliegt. Somit erklärt nicht eine Variable die andere, sondern beiden liegt eine gemeinsame – dritte – erklärende Variable zugrunde. Der Verlauf der Einspeisezeitreihen einer Windkraftanlage erklärt nicht den Verlauf einer anderen, viel mehr ist für diese beiden Verläufe als erklärende Variable der Verlauf und die Verteilung der Windgeschwindigkeit anzusehen.

3.3.4 Ergebnisse der Untersuchungen des Technologiemies für Fallbeispiele von Virtuellen Kraftwerken

- Es besteht ein nahe liegender und nachgewiesener Verstärkungseffekt zwischen der fluktuierenden Erzeugung von Windkraftanlagen. Dieser ist umso größer, je geringer die räumliche Distanz zwischen den Standorten ausfällt.
- Es besteht ein Verstärkungseffekt zwischen der Leistungsabgabe der betrachteten Kleinwasserkraftwerke.
- Die betrachteten Photovoltaikanlagen verhalten sich wegen des geltenden standardisierten Erzeugungsprofils in vollem Umfang additiv (d.h. es besteht eine Deckungsgleichheit der skalierten Profile).
- Im vorliegenden Erzeugungsportfolio liefern die Photovoltaikanlagen einen besonders willkommenen Beitrag zur Deckung des Verbrauchs aus der Sicht des Betreibers eines VK, welcher sich in einer mittleren Korrelation ausdrückt.
- Eine sehr geringe Korrelation besteht zwischen dem Verbrauch und allen Erzeugungstechnologien mit Ausnahme der Photovoltaik (aufgrund der Festlegung des standardisierten Erzeugungsprofils).
- Zwischen der Stromerzeugung aus Windkraft, Kleinwasserkraft und Photovoltaik besteht eine sehr geringe Korrelation.

3.4 Rahmenbedingungen mit Fokus auf Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke (AP3)

Im folgenden Kapitel werden die Wettbewerbsbedingungen für VK hinsichtlich der Rahmenbedingungen des Marktes detailliert untersucht und dargestellt. Die Szenarienrechnungen, welche für verschiedene Fallbeispiele von VK im österreichischen Markt durchgeführt werden, bauen auf der Kenntnis der Strommarktregeln, des Ausgleichsenergiemarktes und der Informationsflüsse zwischen den Marktteilnehmern auf. Aus diesem Grund werden die Berechnungen, in welchen auf verschiedene Zusammensetzungen von Erzeugungstechnologien und auf verschiedene Absatzszenarien für Strom eingegangen wird, im folgenden Kapitel unter Berücksichtigung der Mengen und Kosten von benötigter Ausgleichsenergie

dargestellt. Die Berechnung der Ausgleichsenergiemengen gibt Aufschluss über den Grad der Deckung des Verbrauchs durch die Erzeugung, die anfallenden Kosten geben die Bewertung dieser Mengen zu den aus Unternehmenssicht relevanten Preisen wieder. In die Szenarienrechnungen fließen die oben dargestellten Erkenntnisse über die Wechselwirkung zwischen verschiedenen Technologien und Verbrauchsprofilen ein.

3.4.1 Internationaler Vergleich der Ausgestaltung von Regelenergiemärkten

In diesem Abschnitt werden verschiedene derzeit implementierte Regelenergiemärkte hinsichtlich relevanter Ausgestaltungsmerkmale aus der Sicht eines VK-Betreibers analysiert. Diese Analyse soll eine möglichst objektive Bewertung des aktuellen österreichischen Marktmodells ermöglichen und aufzeigen, in welcher Weise das bestehende Modell im Sinne der Wettbewerbsfähigkeit von VK adaptiert werden kann.

Die Vermarktung von erneuerbarer Erzeugung mit fluktuierender Charakteristik ist aufgrund der Prognoseunsicherheit mit einem höheren Risiko verbunden als das für konventionelle Erzeugungstechnologien der Fall ist. Der Wert der fluktuierenden Erzeugung wird neben dem Marktpreis wesentlich durch die Kosten für Ausgleichsenergie beeinflusst. Unter gegebenen Rahmenbedingungen bezüglich der Abrechnung von Ausgleichsenergie kann eine Bilanzgruppe die Vermarktung durch eine verbesserte Fahrplanmeldung (unter Nutzung von geeigneten Prognosetools) und durch die Abstimmung des Betriebs des restlichen Erzeugungsparks bzw. die Einflussnahme auf Verbrauchern optimieren. Grundsätzlich stellt sich jedoch die Frage, wie der Strommarkt organisiert sein muss, um eine kosteneffiziente Integration von erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung zu unterstützen.

Die in Folge untersuchten Märkte weisen jeweils eine ähnlich Struktur auf, die sich wie folgt darstellen lässt:

Neben bilateralen Kontrakten ist der Handel an einer bzw. an mehreren Strombörsen möglich. Der kurzfristige Handel wird über day-ahead Märkte abgewickelt und der Systembetreiber über die sich aus dem Clearing ergebenden Positionen (vor)informiert. Intra-day Märkte ermöglichen die Korrektur der Positionen bis wenige Stunden vor der physikalischen Lieferung. Nach dem Schließen der konventionellen Märkte können Abweichungen von den Fahrplänen nicht mehr gehandelt werden. Für den Ausgleich dieser Abweichungen ist der jeweilige Systembetreiber zuständig, der Angebote für positive bzw. negative Regelreserve unter Berücksichtigung der entsprechenden Netzsituation kurzfristig abrufen. Die dabei dem Systembetreiber anfallenden Kosten werden den Marktteilnehmern nach erfolgter physikalischer Lieferung – also ex-post – möglichst verursachergerecht zugeordnet und abgerechnet.

Von besonderem Interesse für den Betreiber eines VK mit einem hohen Anteil von fluktuierender Erzeugung sind folgende Gestaltungsmerkmale des Strommarktes:

- Frist für die Meldung von Fahrplänen; Korrekturmöglichkeit der Positionen z.B. über einen organisierten intra-day Markt;

- Mindestkapazitäten für Angebote am Ausgleichsenergiemarkt;
- Preisbildungsmechanismus am Ausgleichsenergiemarkt;
- Mechanismus zur Abrechnung von Fahrplanabweichungen.

Auf diese Punkte wird in den folgenden Marktanalysen verstärkt eingegangen.

Deutschland

Der physikalische Stromhandel erfolgt in Deutschland über bilaterale Kontrakte bzw. über die European Energy Exchange (EEX). Für den kurzfristigen Handel steht ein day-ahead Markt zur Verfügung, bei dem Angebote auf stündlicher Basis für den Folgetag abgegeben werden können.

Bilanzkreisverantwortliche müssen deren Fahrpläne bis spätestens 14:30 Uhr dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) melden und können diese nachträglich korrigieren. Für nachweislich, ungeplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen und unvorhersehbare Lastreduktionen > 5 MW sind Fahrplanänderungen bis 15 min bzw. bis 60 min vor Beginn des jeweiligen Fahrplanintervalls bei entsprechendem Nachweis möglich. Regelzonenübergreifende Fahrplanänderungen müssen dem Übertragungsnetzbetreiber zu festen Zeitpunkten gemeldet und explizit genehmigt werden. Änderungen werden jeweils um 8:00 Uhr, 13:00 Uhr and 17:00 Uhr am aktuellen Tag übernommen und sind für die verbleibenden Stunden des betreffenden Tages wirksam (siehe Abbildung x). Die Mindestkorrekturleistung ist dabei mit 5 MW vorgegeben (vgl. VV2plus¹¹, Anlage 2). Für die Korrektur von Positionen steht jedoch in Deutschland kein organisierter Markt zur Verfügung; diese kann lediglich durch bilaterale Kontrakte vorgenommen werden.

¹¹ Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (VV2plus).

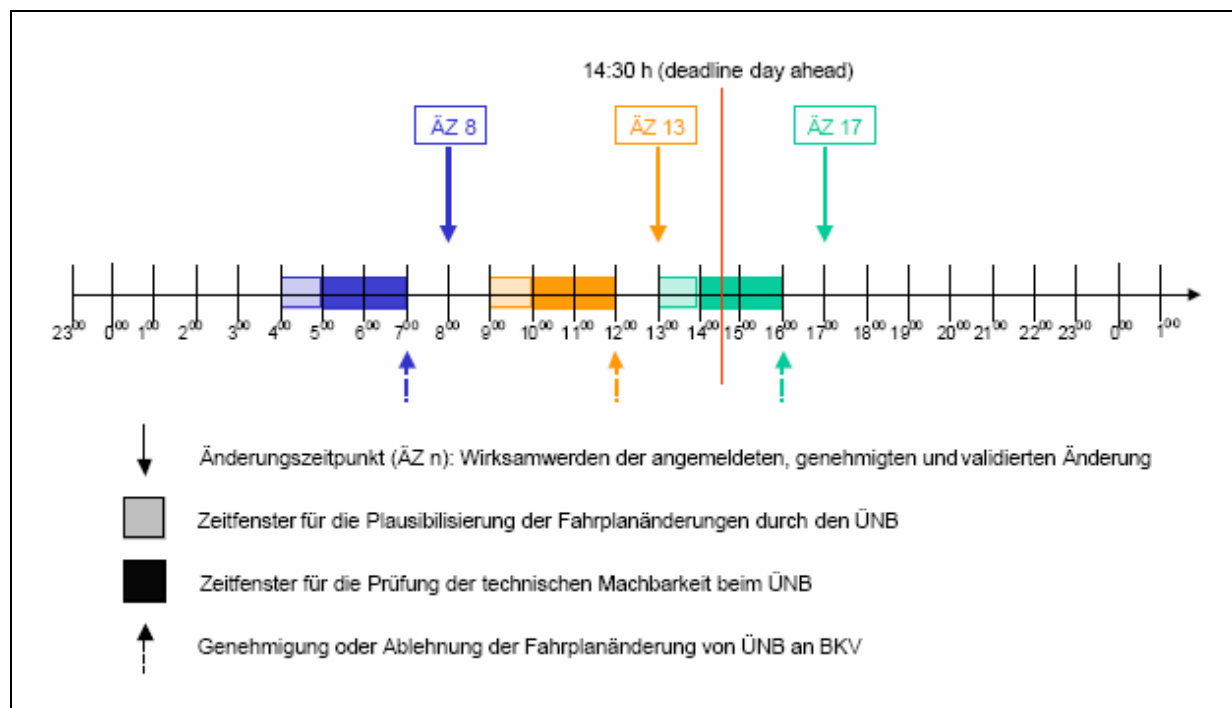


Abbildung 3.4. Zeitablauf für regelzonenüberschreitende Fahrplanänderungen innerhalb Deutschlands. Quelle: Verbändervereinbarung VV2plus (2001).

Für die Beschaffung von Regelreserve sind in den vier deutschen Regelzonen die jeweiligen ÜNB *EnBW Transportnetze AG*, *Vattenfall Europe Transmission*, *E.ON Netz GmbH* und *RWE Net AG* verantwortlich. Diese schreiben die Reservearten Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve getrennt aus. Minutenreserve wird täglich getrennt nach positiver und negativer Reserve ausgeschrieben; die vorgeschriebene Mindesthöhe der Angebote variiert je nach ÜNB zwischen 30 und 50 MW.

Fahrplanabweichungen werden $\frac{1}{4}$ stündlich abgerechnet, wobei für stochastische Abweichungen ein Toleranzband von 5 bis 20 % der Monatshöchstlast berücksichtigt wird. Abweichungen innerhalb dieses Toleranzbandes werden über eine Saldierungsperiode (1 Woche) summiert. Ein Teil des Saldos kann in die kommende Periode übernommen werden, der Rest wird zu *asymmetrischen, marktgerechten Preisen* verrechnet, wie auch Abweichungen außerhalb des Toleranzbandes.

Skandinavien – Nordel

In der Nordel Region, welche die Länder Norwegen, (Ost-)Dänemark, Schweden und Finnland umfasst entspricht die Marktorganisation einem freiwilligen Pool, d.h. es sind neben dem Handel über den zentralen Strommarkt, den Nordpool, auch bilaterale Kontrakte möglich. Der Nordpool bietet für den physikalischen Handel u.a. einen day-ahead Markt (ELSPOT) und einen intra-day Markt (ELBAS) an. Gebote für den ELSPOT müssen bis 12:00 Uhr für den Folgetag auf stündlicher Basis abgegeben werden. Nach Bekanntgabe der Positionen durch den Nordpool um 14:00 Uhr sind die Bilanzgruppenverantwortlichen (Balancing Responsible Player) verpflichtet, die Fahrpläne an den jeweiligen Netzbetreiber zu übermitteln. In Schweden ist dafür beispielsweise die Frist mit 16:00 angegeben. Die Positi-

onen können durch Handel am ELBAS bis 1h vor physikalischer Lieferung korrigiert werden. Die Ergebnisse des jeweiligen Clearings werden vom Nordpool an die betreffenden ÜNB weitergeleitet.

Seit September 2002 ist in der Nordel Region ein gemeinsamer Markt für Regelenergie installiert. Ziel dieser Vereinheitlichung ist die möglichst kostengünstige Bereitstellung dieser Systemdienstleistung. Angebote für Regelreserve werden von den ÜNB bis eine halbe Stunde vor Lieferung entgegengenommen, nach steigenden Preisen sortiert und sofern keine Einschränkungen durch Netzengpässe bestehen in dieser Reihenfolge abgerufen. Zuständig für die Stabilisierung der Frequenz in der synchronisierten Nordel Region und damit auch für den koordinierten Abruf von Ausgleichsenergie sind die ÜNB in Norwegen (*Statnett*) und Schweden (*Svenska Kraftnät*). Bei Abruf werden die Marktteilnehmer in Norwegen, Schweden und Finnland nach dem höchsten bzw. niedrigsten Preis der abgerufenen Angebote entgolten. Diese Preise entsprechen gleichzeitig dem Marktpreis für positive und negative Reserve in der betrachteten Stunde. Dieser ist zwingend durch den Spotmarktpreis begrenzt. In Dänemark erfolgt die Vergütung hingegen entsprechend des Gebotspreises.

Die Abrechnung von Ausgleichsenergie erfolgt nach jeder 24h-Periode wie folgt: In einem ersten Schritt werden Abweichungen von Fahrplänen zwischen den Systemen (d.h. den Ländern) auf Basis des Ausgleichsenergiemarktpreises abgerechnet. Im Anschluss erfolgt die Abrechnung von Fahrplanabweichungen der Bilanzgruppen auf Basis von nationalen Bestimmungen. Eine Vereinheitlichung der Abrechnung von Ausgleichsenergie wird lt. Nordel (2002) angestrebt.

Der Ausgleich von Abweichungen innerhalb von Bilanzgruppen ist aus verschiedenen Gründen nicht gewünscht. Der unkoordinierte dezentrale Leistungsausgleich kann beispielsweise den ÜNB bei der Frequenzstabilisierung stören. Weiters wird durch den Selbstaussgleich Kapazität vom Regelenergiemarkt zurückgehalten womit nicht gewährleistet ist, dass die günstigste Reserve zum Leistungsausgleich genutzt wird. Während in Schweden und Dänemark durch getrennte Abrechnung von Erzeugungs-, Handel-, und Verbrauchsfahrplänen wenig Anreiz zum Selbstaussgleich besteht, ist dieser in Norwegen per Gesetz verboten.

Für die monetäre Abrechnung von Ausgleichsenergie, dem sog. Settlement kommen in den Ländern der Nordel Region unterschiedliche Mechanismen zum Einsatz. Exemplarisch soll an dieser Stelle der schwedische Ansatz dargestellt werden, da dieser auf getrennten Preisen für Über- und Unterdeckung beruht und damit vom österreichischen Modell abweicht.

Abhängig vom Zustand des Systems während der betrachteten Stunde ergeben sich für das Settlement unterschiedliche Preise für positive und negative Fahrplanabweichungen¹² (*Svenska Kraftnät* (2004)):

¹² Für die Beschreibung des Settlement von Ausgleichsenergie in Schweden gilt die folgende Konvention: eine positive Fahrplanabweichung kann durch eine Erzeugung über Plan bzw. einen Verbrauch unter Plan hervorgerufen werden. Eine negative Fahrplanabweichung ergibt sich bei entsprechend entgegengesetzten Abweichungen.

- ausschließlicher Abruf von positiver Reserve (System ist unterdeckt)
negative Fahrplanabweichungen werden mit dem Marktpreis für positive Reserve abgerechnet und positive Abweichungen mit dem Spotmarktpreis
- ausschließlicher Abruf von negativer Reserve (System ist überdeckt)
negative Abweichungen werden mit dem Spotpreis und positive Abweichungen mit dem Marktpreis für negative Reserve abgerechnet
- kein Reserveabruf
die Abrechnung für positive wie auch negative Abweichungen erfolgt zum Spotmarktpreis
- Abruf von sowohl positiver als auch negativer Reserve
der Nettoenergieaustausch bestimmt die Preisbildung
erwiegend positive Reserve: Fall a
erwiegend negative Reserve: Fall b
i Ausgleich über die betrachtete Stunde: Fall c

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass bei Unterstützung des Systems auf Basis des Spotpreises abgerechnet wird und im Falle der Mitverursachung der Systemabweichung aus Sicht der Bilanzgruppe der ungünstigere Preis des Regelenergiemarktes in Rechnung gestellt wird.

Der eben beschriebene Settlement-Mechanismus wird in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt.

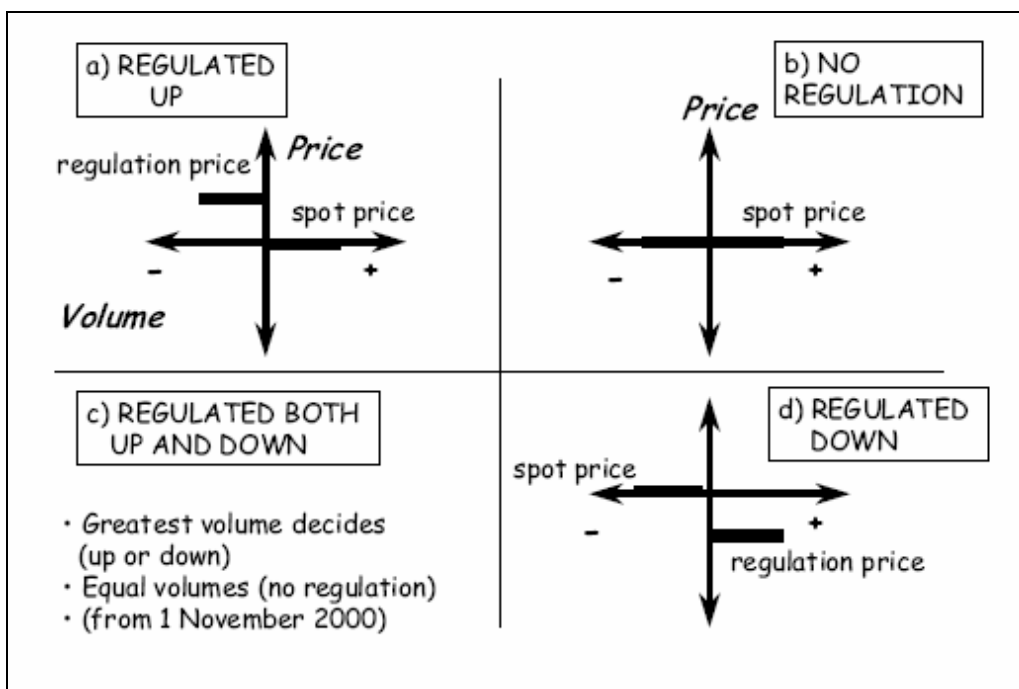


Abbildung 3.5: Mechanismus zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in Schweden.
Quelle: Svenska Kraftnät (2004).

Während in Finnland auch ein Zwei-Preis-Modell zur Abrechnung der Ausgleichsenergie angewendet wird, erfolgt das Settlement in Norwegen nach einem Ein-Preis-Modell. Das einfachere Ein-Preis-Modell ermöglicht strategisches Verhalten da bei entsprechender

Prognose des Ausgleichsenergiemarktpreises Abweichungen vom Spotpreis genutzt werden können. Ein derartiger Missbrauch konnte bisher in Norwegen nicht beobachtet werden. Das Zwei-Preis-Modell bietet einen stärkeren Anreiz zur Einhaltung von Fahrplänen und bringt zusätzliche Einnahmen, die beispielsweise zur Deckung der Kosten für die Infrastruktur herangezogen werden können (vgl. Shuttleworth, McKenzie (2002) und Nordel (2002)).

Großbritannien

Mit der Umsetzung der *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* im Jahr 2001 wurde in England der Strommarkt neu organisiert. Anstelle des ursprünglich installierten verpflichtenden Pools wurde damit ein freiwilliger Pool implementiert, der bilaterale Kontrakte und den Handel über mehrere Strombörsen vorsieht. Die NETA definieren auch den Mechanismus zur Bereitstellung von Regelreserve (*Balancing Mechanism*) und sehen weiters Regeln für die Abrechnung von Ausgleichsenergie vor, die im sog. *Balancing Settlement Code (BSC)* definiert sind. Mit April 2005 wurde durch in Kraft treten der *British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)* ein gemeinsamer Großhandelsmarkt für Großbritannien geschaffen und damit auch einheitliche Regeln für den Netzzugang festgelegt.

Für den Leistungsausgleich ist der Systembetreiber *National Grid Company (NGC)* verantwortlich. Eine erste Fahrplanmeldung (*Initial Physical Notification (IPN)*) hat jeweils um 11:00 Uhr für den Folgetag zu erfolgen. Die damit festgelegten Positionen können bis 1h vor der physikalischen Lieferung durch die Meldung des verbindlichen Fahrplans (*Final Physical Notification (FPN)*) korrigiert werden. Marktteilnehmer, die auch Regelenergie anbieten, geben im Zuge der FPN für Einheiten ab 50 MW auch Angebote für positive und negative Fahrplanabweichungen ab (siehe Abbildung y). Diese Angebote werden nach Bedarf kurzfristig vom Systembetreiber abgerufen und entsprechend den gebotenen Arbeitspreisen vergütet.

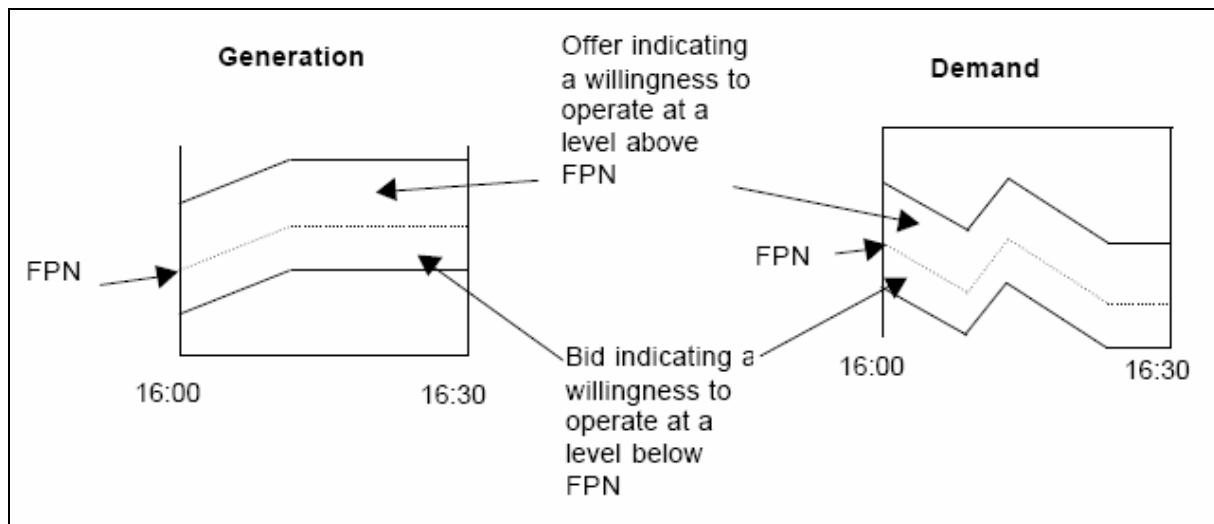


Abbildung 3.6: Meldung von Fahrplänen und Angeboten für Ausgleichsenergie.
Quelle: Haigh (2000).

Die Abrechnung von Fahrplanabweichungen erfolgt getrennt nach Erzeugung und Verbrauch nach einem Zwei-Preis-Modell wobei die Preise für positive und negative Abweichungen als mengengewichtete Durchschnittspreise der abgerufenen Angebote ermittelt werden (vgl. Haigh (2000)).

Das Ziel der Einführung dieses Modells unter NETA, nämlich einen Anreiz für Marktteilnehmer zu schaffen, ihre Fahrpläne selbst auszugleichen und sich nicht auf den Systembetreiber zu verlassen wurde lt. Shuttleworth, McKenzie (2002) nicht erreicht. Die hohen Preise für Leistungsdefizite – also für den Bezug von Ausgleichsenergie – haben vielmehr dazu geführt, dass Bilanzgruppen ihre Fahrpläne tendenziell übererfüllen.

Aus den vorliegenden Marktanalysen können folgende Schlüsse gezogen werden:

Für die Vermarktung fluktuierender Erzeugung ist offensichtlich eine möglichst späte Meldung von Fahrplänen von Vorteil, da damit die Prognoseunsicherheit und das Risiko durch Kosten für Ausgleichsenergie sinken. Ein ideales Instrument zur kurzfristigen Anpassung von Fahrplänen bietet ein liquider intra-day-Markt wie er derzeit im Nordpool eingerichtet ist.

Kleine Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, die beispielsweise in Form eines VK organisiert sind, erreichen meist die Mindestpoolgröße für die Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht. Sie sind vielmehr auf Aggregatoren angewiesen, die Angebote Bündeln und gezielt am Markt anbieten (vgl. dazu auch Kapitel x.). Ist die Teilnahme am Regelreservemarkt möglich, so kann diese Option in die Optimierung des Betriebs des VK miteinbezogen werden.

Es zeigt sich, dass der Preisbildungsmechanismus für Ausgleichsenergie in verschiedenen Systemen unterschiedlich ausgestaltet ist. Wie oben kurz angeführt zeichnen sich die derzeit implementierten Modelle durch bestimmte Vorzüge und Nachteile aus. Aus Sicht eines VK kann die Frage zum bevorzugten Modell nicht eindeutig beantwortet werden. Welchem Risiko ein Marktteilnehmer mit hohem Ausgleichsenergiebedarf ausgesetzt ist, hängt grundsätzlich davon ab, wie sehr die „Preise“ für Ausgleichsenergie von jenen am Spotmarkt abweichen und wie gut erstere prognostizierbar sind. In diesem Sinne ist ein liquider Markt für Ausgleichsenergie wünschenswert. In diesem Sinne sind die Bestrebungen der Organisation eines gemeinsamen Marktes für Regelreserve mit einheitlicher Ausgestaltung für Österreich und Deutschland zu begrüßen sind (vgl. E-Control (2005) und Swider, Ellersdorfer (2005)).

Weiterer Forschungsbedarf besteht aus derzeitiger Sicht hinsichtlich der Bewertung der Effizienz von Regel- und Ausgleichsenergiemärkten.

3.4.2 Die Verrechnung von Ausgleichsenergie im österreichischen Strommarkt

Die Zeitpläne der geplanten Lieferung oder des Bezugs von Stromgeschäften werden als Fahrpläne bezeichnet und stellen die Grundlage der Verrechnung von Ausgleichsenergie zwischen der Verrechnungsstelle und den Bilanzgruppen dar. Im EIWOG (1998/2000) werden *Fahrpläne* als jene Unterlage definiert, welche angibt, in welchem Umfang elektrische

Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster an bestimmten Netzpunkten eingespeist und entnommen wird. Dieser Zeitraster ist in Österreich mit einer Viertelstunde definiert. Fahrpläne können somit als Verträge zwischen Lieferanten und Beziehern von Strom verstanden werden, welche bestimmten normativen Kriterien entsprechen.

Da Bilanzgruppen als virtuellen Gruppen kein realer Netzpunkt für den Energieaustausch zugeordnet werden kann, werden die Einspeise- und Entnahmepunkte als virtuelle Netzpunkte angesehen.

Grundsätzlich sind die Bilanzgruppenverantwortlichen dazu angehalten, die von ihnen angemeldeten Fahrpläne einzuhalten. Für das Management der Fahrpläne ist eine Unterscheidung der Geschäftsfälle zwischen verschiedenen Bilanzgruppen in zwei Arten entscheidend: Mittels *Interner Fahrpläne* werden regelzoneninterne Geschäfte abgewickelt, regelzonenüberschreitende Stromgeschäfte werden als *Externe Fahrpläne* angemeldet.

Die Zeitpläne der Energielieferung oder des Energiebezuges zwischen Geschäftspartnern werden von den Bilanzgruppenverantwortlichen auf täglicher Basis einen Tag im Voraus an die Verrechnungsstelle gesandt. Am letzten Werktag vor Wochenenden und Feiertagen werden die Fahrpläne für diese Tage und den darauf folgenden Werktag abgegeben. Bilanzgruppenverantwortlichen mit einem hohen Anteil an Kraftwerken mit fluktuierender Einspeisecharakteristik in ihrem Erzeugungsportfolio, etwa Windenergieanlagen, sehen sich aufgrund der schwierigen Prognostizierbarkeit der Stromeinspeisung über mehrere Tage einem hohen Risiko am Ausgleichsenergiemarkt ausgesetzt. Mittels der Realisierung des Konzeptes eines VK wird diese zeitliche Inflexibilität aufgehoben und eine Möglichkeit der kurzfristigen Ausbilanzierung innerhalb der Bilanzgruppe geschaffen.

Ausgleichsenergie bezeichnet *die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung* (von elektrischer Energie) *der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die elektrische Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann*¹³, so die Definition im Gesetz (EIWOG 1998/2000).

Für die Ermittlung der Ausgleichsenergie ist die Kenntnis der viertelstündlichen Verbrauchs- und Erzeugungswerte einer Bilanzgruppe erforderlich. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit werden die Zeitreihen bis zu bestimmten Grenzwerten nicht mittels Lastprofilzähler erfasst, sondern standardisierte Profile herangezogen, welche wie Verkaufs- bzw. Einkaufsfahrpläne behandelt werden. Diese Profile werden anhand der abgelesenen Jahresenergiemenge skaliert. Durch die Zusammenfassung von Kleinkunden zu verschiedenen Segmenten kommt es zu einem statistischen Ausgleich des Verbrauchs und in Folge zu einer weitgehenden Annäherung an das segmentspezifische Profil. Gemäß den Bestimmungen des EIWOG¹⁴ wird Verbrauchern, welche einen Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh

¹³ EIWOG (1998/2000), §7, Abs. 1

¹⁴ EIWOG (1998/2000), §18

oder eine Anschlusleistung von weniger als 50 kW aufweisen, ein standardisiertes Profil zugewiesen. Dieselben Grenzwerte gelten für kleine Erzeugungsanlagen. Entsprechend der unterschiedlichen Erzeugungscharakteristik dieser Anlagen werden ebenfalls mehrere Profile unterschieden.

Die Verrechnungsstelle erhält von den Bilanzgruppenverantwortlichen die für die Clearingperiode relevanten internen Fahrpläne, vom Regelzonenführer die externen Fahrpläne und von den Netzbetreibern die Messwerte und standardisierten Profile der Erzeugung und des Verbrauchs. Sie bestimmt auf dieser Datenbasis monatsweise ex post die Menge an Ausgleichsenergie je Viertelstunde gesondert für jede Bilanzgruppe. Die Menge der Ausgleichsenergie je Messperiode errechnet sich wie folgt:

$$AE_t = (VB_t - ER_t) + (FP-VK_t - FP-EK_t) \quad \text{Gl. 3-6}$$

- AE_t: Ausgleichsenergie, welche die Regelzone in der Abrechnungsperiode t an die Bilanzgruppe liefert (AE_t > 0) oder von der Bilanzgruppe bezieht (AE_t < 0) [MWh]
- VB_t: Verbrauch der Bilanzgruppe in der Periode t (Messwertaggregat + Aggregat der standardisierten Lastprofile) [MWh]
- ER_t: Erzeugung der Bilanzgruppe in der Periode t (Messwertaggregat + Aggregat der standardisierten Erzeugungsprofile) [MWh]
- FP-EK_t: Summe aus den Einkaufsfahrplänen für die Periode t (Interne Fahrpläne + Externe Fahrpläne) [MWh]
- FP-VK_t: Summe aus den Verkaufsfahrplänen für die Periode t (Interne Fahrpläne + Externe Fahrpläne) [MWh]

Die auf diese Weise errechneten Mengen werden mit dem Verrechnungspreis der Ausgleichsenergie multipliziert und für den Zeitraum eines Monats aufsummiert. Somit ergibt sich der Abrechnungsbetrag in Form einer Verbindlichkeit oder Forderung der BG gegenüber der Verrechnungsstelle:

$$AbrB = \sum_t (AE_t * AE-CP_t) \quad \text{Gl. 3-7}$$

- AbrB Abrechnungsbetrag (AbrB > 0: Verbindlichkeit der Bilanzgruppe; AbrB < 0: Forderung der BG gegenüber der Verrechnungsstelle) [€]
- AE-CP_t Ausgleichsenergieclearingpreis für die Periode t [€/MWh]

Diese im Rahmen des so genannten *Ersten Clearings* ermittelten Daten stellen die Grundlage für den monatlichen Zahlungsfluss zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und der Verrechnungsstelle dar. 15 Monate später erfolgt auf Basis der abgelesenen Zählwerte von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, welchen ein standardisiertes Profil zugeordnet ist, und den Daten über Kundenwechsel korrigierend das *Zweite Clearing*.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass ein Großteil der ausgeglichenen Energiemengen und der damit verbundenen Zahlungen über den Umweg der Verrechnungsstelle zwischen den Bilanzgruppen innerhalb der Regelzone ausgetauscht wird. Nur das Residuum entspricht dem energetischen Ungleichgewicht der Regelzone. Folglich dienen auch nur diesem Residuum zuordenbare Zahlungen der Deckung der Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt. Dies ist der Fall, da ein Einpreismodell zur Anwendung kommt, welches impliziert, dass sowohl für die Lieferung als auch den Bezug von Energie in einer Abrechnungsperiode der gleiche Preis verrechnet wird.

In Gleichung Gl. 3-7 fließt der so genannte Clearingpreis ein. Dieser ist der aus Sicht eines Bilanzgruppenverantwortlichen maßgebliche Bewertungsmaßstab für die temporären Leistungsabweichungen in der eigenen Bilanzgruppe und wird – wie im folgenden Kapitel beschrieben – berechnet.

3.4.3 Die Berechnung des Clearingpreises für Ausgleichsenergie in der Regelzone APG

Im Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators wird die Berechnung des Ausgleichsenergieverrechnungspreises detailliert beschrieben. Dieser Wert findet Eingang in die Berechnung des Abrechnungsbetrages gemäß Während der Laufzeit des Projektes hat eine Änderung des Berechnungsverfahrens stattgefunden. Die Version 8.00 des Anhanges war bis 30. 06. 2005 gültig (APCS 2005a), seither ist die Version 9.00 in Kraft (APCS 2005b). Im Folgenden werden die beiden Berechnungsvorschriften vorgestellt und der qualitative Unterschied zwischen diesen erläutert. Als Basis für diese Kalkulation dienen jeweils die Vergütungen für die Bereitstellung von Minutenreserve und die daraus abgeleiteten *Marktpreise* für Ausgleichsenergie:

Angebotspreis für Minutenreserve (AE-AP):

Die Anbieter von Minutenreserve, deren Gebote vom RZF in Anspruch genommen wurden, erhalten den Arbeitspreis entsprechend des eigenen Angebotes vergütet. Das bedeutet, dass nicht die Grenzkosten aus Sicht des RZF als einheitlicher temporärer Preis gelten, sondern innerhalb einer Viertelstunde beispielsweise mehrere Abrufe von Minutenreserve zu jeweils unterschiedlichen Preisen abgerechnet werden.

Ausgleichsenergiemarktpreis (AE-MP):

Der Marktpreis stellt den mengengewichteten Durchschnittspreis der Arbeitspreise abgerufener Angebote für Minutenreserve dar und wird für jede Viertelstunde ermittelt.

$$AE-MP_t := \frac{\sum_i (E_{A,i,t} * P_{A,i}) + \sum_j (E_{R,j,t} * P_{R,j})}{\sum_i (E_{A,i,t}) + \sum_j (E_{R,j,t})} \quad \text{Gl. 3-8}$$

AE-MP_t Ausgleichsenergiemarktpreis für die Periode t [€/MWh]

$E_{A,i,t}$ Energie eines Ausgleichsenergieabrufes für die Periode t [MWh]

$P_{A,i}$ diesem Abruf zugehöriger Angebotspreis [€/MWh]

$E_{R,j,t}$ Energie einer Ausgleichsenergierücknahme für die Periode t [MWh]

$P_{R,j}$ dieser Rücknahme zugehöriger Angebotspreis [€/MWh]

Wird in einer Abrechnungsperiode keine Ausgleichsenergie abgerufen, wird das arithmetische Mittel aus dem niedrigsten Verkaufsangebot und dem höchsten Kaufangebot herangezogen.

$$AE-MP_t := \frac{P_{V,t} + P_{K,t}}{2} \quad \text{Gl. 3-9}$$

$P_{V,t}$ niedrigster Preis eines Verkaufsangebotes für die Periode t [€/MWh]

$P_{K,t}$ höchster Preis eines Kaufangebotes für die Periode t [€/MWh]

Der auf diese Weise errechnete Marktpreis für Ausgleichsenergie fließt in die Berechnung des Clearingpreises ein, und zwar sowohl nach dem historischen als auch dem aktuell gültigen Berechnungsverfahren.

Ausgleichsenergieclearingpreis (historisch):

Der Clearingpreis ist der entscheidende Preis für die Verrechnung der Ausgleichsenergie zwischen den BGV und dem BKO. Er beruht im Wesentlichen auf dem Ausgleichsenergiemarktpreis und der zeitlich korrespondierenden Über- oder Unterdeckung in der Regelzone. Weiters fließen die Aufwendungen und Erträge aus abgerufenen Minutenreservemengen, den Kompensationsprogrammen für ungewollten Austausch und Sekundärregelung und den Leistungspreis für Marketmaker in den Clearingpreis ein.

$$AE-CP_t := AE-MP_t + \frac{A_T - \sum_t (AE-MP_t * V_t)}{\sum_t |V_t|} * \text{sgn}(V_t) \quad \text{Gl. 3-10}$$

$AE-CP_t$ Ausgleichsenergieclearingpreis für die Periode t [€/MWh]

A_t anrechenbarer Aufwand aus dem Ausgleichsmarkt für den Tag [€]

V_t das vorzeichenbehaftete Delta (Ungleichgewicht) der Regelzone in der Periode t [MWh]

V_t ist positiv, wenn die RZ im Moment unterdeckt ist und somit Ausgleichsenergie in das System eingebracht werden muss.

Der anrechenbare Aufwand für den Tag setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

$$A_T := A_{MM} + A_{SR} + A_{UCTE} + A_{AM} \quad \text{Gl. 3-11}$$

A_{MM} Aufwand für den Leistungspreis der Marketmaker [€]

A_{SR} Aufwand für das Kompensationsprogramm der Sekundärregelenergie [€]

A_{UCTE} Aufwand für das Kompensationsprogramm des ungewollten Energieaustauschs mit anderen RZ [€]

A_{AM} anrechenbarer Aufwand aus dem Ausgleichsmarkt für den Tag [€]

$$A_{AM} := \sum_i (E_{A,i} * P_{A,i}) - \sum_j (E_{R,j} * P_{R,j}) \quad \text{Gl. 3-12}$$

$E_{A,i,t}$ Energie eines Ausgleichsenergieabrufes [MWh]

$P_{A,i}$ diesem Abruf zugehöriger Angebotspreis [€/MWh]

$E_{R,j,t}$ Energie einer Ausgleichsenergieerücknahme [MWh]

$P_{R,j}$ dieser Rücknahme zugehöriger Angebotspreis [€/MWh]

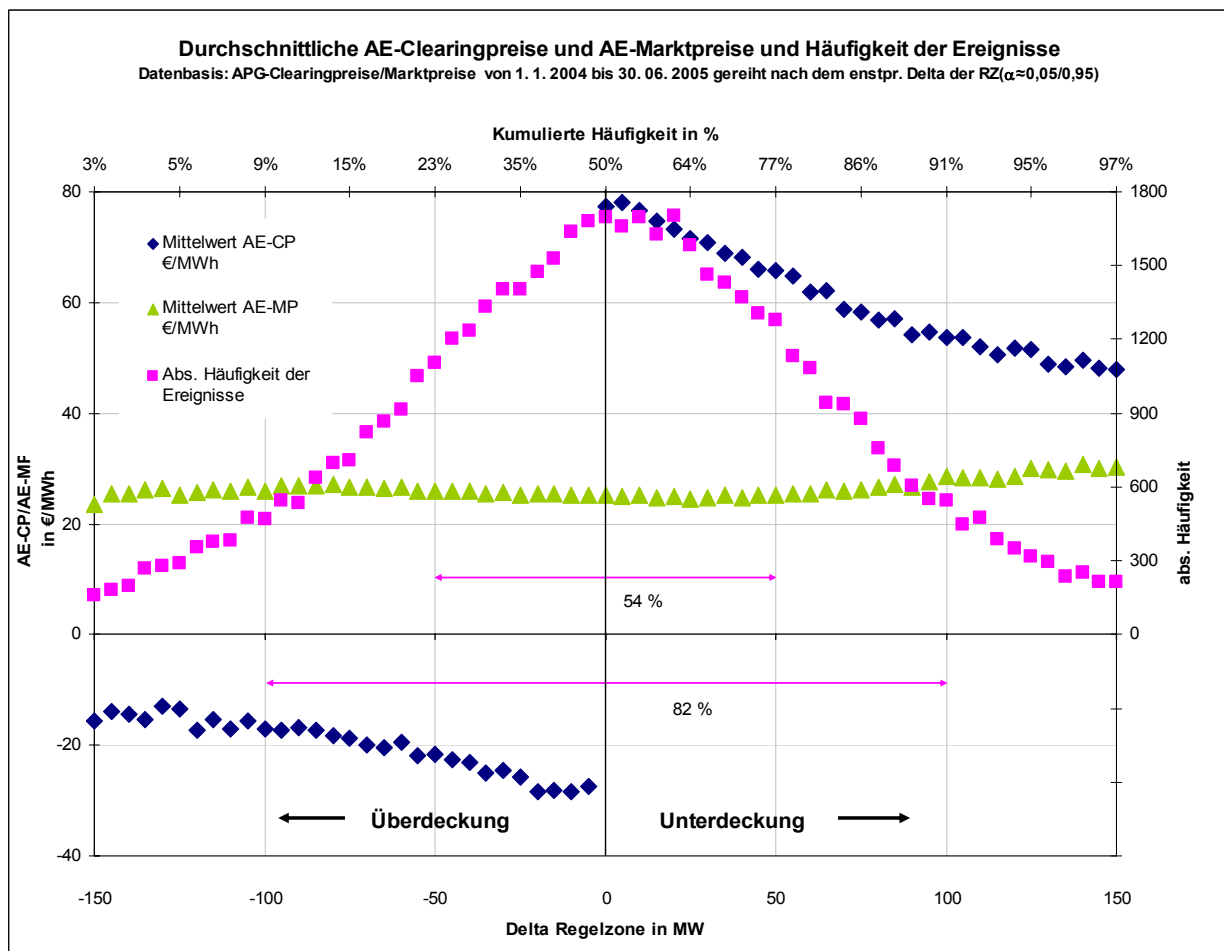


Abbildung 3.7: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Abweichung der Regelzone mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Jänner 2003 bis 31. Juli 2004. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2004; Eigene Graphik

Für die Berechnung des AE-CP werden zwei Komponenten herangezogen: Als Sockelbetrag dient der aktuelle AE-MP. Die zweite Komponente repräsentiert Aufwände aus dem Ausgleichsenergiemarkt, die auf die gesamte verursachte Ausgleichsenergiemenge umgelegt werden. Diese Komponente ist über den Tag konstant und wird in Abhängigkeit vom Vorzeichen des Delta zum Marktpreis addiert bzw. von diesem subtrahiert. Wie aus der Formel zur Berechnung des Clearingpreises hervorgeht, ist sie betragsmäßig umso größer, je kleiner die Summe der Viertelstundenabweichungen über den Tag ausfällt, was dazu führt, dass extreme AE-CP durchschnittlich zu Zeiten geringer Regelzonenabweichungen realisiert werden. Für die Erstellung der Abbildung 3.7 werden die AE-MP und AE-CP aller Abrechnungsperioden von Jänner 2003 bis Juli 2004 (Viertelstundenwerte) nach der Höhe des zugehörigen RZ-Deltas gereiht und in Klassen von 5 MW bezüglich des Deltas gruppiert. Innerhalb dieser Klassen werden die Durchschnittspreise berechnet und aufgetragen. Weiters wird die Häufigkeit der Zuordnung von Einzelereignissen zu diesen Gruppen ermittelt und die resultierende Häufigkeitsverteilung dargestellt. Als Referenz sind die Ausgleichsenergiemarktpreise, ebenfalls als Mittelwerte der einzelnen Klassen, aufgetragen. Die zentrale Aussage dieser Graphik liegt im Aufzeigen des Preissprungs für Ausgleichsenergie (AE-CP) und des Auftretens von betragsmäßig extremen Preisen im Bereich des ausgeglichenen Zustandes der Regelzone. Weiters zeigt die Darstellung, dass die Häufigkeit dieser Ereignisse um den Gleichgewichtszustand annähernd normalverteilt ist. Für die Praxis bedeutete dieser Umstand, dass in der Nähe des angestrebten Gleichgewichts der RZ das Risiko bei Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch aus der Sicht eines BGV am höchsten war. Andererseits traten die Zustände extremer Preise relativ häufig auf: Es fallen 60 % der Ereignisse in den Bereich der Regelzonenabweichung von 0 ± 50 MW, in welchem die Clearingpreise für die betroffenen Klassen kleiner als -20 €/MWh bzw. größer als 65 €/MWh sind. Auch die beschriebenen Komponenten der Preisformel spiegeln sich in der Darstellung deutlich wider: Bei horizontaler Spiegelung des positiven oder des negativen Achsenabschnittes des Deltas um die erste Komponente, den AE-MP, ergäbe sich ein stetiger Verlauf des Clearingpreises.

Die beschriebenen – für die Stabilität der Regelzone nachteiligen – Auswirkungen des historischen Preismodells führen die Notwendigkeit einer Neugestaltung des Berechnungsverfahrens vor Augen:

Ausgleichsenergieclearingpreis neu:

In Zusammenarbeit von Marktteilnehmern mit dem RZF Verbund APG und der Verrechnungsstelle erfolgte eine Einigung hinsichtlich der Installation eines neuen Preismodells und einer Änderung der Marktregeln mit Juli 2005.

Die neue Formel zur Berechnung des AE-CP wurde dahingehend modelliert, dass sich eine progressive Preiskurve hinsichtlich des Betrags des RZ-Deltas einstellt und somit ein Anreiz zum Ausgleich von großen Abweichungen gegeben ist. Durch die damit einhergehende verringerte Inanspruchnahme von Regelreserve wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Extreme Preise werden durch eine Umlage bis zu einer bestimmten Grenze solidarisiert. Somit wird ein Versicherungsprinzip realisiert, während grundsätzlich eine verursa-

chergerechte Zuordnung der Kosten angestrebt wird. Durch die Referenzierung auf an Energiebörsen festgestellte Preise wird die Effizienz des Marktes verbessert und eine abgekoppelte Preisbildung mit der Möglichkeit von Arbitragegeschäften verhindert. Die zu implementierende kurzfristige Marktinformation machte eine Adaptierung der *Sonstigen Marktregeln* notwendig. Die resultierende Erleichterung in der Abschätzbarkeit der Preise und die Eliminierung des „Kippeffektes“ um die Gleichgewichtslage der RZ reduzieren das unternehmerische Risiko für BGV.

Die aktuell in Kraft befindlichen Bestimmungen zur Preisfeststellung für die Verrechnung der Ausgleichsenergie beruhen auf zwei Komponenten, ein bestimmter Anteil der Kosten wird sozialisiert:

Der Grundpreis –die erste Komponente – ist festgelegt als das Minimum aus dem AE-MP und einem an der EEX festgestellten Börsenpreis im Fall eines negativen RZ-Deltas bzw. als das Maximum dieser beiden Preise während eines Energiemangels. Auf diese Weise wird in Zeiten eines Leistungsdefizits die Überlieferung belohnt und im Fall der Regelzonenüberdeckung bestraft:

$$AE-GP_t := \text{sgn}(V_t) * \max(\text{sgn}(V_t) * AE-MP_t ; \text{sgn}(V_t) * P_{EEX}) \quad \text{Gl. 3-13}$$

$AE-GP_t$ Ausgleichsenergiegrundpreis für die Periode t [€/MWh]

$AE-MP_t$ Ausgleichsenergiemarktpreis für die Periode t [€/MWh]

V_t das vorzeichenbehaftete Delta (Ungleichgewicht) der Regelzone in der Periode t [MWh]

P_{EEX} Börsenpreis für die Periode t [€/MWh]

Die zweite Komponente, die Umlage, ist als Zuschlag (Abschlag) zum Grundpreis zu verstehen, welcher einen progressiven Verlauf hinsichtlich des RZ-Deltas aufweist und mit einem Price Cap versehen ist:

$$U_t := U_{\text{Min}} + \frac{U_{\text{Max}} - U_{\text{Min}}}{U_{\text{Max}}^2} * V_t^2 \quad \text{Gl. 3-14}$$

U_t Umlage für die Periode t [€/MWh]

U_{Min} Minimaler Wert der Umlage [€/MWh]

U_{Max} Maximaler Wert der Umlage [€/MWh]

Als Höchstwert für die Umlage bei besonders hohen Abweichungen wird U_{Max} definiert.

Der zukünftige AE-CP berechnet sich nun wie folgt:

$$AE-CP_{\text{Neu},t} := AE-GP_t + \text{sgn}(V_t) * U_t \quad \text{Gl. 3-15}$$

Die Charakteristik der Preiskurve für das Clearing entsprechend der aktuell geltenden Berechnungsformel ist qualitativ in Abbildung 3.8 dargestellt: In Abhängigkeit vom Vorzeichen des Deltas der RZ wird zum Grundpreis die Umlage addiert oder von diesem subtrahiert, die Umlage nimmt einen quadratischen Verlauf an, betragsmäßig steigt sie mit steigender Abweichung der RZ vom Gleichgewicht und ist durch einen Maximalwert limitiert. Durch Anwendung dieses Preismodells resultiert ein geringeres unternehmerisches Risiko für BGV zu Zeiten einer annähernden Ausgeglichenheit der RZ, welche durch niedrige Clearingpreise gekennzeichnet sind, und somit ein Anreiz zur Beseitigung hoher Abweichungen. Das Risiko wird darüber hinaus aufgrund der kurzfristigen Marktinformation besser einschätzbar und ist bezogen auf die Abrechnungsperiode durch einen Maximalwert des AE-CP begrenzt. Die Kosten, welche durch die Entrichtung des Clearingpreises nicht abgedeckt sind, werden nach einem Versicherungsprinzip zwischen allen Bilanzgruppen solidarisiert, was einer weiteren Risikoreduktion entspricht.

Neues Preismodell für das Clearing der Ausgleichsenergie (qualitativ)

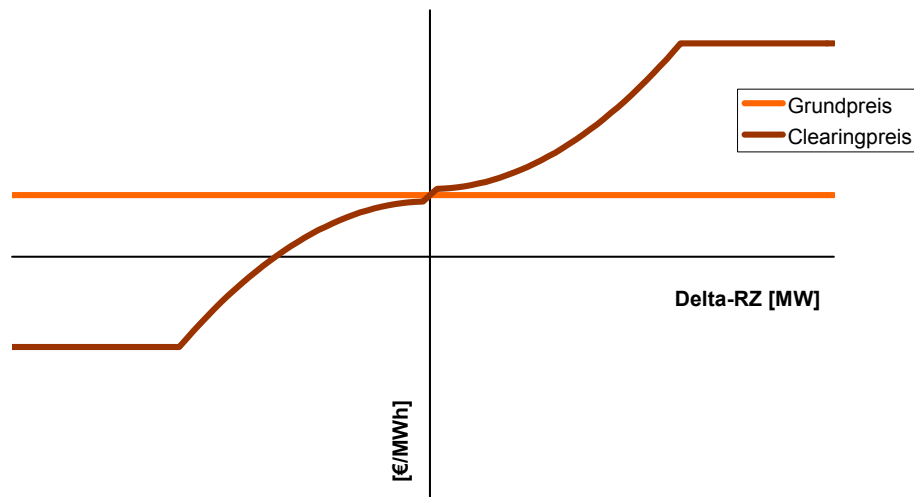


Abbildung 3.8: Qualitativer Verlauf der AE-CP-Kurve nach dem zukünftigen Preismodell in der Regelzone APG. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2004; Eigene Graphik

Eine Untersuchung der Verrechnungspreisfeststellungen von Juli 2006 bis Dezember 2006 bestätigt, dass sich der erwünschte, in obiger Abbildung skizzierte, Verlauf eingestellt hat. In Abbildung 3.9 ist für die Preisfeststellungen nach dem neuen Preismodell eine graphische Auswertung wiedergegeben. Diese entspricht qualitativ der Abbildung 3.7 und kann somit direkt mit dieser verglichen werden. Tatsächlich verläuft der Verrechnungspreis für Ausgleichsenergie progressiv zum Leistungsungleichgewicht in der Regelzone. Gleichzeitig besteht ständig ein Anreiz, die Regelzone auszugleichen: Dies wird mit der entsprechenden Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Verrechnungspreis belohnt. Diese Preisspanne nimmt darüber hinaus mit steigender Abweichung noch zu.

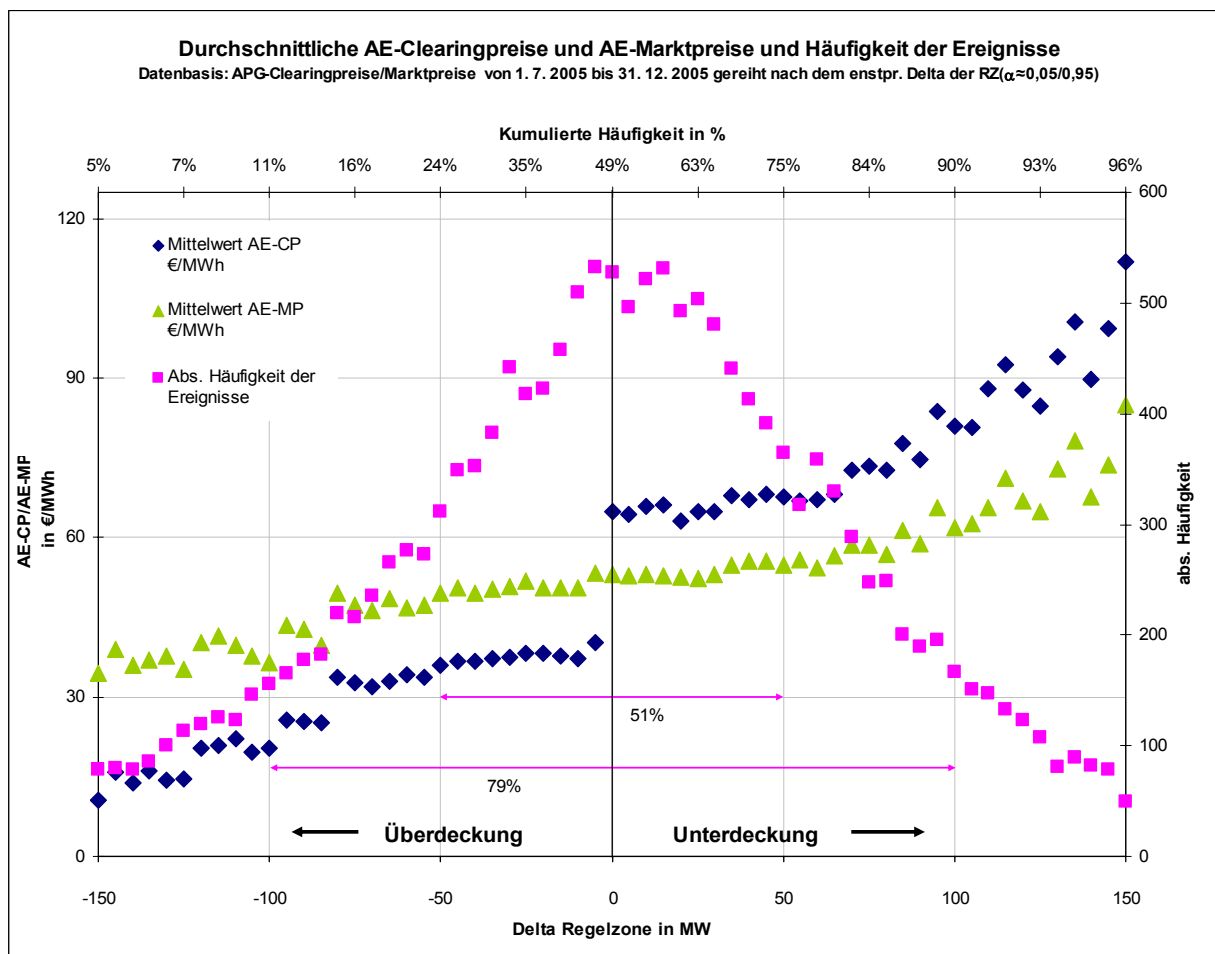


Abbildung 3.9: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Abweichung der Regelzone mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Juli 2005 bis 31. Dezember 2005. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2006; Eigene Graphik

Bezug nehmend auf Ergebnisse aus dem Kapitel 3.3.3 (Korrelation zwischen Erzeugungsanlagen) wurden die durchschnittlichen Ausgleichsenergiemarktpreise und -verrechnungspreise in Abhängigkeit des Leistungsungleichgewichts innerhalb der Bilanzgruppe der oekostrom AG (=Ausgleichsenergiebedarf) untersucht:

Ausgehend von der Annahme, dass die Fehlprognosen der Windeinspeisung in der Ökobilanzgruppe der APG einen wesentlichen Einfluss auf die gesamte Leistungsbilanz der Regelzone besitzen und andererseits die Leistungszeitreihen aller Windkraftanlagen in räumlicher Nähe zueinander korreliert sind, kann ein qualitativ ähnlicher Verlauf der Preisfeststellungen gereiht nach dem Ausgleichsenergiebedarf der Bilanzgruppe angenommen werden wie in Abbildung 3.9 dargestellt. Tatsächlich ist in Abbildung 3.11 ein ähnlicher Zusammenhang zwischen der temporären Leistungsabweichung und der Höhe des Verrechnungspreises festzustellen. Aus der Sicht der betrachteten Bilanzgruppe ist diese Tatsache insofern nachteilig, als somit im Allgemeinen Ausgleichsenergie zu höheren Preisen bezogen als geliefert wird.

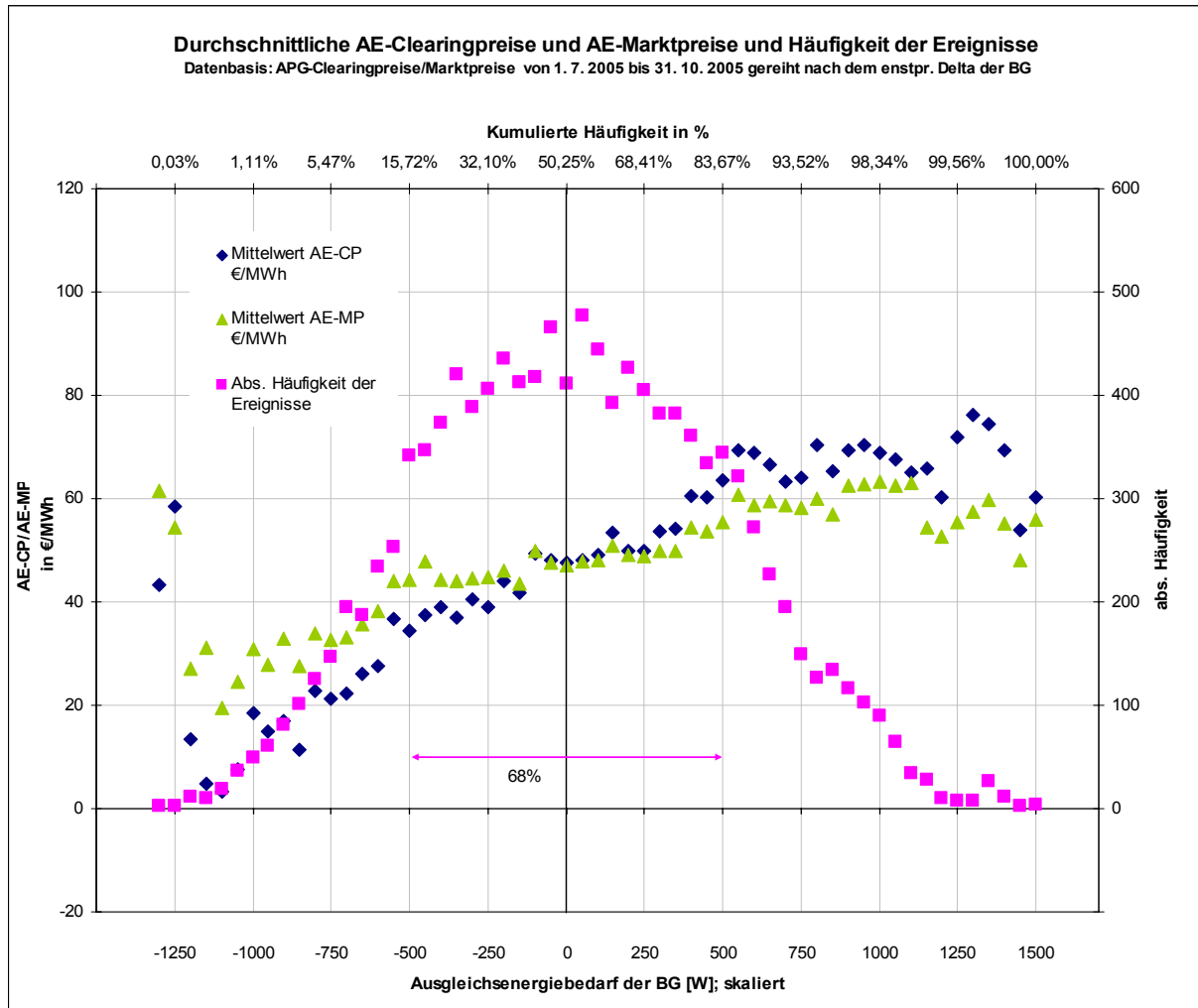


Abbildung 3.10: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Leistungsabweichung der Bilanzgruppe der oekostrom AG mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Juli 2005 bis 31. Oktober 2005. Quelle: oekostrom AG, 2006; Eigene Graphik

3.4.4 Modellierung des Virtuellen Kraftwerkes als Bilanzgruppe

In den folgenden Abschnitten wird ein Stromerzeugungsportfolio auf Basis erneuerbarer Energieträger dem Verbrauch von Haushalts- und Gewerbekunden und dem Verkauf eines Fahrplanes konstanter Leistung und dem Verkauf eines Fahrplanes gegenübergestellt. Sowohl für die Erzeugungszeitreihen als auch für den Verbrauch werden historische Daten herangezogen. Das Erzeugungsportfolio bildet die Aufbringung eines VK auf Basis erneuerbarer Energieträger ab. Für Technologien, welchen bei durchschnittlich installierten Leistungen standardisierte Einspeisepprofile zugeordnet werden, bilden diese die Grundlage der Berechnungen. Die Verbrauchszeitreihen sind im Wesentlichen durch eine Kombination verschiedener standardisierter Lastprofile für Haushalt und Gewerbe bestimmt.

Datenaufbereitung

Die Verbrauchszeitreihen bzw. Verkaufsfahrpläne oder Prognoseprofile werden auf eine Monatssumme der Energie von einer MWh skaliert. Diese verbrauchsseitigen Zeitreihen können nach Wunsch weiter aufgegliedert werden: Es besteht die Möglichkeit, gemessene, standardisierte oder als charakteristisch erachtete Profile einzelner Verbraucher, Verbrauchergruppen oder Verkäufe zu berücksichtigen. Entsprechend ihres relativen Anteils an der Monatsenergiesumme von einer MWh wird deren Zeitreihe skaliert. In einem weiteren Schritt werden die prozentuellen Anteile an der monatlichen Energieaufbringung für Windkraft, Kleinwasserkraft, Photovoltaik, ein Band konstanter Leistung und ein weiteres Kraftwerke nach Wahl (*spezielles Kraftwerk*) festgelegt, wobei die Summe der Anteile 100 % betragen muss und die aggregierte Aufbringungszeitreihe ebenfalls auf eine Energiesumme für das gesamte Monat von 1 MWh skaliert wird. Das Band konstanter Leistung wurde deshalb in das Aufbringungsportfolio implementiert, um die Produktion durch kleine Erzeugungsanlagen mit einem standardisierten Einspeiseprofil (Biogasanlagen) oder konstante Einkaufsfahrpläne abbilden zu können. Die Berücksichtigung eines speziellen Kraftwerkes dient dazu, die Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiemengen und –kosten bei Aufnahme desselben in das Portfolio genauer beobachten zu können. Für dieses Kraftwerk muss ebenfalls eine Leistungszeitreihe in die Datenbasis eingefügt werden. Es kann sich dabei um eine historische, eine mittlere oder eine als für die betreffende Technologie charakteristisch erachtete Zeitreihe handeln. Beispielsweise betragen bei einer Zuweisung von 20 % für Windkraft, 60 % für Kleinwasserkraft, 5 % für Photovoltaik, 5 % für das Band konstanter Leistung und 10 % für ein zusätzlich betrachtetes Kraftwerk die jeweiligen Monatssummen der Energie 200, 600, 50, 50 und 100 kWh. Auf Seiten des Verbrauchs könnte eine Aufteilung wie folgt festgelegt werden: 90 % einer MWh für das historische Verbrauchsaggregat bzw. das Band konstanter Leistung und 10 % für das charakteristische Profil eines Industriekunden oder etwa für einen Handelsfahrplan. Bis zu diesem Punkt muss die Menge der bezogenen Ausgleichsenergie der Liefermenge pro Monat genau entsprechen.

Eine Über- oder Unterdeckung der BG kann nun – ebenfalls durch Zuweisung eines relativen Anteils des Ungleichgewichts bezogen auf 1 MWh – abgebildet werden. Der Überschuss bzw. Mangel kann entweder durch eine Über- bzw. Unterproduktion entsprechend des festgelegten Erzeugungsmix, durch einen Minder- bzw. Mehrverbrauch oder aber durch eine beliebige Leistungszeitreihe definiert werden. Um etwa zu testen, wie sich die Mengen und Kosten für Ausgleichsenergie während einer Periode mit unerwartet hohen Winderträgen entwickeln, kann eine entsprechende Windleistungszeitreihe hinzugefügt werden: Soll eine relative Überdeckung des Virtuellen Kraftwerkes durch Windenergie von 10 % modelliert werden, so werden – nach Skalierung der eingefügten Zeitreihe auf einen Monatsertrag von 1 MWh – die Leistungswerte für die einzelnen Viertelstunden mit dem Faktor 0,1 multipliziert und zur bestehenden Aufbringung hinzugezählt. Im beschriebenen Fall stimmen die Mengen der gelieferten und bezogenen Ausgleichsenergie nicht mehr überein.

Es ist darauf zu achten, dass die einzufügenden Zeitreihen für das *spezielle Kraftwerk*, den Verbrauch oder Handel und die Abweichung vom Gleichgewicht in ihrem Umfang den vorlie-

genden historischen entsprechen. Dabei ist auf die Anzahl der Tage pro Monat und die Tageslänge im Fall der Zeitumstellung Rücksicht zu nehmen. Über die Daten betreffend die Aufbringung und den Verbrauch hinaus werden die Clearingpreise der entsprechenden Periode benötigt.

Die monatliche Betrachtung entspricht den in Österreich zur Anwendung kommenden Clearingzeiträumen. Alle den Berechnungen zugrunde liegenden Daten sind in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten verfügbar bzw. müssen dahingehend modelliert werden. Auf diese Weise kann eine Bewertung zu Verrechnungspreisen für Ausgleichsenergie erfolgen, welche ebenfalls vier Mal pro Stunde festgestellt werden.

Ein Kraftwerk, dessen relativer Beitrag zur Erzeugung bekannt ist, kann auch aus dem Portfolio gelöscht werden, um die Kostengestehung inklusive und exklusive dieses Kraftwerks vergleichbar zu machen: Zu diesem Zweck wird dessen Zeitreihe in Form eines speziellen Kraftwerks wie oben beschrieben in die Datenbasis aufgenommen und mit einem negativen Prozentsatz versehen. Dieser Prozentsatz errechnet sich wie folgt:

$$x = \frac{b}{100 - b} * 100 [\%] \quad \text{Gl. 3-16}$$

x dem „speziellen Kraftwerk“ zuzuordnender Prozentsatz [%]

b relativer Anteil des zu löschenden Kraftwerks an der historischen Gesamterzeugung [%]

Auch für den übrigen Aufbringungsmix müssen die zuzuweisenden Prozentsätze analog zu Gl. 3-16 neu berechnet werden. Beispielsweise soll sich eine historische Aufbringung aus 25 % Windkraft, 70 % Kleinwasserkraft und 5 % Photovoltaik zusammensetzen. Es interessiert nun, wie hoch die Kosten für Ausgleichsenergie bezogen auf 1 MWh gewesen wären, hätte die Windkraftanlage „1“ nicht in die Bilanzgruppe eingespeist, dafür alle übrigen Kraftwerke proportional höher. Die Windkraftanlage „1“ speiste im betrachteten Monat 5 % der gesamten Energiemenge ein, also 20 % des Windanteils. Die Leistungszeitreihe der WKA „1“ wird nun als *spezielles Kraftwerk* eingefügt. Diesem Kraftwerk wird gemäß der obigen Gleichung ein Anteil von rund -5,26 % zugewiesen, dem WKA-Aggregat 26,32 %, der Erzeugung durch Wasserkraft 73,68 % und den Photovoltaikanlagen 5,26 %. In Summe sind dies wiederum 100 %. Nach wie vor sind im WKA-Aggregat 20 % der Erzeugung durch die WKA „1“ verursacht, also 5,26 % der Gesamterzeugung: Genau dieser Anteil wird durch das spezielle Kraftwerk gelöscht.

Berechnung der Ausgleichsenergiemengen und –kosten

Gemäß Gl. 3-6 werden die Ausgleichsenergiemengen pro Viertelstunde berechnet und betragsmäßig über das Monat summiert. Für den Fall, dass der Anteil der Aufbringung am Verbrauch 100 % beträgt, muss – bei einer monatlichen Betrachtung – die Menge der von der Regelzone bezogenen Energie notwendigerweise der an die Regelzone gelieferten entsprechen und die Über- bzw. Unterdeckung gleich Null sein. Die Ausgleichsenergiemengen

werden gemäß Gl. 3-7 mit den Clearingpreisen multipliziert und die Produkte summiert, um die monatlichen Kosten oder Erlöse bezogen auf die Energiemenge einer MWh für das gewählte Szenario zu erhalten.

Auswertung der Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird eine Kalkulationstabelle entworfen, welche es erlaubt, die Daten wie oben dargestellt aufzubereiten und die Berechnungen durchzuführen. In einem Eingabeblatt können die Parameter, durch welche der Erzeugungsmix bestimmt wird, variiert und ein gewünschtes Szenario ausgewählt werden. Die ausgegebenen Rechenergebnisse umfassen die Kosten bzw. Erlöse aus dem Ausgleichsenergiemarkt und den relativen Anteil der Summe gelieferter und bezogener Ausgleichsenergie am Verbrauch für das dargestellte Szenario.

Somit können mit sehr geringem zeitlichen Aufwand verschiedene Kombinationen von Erzeugungstechnologien hinsichtlich der resultierenden Mengen an Ausgleichsenergie und deren Kosten bzw. Erlöse unter verschiedenen Absatzmöglichkeiten untereinander verglichen werden. Bei der Betrachtung von Unter- bzw. Überdeckungen liegt das Interesse in der Gegenüberstellung der Opportunitätskosten. Damit ist gemeint, einerseits die Einsparungen aufgrund eines Minderbezuges oder einer Mindererzeugung oder andererseits die zusätzlichen Kosten aufgrund einer Mehrproduktion oder eines überschüssigen Bezugs mit den Kosten und Erlösen aus dem Ausgleichsenergiemarkt zu vergleichen. Wird dabei die vom Verbrauch abweichende Aufbringung mit der technisch kleinstmöglichen Einheit der Produktion oder des Einkaufs bemessen und den Grenzgestehungskosten gegenübergestellt, errechnen sich die Grenzkosten bzw. Grenzerlöse der Abweichung auf Monatsbasis.

Bilanzgruppenverantwortliche verfügen mit der vorliegenden Kalkulationstabelle über ein Werkzeug, welches sie in der Entscheidungsfindung über die Aufnahme neuer Kraftwerke in ihr Erzeugungsportfolio, die Beendigung der Stromlieferung von Kraftwerken in die Bilanzgruppe, die Belieferung potentieller neuer Kunden mit einer besonderen Verbrauchscharakteristik oder der Beurteilung bestehender Kunden unterstützt. Im Gegensatz zur Methode des Vergleichs von Ausgleichsenergiekoeffizienten ermöglicht die entworfene Kalkulationstabelle über eine singuläre, isolierte Betrachtung hinaus die Analyse verschiedener Aufbringungstechnologien und Verbraucher in ihrem Zusammenwirken.

Ein Screenshot des Eingabe- und Ergebnisblattes der Kalkulationstabelle ist in Anhang 5 wiedergegeben.

Im Rahmen dieser Arbeit werden 2 Szenarien des Absatzes ausgewertet:

- Der Stromverkauf an Haushalts- und Gewerbekunden entsprechend der vorliegenden historischen Verbrauchszeitreihen,
- der Verkauf eines Bandes konstanter Leistung

Es werden jeweils drei unterschiedliche Zusammensetzungen der Aufbringung berücksichtigt:

- Erstens ein Mix aus 20 % Windenergie, 60 % Kleinwasserkraft und 20 % Photovoltaik,
- zweitens 50 % Wind- und 50 % Kleinwasserkraft und
- drittens 50 % Wind und 50 % Photovoltaik.

Insgesamt stehen die historischen Datenreihen der Erzeugung, des Verbrauchs, der Prognosen und der Preise für 13 Monate zur Verfügung. Die Berechnung monatlicher Ausgleichsenergie-mengen und -kosten wurde somit 78 Mal durchgeführt.

Graphische Ergebnisaufbereitung der Modellrechnungen

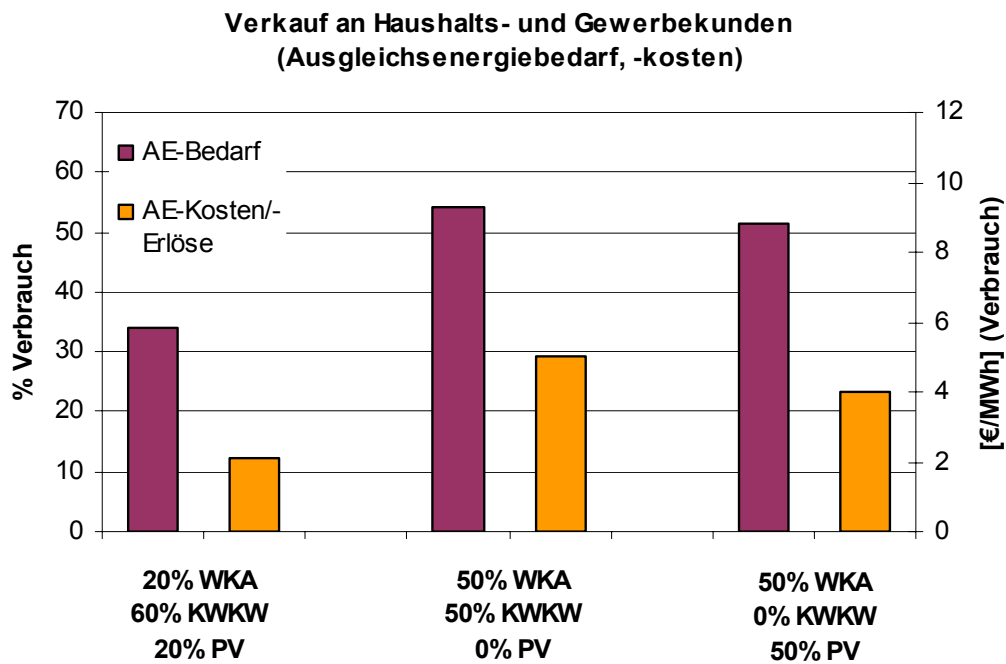


Abbildung 3.11: Ausgleichsenergiebedarf und Ausgleichsenergiekosten für drei verschiedene Zusammensetzungen des Erzeugungspotfolios unter Zugrundelegung des historischen Verbrauchs (Datenbasis: 20 Monate; WKA: Windkraftanlage, KWKW: Kleinwasserkraftwerk, PV: Photovoltaik) Quelle: EEG, oekostrom AG.

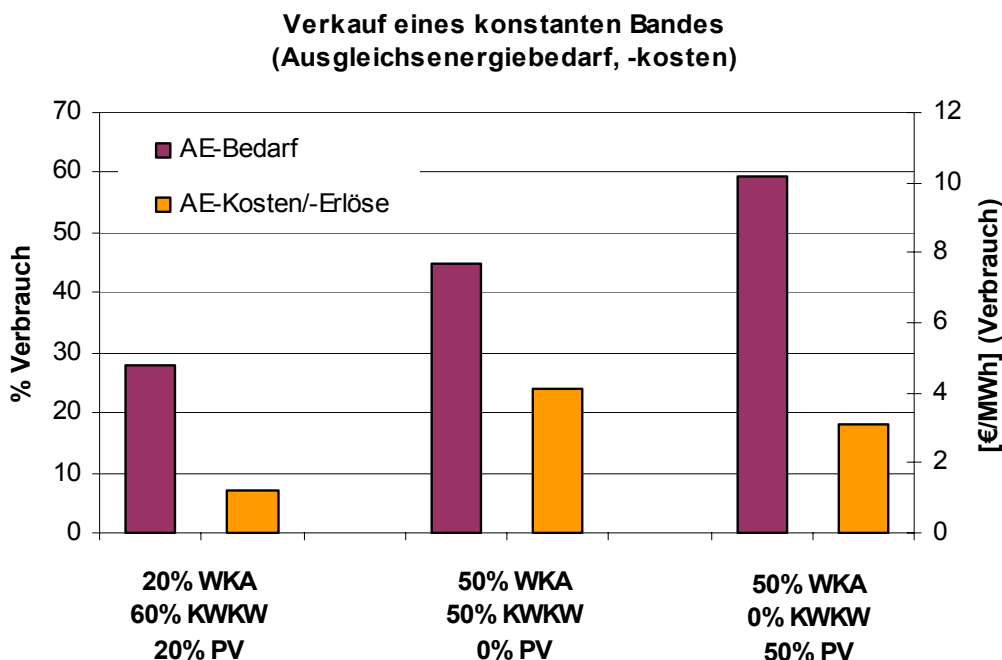


Abbildung 3.12: Ausgleichsenergiebedarf und Ausgleichsenergiekosten für drei verschiedene Zusammensetzungen des Erzeugungspotfolios unter Zugrundelegung des Verkaufs eines konstanten Profils (Datenbasis: 20 Monate; WKA: Windkraftanlage, KWKW: Kleinwasserkraftwerk, PV: Photovoltaik) Quelle: EEG, oekostrom AG.

Tabelle 3.5: Numerische Ergebnisse der Modellrechnungen für zwei Absatzszenarien unter Variation des Aufbringungsportfolios. Quelle: EEG, oekostrom AG.

Last	Ausgleichsenergie		Band	Ausgleichsenergie	
	% Verbrauch	[€/MWh]		% Verbrauch	[€/MWh]
20% WKA; 60% KWKW; 20% PV	35	2,20	20% WKA; 60% KWKW; 20% PV	28	1,23
50% WKA; 50% KWKW; 0% PV	54	5,10	50% WKA; 50% KWKW; 0% PV	45	4,15
50% WKA; 0% KWKW; 50% PV	49	3,93	50% WKA; 0% KWKW; 50% PV	59	3,12

Qualitative Diskussion der Ergebnisse der Modellrechnungen

- Die Mengen bezogener Ausgleichsenergie und gleichzeitig die Kosten für diese steigen mit dem Anteil der Stromproduktion aus Windenergie.
- Der erste Aufbringungsmix (20 % WKA, 60 % KWKW und 20 % PV) verursacht unter allen Szenarien des Absatzes die geringsten Kosten.
- Hohe Anteile an KWKW gehen mit geringen Mengen an Ausgleichsenergie einher.

- In Verbindung mit der Produktion aus WKA verursacht Photovoltaik höhere Mengen, jedoch geringere Kosten als KWKW.
- Als das aus Sicht des Betreibers eines VK vorteilhafteste Szenario erweist sich der Verkauf einer Energielieferung konstanter Leistung: In allen betrachteten Zusammensetzungen der Aufbringung fallen im Vergleich zur Versorgung von Haushalt- und Gewerbetkunden die geringsten Kosten für Ausgleichsenergie an.

3.4.5 Die Bedeutung von verbraucherseitigen Maßnahmen für die Integration von fluktuierender Erzeugung

Im bestehenden österreichischen Energieversorgungssystem wird ein möglichst genauer Ausgleich zwischen Aufbringung und Verbrauch innerhalb der Bilanzgruppen vor allem dadurch zu erreichen versucht, dass die Erzeugung auf den erwarteten Verbrauch abgestimmt oder eine prognostizierte Minder- oder Überproduktion mittels Handelsgeschäften an den Markt weitergegeben wird. Diese Abstimmung erfolgt zumeist für einen Tag oder vor Wochenenden und Feiertagen für mehrere Tage im Vorhinein und ist mit entsprechenden Ungenauigkeiten behaftet¹⁵. Das verbleibende Ungleichgewicht wird durch Regelenergie oder den Abruf von Minutenreserve, also über den Ausgleichsenergiemarkt, aufgehoben.

Da dieser Ausgleich mit hohen Kosten verbunden ist, werden Erzeugungstechnologien mit einer fluktuierenden Leistungsabgabe, in erster Linie Windenergieanlagen, abgewertet. Die installierte Leistung von WKA steht nur teilweise – in Abhängigkeit von der Jahreszeit, vom Ausbaugrad und vom Standort und der Verteilung der Anlagen – als tatsächlich gesicherte Leistung zur Verfügung (Obersteiner (2004)). Während eine Überproduktion durch Windkraftanlagen bei gegebenen Transportkapazitäten für Strom nach hydraulischer Speicherung etwa zur Deckung von Spitzenlast genutzt werden kann, wird einer Unterproduktion konventionell ausschließlich erzeugungsseitig begegnet. In beiden Fällen werden die entsprechenden Energiemengen als Ausgleichsenergie verrechnet. Eine anspruchsvollere Herangehensweise jedoch zielt auf einen kurzfristigen Ausgleich schon innerhalb der eigenen Bilanzgruppe bzw. innerhalb des VK ab und zieht in einem verstärkten Ausmaß die Lastseite mit ein: Durch eine Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch und eine Einflussnahme auf den Anfall und die zeitliche Verteilung der Last kann das Ungleichgewicht in der Bilanzgruppe minimiert werden, sodass in Folge geringere Mengen Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden müssen. Diese Optimierung setzt die Implementierung eines Daten- und Informationsmanagementsystems voraus, welches einem Bilanzgruppenverantwortlichen bzw. einem Betreiber eines VK die Entscheidungsgrundlage für die kurzfristige Disposition über Erzeugungsanlagen und Lasten bietet. Gleichzeitig muss mittels eines Energiemanagementsystems die Möglichkeit der zentralen Steuerung von räumlich verteilten Kraftwerken und Verbrauchern gegeben sein. Beispielsweise wird die Abschaltung von Biogasanlagen,

¹⁵ Die Möglichkeit des Intraday-Handels mit einer Vorlaufzeit von einer Stunde und 45 Minuten für die Handelsgeschäfte ist mit hohen Kosten verbunden und wird deshalb von nur wenigen Bilanzgruppen in Anspruch genommen.

welche das Gas von einem Speicher beziehen, in Zeiten erhöhter Windeinspeisung sinnvoll erscheinen. Weitere Voraussetzungen stellen die Identifizierung und Einbeziehung von verlagerbaren Lasten dar: Die größten Potentiale hinsichtlich einer zeitlichen Verschiebung des Strombezugs liegen im Betrieb von thermischen Speichern, also in der Bereitstellung von Prozesswärme und -kälte und in Anwendungen des Kühlens und Heizens. Aber auch Energiedienstleistungen wie Waschen, Trocknen und Spülen zeichnen sich grundsätzlich durch eine zeitliche Verschiebbarkeit aus. Auch die Unterbrechung von Anwendungen, zum Beispiel der Klimatisierung von Wohnungen, erscheint denkbar, sofern diese mit einer vertraglich fixierten Entschädigungsleistung, etwa einer Gutschrift, verknüpft ist. Während energieintensive Branchen der Industrie schon vielfach Lastmanagementsysteme integriert haben, bestehen für Gewerbebetriebe und Haushalte dahingehend zu geringe bzw. keine Anreize und Möglichkeiten, da deren Verbrauch hinsichtlich des zeitlichen Anfalls nicht erfasst und verrechnet wird. Wesentliche Erfolgsfaktoren in der Einführung von verbraucherseitigen Maßnahmen stellen die Schaffung von Anreizen zur Teilnahme an entsprechenden Programmen und die Beibehaltung oder Steigerung des bestehenden Dienstleistungsniweaus dar.

In der Praxis benötigt der Betreiber eines VK für den kurzfristigen Eingriff in seine Energiebilanz in einem ersten Schritt aktuelle Informationen über die Einspeisung und den Verbrauch der Kunden, deren Verbrauch mittels Lastprofilzähler gemessen wird¹⁶. Weiters muss eine Steuerungsmöglichkeit des Kraftwerkseinsatzes und der Lasten dieser Kunden hinsichtlich zeitlicher Verschiebung oder Unterbrechung bestehen. Auf diese Weise kann die eingangs dieses Kapitels beschriebene Abwertung der emissionsfreien Technologie zur Stromerzeugung aus fluktuierender Windenergie vermieden werden. Parallel dazu kommt es aus Unternehmenssicht zu einer Verringerung der Risiken und Kosten aus dem Ausgleichsenergiemarkt.

Der Einsatz von Energiemanagementsystemen, welche Maßnahmen im Bereich des *Demand Side Management* berücksichtigen, also den Verbrauch nicht als exogen vorgegeben sondern als beeinflussbar mit einbeziehen, kann somit zu einer wertvolleren Integration von erneuerbaren Energieträgern und zu einem nachhaltigen Energiesystem beitragen.

3.4.6 Theorie und Praxis der Stromkennzeichnung

Mit der Liberalisierung des Strommarktes kam ein Impuls, hauptsächlich von Verbraucher- und Konsumentenschutzvereinen, für die Kennzeichnung von Strom. Diese empfahlen die nun angebotenen Produkte nicht nur nach dem Preis zu bewerten, sondern auch nach Verwendung von Primärenergieträgern und weiteren umweltrelevanten Aspekten.

¹⁶ Der zeitliche Anfall des Verbrauchs von Kunden, welchen ein standardisiertes Lastprofil zugeordnet wird, spielt für die Berechnung des Ungleichgewichts keine Rolle (vgl. Kapitel 3.3.3).

Bei der Kennzeichnung von Strom handelt es sich also vorrangig um ein Instrument zur Verbraucheraufklärung, durch das für Verbraucher die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Informationen zu Stromangaben und ihren Umweltbelastungen verbessert wird.

Die EU-Richtlinie 2003/54/EG schreibt vor, dass Energielieferanten den Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix und Informationen über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall auf oder als Anhang zur Stromrechnung angeben müssen. Obwohl alle österreichischen Energielieferanten diese Richtlinie mit 1. Juli 2004 umsetzen hätten müssen, ist bisher die *oekostrom AG* der einzige Lieferant welcher seinen Kunden eine transparente Stromkennzeichnung bietet (siehe Abbildung x).

Zitat: Artikel 30, Abs. 1:

„Die Mitgliedstaaten setzen die Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft, die erforderlich sind, um dieser Richtlinie spätestens am 1. Juli 2004 nachzukommen. Sie setzen die Kommission unverzüglich davon in Kenntnis.“

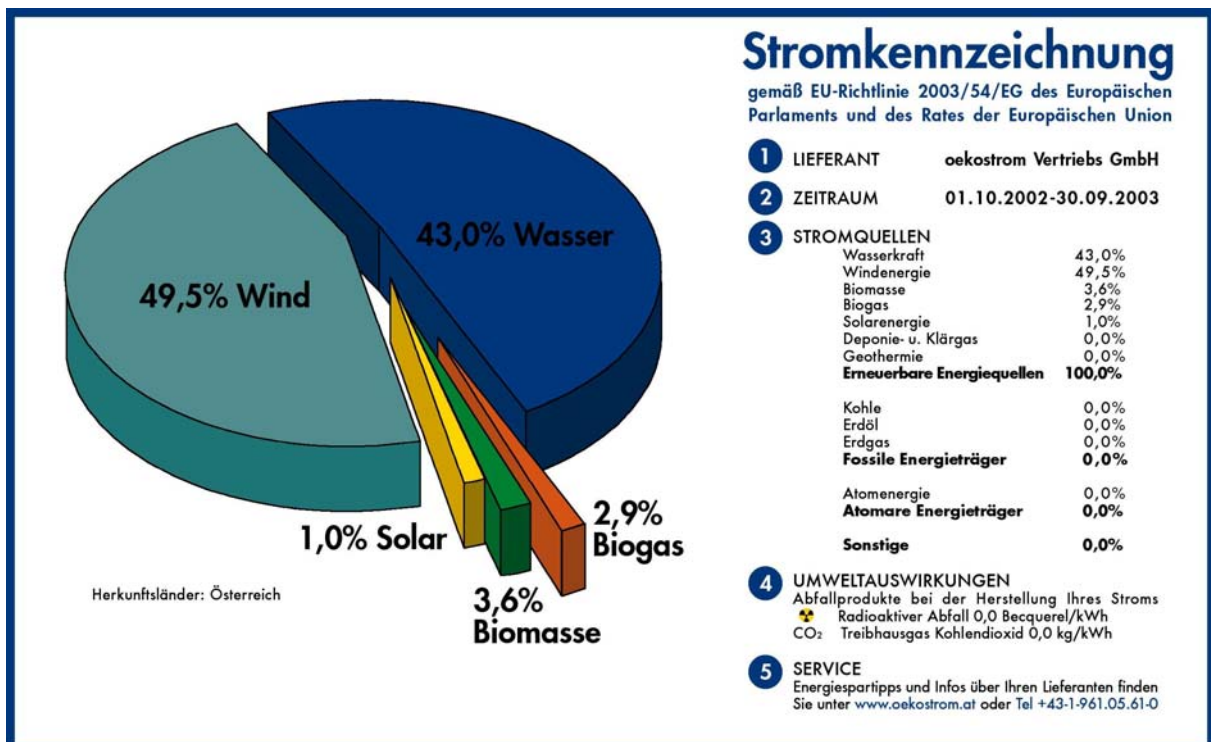


Abbildung 3.13: Stromkennzeichnung der oekostrom AG. Quelle: oekostrom AG.

Herkunftsnachweis

Die Möglichkeiten zur Nachvollziehbarkeit der Stromkennzeichnung werden international als so genannte „Backside“ bzw. „Tracking“ einer Stromkennzeichnung bezeichnet. Als Tracking wird eine nachvollziehbare Zuordnung von „erzeugten“ Strommengen zu „verkauften“ Strommengen bezeichnet. Diese Zuordnung erfolgt nicht aufgrund von physikalischen Grundlagen, sondern auf Basis von Lieferverträgen oder Herkunftsnachweisen.

Ein besonderes Augenmerk wird europaweit auf den Herkunftsnachweis von erneuerbarer Energie gelegt. Unterschiedliche Fördermechanismen für erneuerbare Energieerzeugung bedürfen einer genauen Kontrolle der Herkunft dieser um Missbrauch wie Doppelverkauf bzw. Doppelförderung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern auszuschließen.

Die EU-Richtlinie 2001/77/EG hält es aus Gründen der nachhaltigen Entwicklung, des Umweltschutzes, der regionalen Beschäftigungsmöglichkeit und daraus resultierendem sozialen Zusammenhalt, der Versorgungssicherheit und der angestrebten Kyotozielen erforderlich, erneuerbare Energie prioritär zu fördern.

Das Weißbuch über erneuerbare Energieträger erachtet zusätzlich die Diversifizierung der Energieversorgung als hohe Priorität.

Seit dem 27. Oktober 2003 hat jeder Stromproduzent das Recht einen Herkunftsnachweis für seinen produzierten Strom zu erhalten um beim Verkauf der erzeugten Energie an einen Stromhändler einen Nachweis über den eingesetzten Primärenergieträger (Sonne, Wind, Biomasse,...) erbringen zu können. Der ökologische Mehrwert wird zur erzeugten Energiemenge dokumentiert und sollte dem Produzenten einen gesicherten finanziellen Mehrertrag für den Beitrag zur nachhaltig Energieversorgung sichern.

Dieser Herkunftsnachweis muss gratis zur verkauften Energie mitgegeben werden und dient dem Stromhändler als Grundlage für seine Stromkennzeichnung.

Die Richtlinie 2001/77/EG schreibt im Artikel 5(4) vor, dass der ausgestellte Herkunftsnachweis ausschließlich als Nachweis der Herkunft Verwendung finden sollte!

Gütesiegel für Strom aus erneuerbaren Energien – Ökostromlabel

Ökostromlabel sind freiwillige Marktanreizinstrumente, die Umweltzielsetzungen in Form von überprüfbaren Kriterien übermitteln und durch die Auszeichnung kriterien erfüllender Anbieter umweltpolitische Signale setzen.

Im Gegensatz zu gesetzlich verordneten Instrumenten arbeiten freiwillige grüne Tarife mit Anreizen, die auf einer erhöhten Zahlungsbereitschaft von Kunden für Ökostrom basieren.

Ziele von Ökostromlabel sind

- Impulse für den Neubau regenerativer Kraftwerke und langfristig für die Schaffung einer nachhaltig ökologischen Stromerzeugung geben,
- durch Orientierungshilfen den Aufwand für Anbieter und Konsument durch die Verbreitung gezielter und unabhängiger Information zu reduzieren,
- den gesellschaftlichen Nutzen durch den Einsatz definierter, zertifizierter und lokal verfügbarer Energieträger zu maximieren und
- mit Kontrollen das Erreichen nationaler und internationaler energiepolitischer Zielsetzungen, die in Kyoto und im Weißbuch der europäischen Kommission festgelegt wurden, unterstützen.

Sehr hohe Anforderungen stellt das österreichische Umweltzeichen 46 „Grüner Strom“ des Lebensministerium und trennt somit ökologisch ambitionierte von anderen Energieversorgern. Die oekostrom AG ist eine von zwei ausgezeichneten Versorgern in Österreich.

Handelbare Zertifikate

Das Prinzip der handelbaren Zertifikate begründet sich auf der Separation der Energielieferung von der Herkunft. Es wird eine 2. Handelsebene eingeführt, die es ermöglichen sollte alleinig den ökologischen Mehrwert der Energie zu vermarkten.

Ein Energieproduzent bezieht von einer unabhängigen Zertifizierungsstelle ein Zertifikat welches, gleich einem Herkunftsnachweis, den eingesetzten Primärenergieträger bestätigt.

Der Verkauf der produzierten Energie erfolgt nun auf 2 Wegen:

Die produzierte Energie wird ohne Herstellungsattribut zu Großhandelspreisen verkauft. Den ökologischen Mehrwert der produzierten Energie muss/kann der Produzent separat verkaufen um einen Mehrerlös, der meist zum Betrieb der Anlage notwendig ist, zu erhalten.

Da auch handelbare Zertifikate zum Nachweis der Stromkennzeichnung von Stromlieferanten herangezogen werden können, erwarten sich Befürworter dieses Mechanismus eine Regulation des Preises für ein Zertifikat nach dem Angebot/Nachfrage-Prinzip. Die zweite Handelsebene impliziert eine notwendige Handelsplattform ähnlich der Börse.

Missbrauchsmöglichkeiten

Die beschriebenen Mechanismen schaffen eine Vielzahl von Missbrauchsmöglichkeiten, deren Kontrolle nur schwer möglich sind solange nicht alle Marktteilnehmer anzuwendende Richtlinien umgesetzt haben bzw. diese Richtlinien nicht noch einige wesentliche Veränderungen erfahren.

Doppelverkauf

Eine Vermeidung von Doppelverkauf von Energie kann nur vermieden werden, wenn international ein einheitlicher Kontrollmechanismus bei der Erstellung der Stromkennzeichnung zum tragen kommt. Solange, wie nach österreichischem Recht möglich, Herkunftsnachweise, Lieferverträge aber auch Handelbare Zertifikate als Grundlage für die Stromkennzeichnung zugelassen sind (EIWOG §45a Absatz 6 und 7), kann Missbrauch nicht ausgeschlossen werden, da diese Systeme nicht gekoppelt sind.

Auch der Passus „Geförderter Strom aus erneuerbarer Energie darf nicht mehrfach verkauft werden“, ähnlich dem deutschen EEG, fehlt im österreichischen EIWOG.

Verwaschene Stromkennzeichnung

Laut EIWOG §45a (4) dürfen außer dem Händlermix (Prozentuelle Angabe eingesetzter Primärenergieträger für die vom Stromhändler an Endverbraucher verkaufte elektrische

Energie) keine Vermerke und Hinweise vorhanden sein, die zur Verwechslung der Kennzeichnung führen.

Trotz dieser Vorgabe kann bei entsprechenden Produkten lt. den Erläuterungen der E-Control zur Stromkennzeichnungsrichtlinie (vgl. E-Control (2004g)) zusätzlich der Produktmix auf der Stromrechnung ausgewiesen werden:

„Sofern Produkte mit bestimmten Primärenergieträgerzusammensetzungen von einem Lieferanten angeboten werden, ist es wichtig zu beweisen, dass bei diesen Produkten die angebotene Primärenergieträgerzusammensetzung vom Lieferanten auch tatsächlich beschafft wurde. Als sinnvollste Möglichkeit dafür bietet sich abermals die Stromrechnung (Jahresendabrechnung) an den Endverbraucher an. Deshalb ist es möglich, neben der gesetzlich vorgeschriebenen Stromkennzeichnung, zusätzlich auch Produktinformationen auf der Stromrechnung anzuführen.“

Die zusätzliche Angabe des Produktmixes birgt jedoch die Gefahr der Konsumententäuschung und ist daher nicht zu befürworten.

Verschiedene Labelingsysteme im Vergleich

Im Gegensatz zum Tracking¹⁷, das sich auf den Informationstransfer zwischen Marktteilnehmern bezieht, handelt es sich beim Labeling um den Informationstransfer zwischen Lieferanten und Endverbraucher.

Es gibt mehrere Möglichkeiten das Labeling durchzuführen:

Händlermix versus Lieferantenmix¹⁸

- Beim Händlermix wird der gesamte Energieumsatz des Händlers (Verkauf an Endkunden und Handelsbeziehungen mit Marktteilnehmern) für das Labeling herangezogen
- Der Lieferantenmix weist ausschließlich die an den Endkunden gelieferte Energie aus

Gesamtmix versus Produktmix

- Ein Labeling aufgrund des Gesamtmix weist die gesamte Energie eines Lieferanten/Händlers aus
- Ein Produktmix-Labeling stellt eine Kennzeichnung einzelner Stromprodukte dar

Die folgenden Ausführungen sollen grundlegende Unterschiede und Missbrauchsmöglichkeiten dieser verschiedenen Labelingsysteme aufzeigen.

¹⁷ Als Tracking wird eine nachvollziehbare Zuordnung von „erzeugten“ Strommengen zu „verkauften“ Strommengen bezeichnet. Diese Zuordnung erfolgt nicht aufgrund von physikalischen Grundlagen, sondern auf Basis von Lieferverträgen oder handelbaren Zertifikaten.

¹⁸ Der Terminus Händlermix bezeichnet im EIWOG die prozentuelle Angabe eingesetzter Primärenergieträger für die vom Stromhändler an Endverbraucher verkaufte elektrische Energie. Im vorliegenden Bericht wird ein derartiges Labelingsystem jedoch als Lieferantenmix bezeichnet. Eine Änderung der Bezeichnung im EIWOG wurde zwar diskutiert aber bislang nicht durchgeführt.

Exemplarisch werden in den folgenden 2 Darstellungen ein Lieferant A und ein Lieferant B dargestellt.

a) Labelingsystem: Händlermix

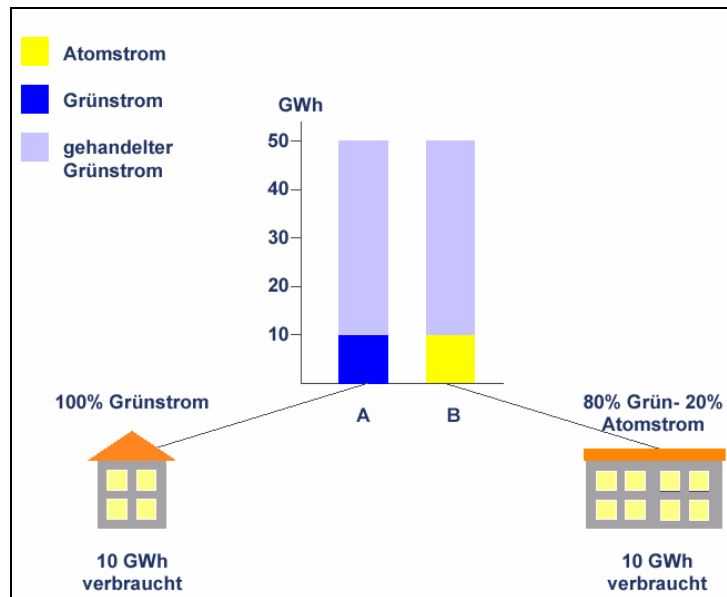


Abbildung 3.14: Händlermix. Quelle: E-Control.

Lieferant A bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Grünstrom.

Lieferant B bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Atomstrom.

Lieferant A handelt am freien Markt 50 GWh (10 GWh Grünstrom aus eigener Produktion und 40 GWh Grünstrom aus Handelsbeziehungen)

-> **Lieferant A handelt 100% Grünstrom.**

Lieferant B handelt am freien Markt 50 GWh (10 GWh Atomstrom aus eigener Produktion und 40 GWh Grünstrom aus Handelsbeziehungen)

-> **Lieferant B handelt 80% Grünstrom und 20% Atomstrom.**

An Endverbraucher geliefertes Volumen: 10 GWh +10 GWh = 20 GWh

Gezähltes Volumen:

10 GWh eigener Grünstrom + 80 GWh gehandelter Grünstrom +10 GWh Atomstrom =100 GWh

Wird gehandelter sowie an den Endkunden verkaufter Strom in das Labeling miteinbezogen, kommt es zu einer doppelten Zählung von Energie. (gehandelte Energie verkauft ein anderer Lieferant an einen anderen Endkunden und nimmt dieses Volumen ebenfalls in sein Labeling)

Es entsteht eine Verzerrung für den Konsumenten, somit ist diese Weise des Labeling als ungeeignet und irreführend zu bewerten.

Der Lieferant hat die Möglichkeit sein Produkt zu „färben“. Handelt ein Lieferant sehr große Mengen an Grünstrom ist sein Labeling dementsprechend „grün“. Andererseits wird das Labeling durch große Mengen an gehandeltem Atomstrom „grau“.

Die Umweltorganisationen Greenpeace und Global2000 verwenden diese Berechnungsart bei ihrem Vergleich der großen österreichischen Stromlieferanten.

Tabelle 3.6: Greenpeaceberechnung des Strommix verschiedener österreichischer Stromhändler nach dem Händlermixprinzip. Quelle: Greenpeace.

Stromfirma	Strommix 2002				Strommix 2001			
	Wasser	Fossil	Atom	Ökostrom	Wasser	Fossil	Atom	Ökostrom
BEWAG	93%	2%	1%	4%	95%	0%	0%	5%
Wienenergie	21%	62%	17%		18%	67%	15%	
EVN	23%	60%	17%	1%	28%	50%	22%	
Energie AG	48%	39%	12%		49%	38%	12%	
Salzburg AG	51%	31%	18%		72%	19%	10%	
STEWEAG-STEAG	36%	42%	22%		45%	41%	14%	
KELAG	53%	30%	17%		69%	21%	10%	
TIWAG	31%	42%	27%		47%	32%	21%	
VKW	60%	24%	16%		66%	20%	13%	
Alpen-Adria Energy AG	95%			5%	80%			20%
Ökostrom AG	40%			60%	40%			60%

b) Labelingsystem: Lieferantenmix (Österreich)

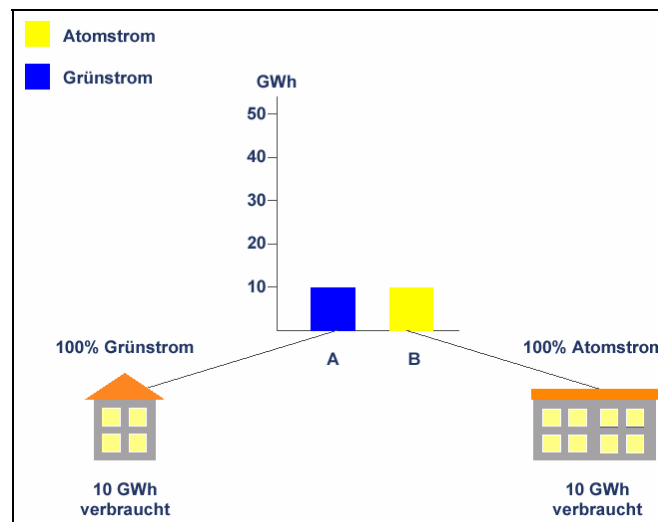


Abbildung 3.15: Lieferantenmix. Quelle: E-Control.

Lieferant A bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Grünstrom und Lieferant B bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Atomstrom.

Das gehandelte Energievolumen spielt bei der Berechnung des Labelings keine Rolle.

An Endverbraucher geliefertes Volumen: 20 GWh

Gezähltes Volumen: 10 GWh Grünstrom, 10 GWh Atomstrom

Das an Endkunden gelieferte und das für das Labeling gezählte Energievolumen stimmen überein. Es erfolgt keine Doppelzählung!!

c) Labelingsystem: Produktmix (gehandeltes Volumen)

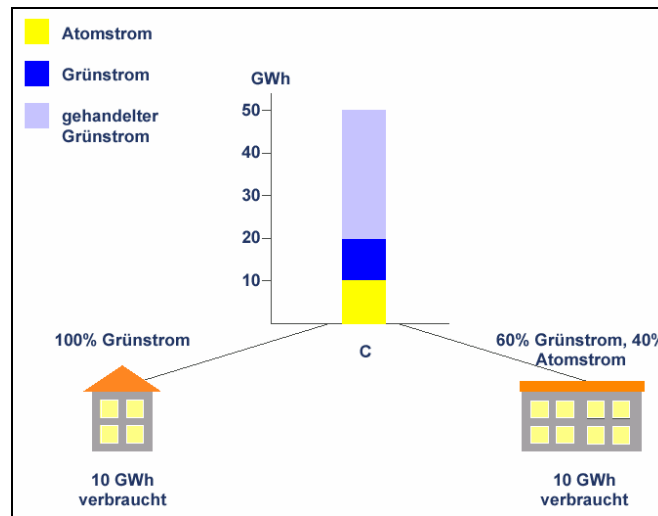


Abbildung 3.16: Produktmix (gehandeltes Volumen). Quelle: E-Control.

Lieferant C bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Grünstrom und 10 GWh Atomstrom.

Lieferant C bezieht vom freien Markt 30 GWh Grünstrom

Lieferant C handelt am freien Markt 50 GWh (80% Grünstrom, 20% Atomstrom)

Lieferant C liefert an 2 Endkunden 2 unterschiedliche Produkte

Verkauft werden 20 GWh, gezählt werden aber 40 GWh Grünstrom und 10 GWh Atomstrom.

Eine Doppelzählung von Energie erfolgt.

Genau wie bei der ersten Methode „Händlermix“ hat der Lieferant die Möglichkeit sein Produkt zu „färben“!

d) Labelingsystem: Produktmix (geliefertes Volumen)

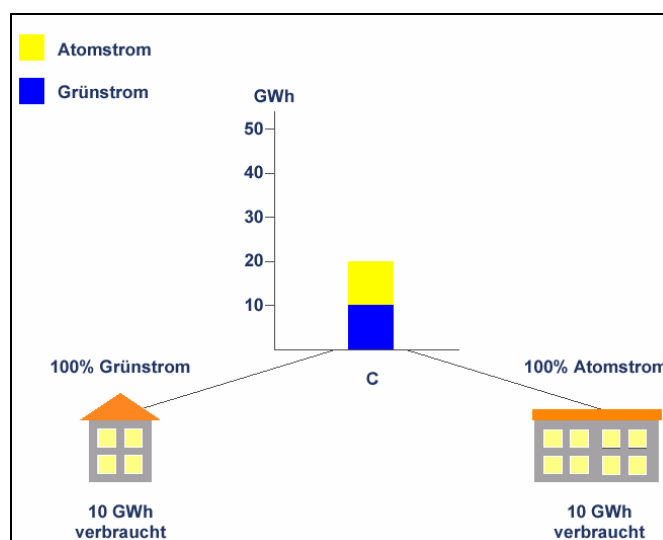


Abbildung 3.17: Produktmix (geliefertes Volumen). Quelle: E-Control.

Lieferant C bezieht von eigener Tochtergesellschaft 10 GWh Grünstrom und 10 GWh Atomstrom.

Das gehandelte Energievolumen spielt bei der Berechnung des Labelings keine Rolle.

Lieferant C liefert an 2 Endkunden 2 unterschiedliche Produkte.

An Endkunden verkauft werden 20 GWh, gezählt werden 10 GWh Grünstrom und 10 GWh Atomstrom.

Das an Endkunden gelieferte und das für das Labeling gezählte Energievolumen stimmen überein. Es erfolgt keine Doppelzählung. Die Strommixangabe auf den verschiedenen Kundenrechnungen stimmt nicht überein.

3.5 Technisches Management – IT, Kommunikation (AP4)

3.5.1 Recherche aktueller Standards im Umfeld DER mit Schwerpunkt Kommunikation

Als Einstieg in die Thematik Standards ist die signifikante Aussage des etz-Report 34, „Kapitel 15 – Anwendungen und Erweiterungen von IEC 61850 in der dezentralen Energieversorgung und in anderen Bereichen“ (Schwarz (2004a)) nachfolgend angeführt:

„Mit dem durchgängigen Einsatz dieser Normen (Normenreihe IEC 61850 und IEC 61400-25) in weiteren Anwendungsbereichen werden die kommunikations- und informationstechnischen Voraussetzungen für so genannten „Virtuelle Kraftwerke“ geschaffen.“

Untenstehend werden die erwähnten Normenreihen sowie weitere Normierungsbemühungen der Kommunikation im Bereich verteilter Energie Ressourcen (DER) angeführt. Aktuell herrscht sehr viel Bewegung in diesem Bereich, was den dringend notwendigen Handlungsbedarf aus Industrie- und Betreibersicht widerspiegelt.

IEC 61850 Communication networks and systems in substations

Diese Norm hat bereits große Bedeutung außerhalb der Schutz- und Stationsleittechnik erhalten. In mehreren internationalen Projekten wird intensiv an Normen gearbeitet, in denen beschrieben wird, wie die Normenreihe IEC 61850 in anderen Anwendungsbereichen wie beispielsweise für Windenergiesysteme, für Wasserkraftwerke sowie für weitere dezentrale Energieversorgungssysteme eingesetzt werden kann (Schwarz (2004a)).

IEC 61400-25 Communications for monitoring and control of wind power plants

In dieser Norm werden einheitliche Datenmodelle für Windenergieanlagen sowie Kommunikationsdienste definiert. Die Datenmodelle sind zu so genannten logischen Knoten zugeordnet (Schwarz (2004b)).

Aktuell sind die in Tabelle 3.7 angeführten logischen Knoten (LN) definiert. Diese beschreiben die einzelnen Komponenten der Windenergieanlage.

Tabelle 3.7: Logische Knoten für Windenergieanlagen

LN-Klassen	Beschreibung
WTUR	wind turbine general information
WROT	wind turbine rotor information
WTRM	wind turbine transmission information
WGEN	wind turbine generator information
WNAC	wind turbine nacelle information
WYAW	wind turbine yawing information
WTOW	wind turbine tower information
WCNV	wind turbine converter information
WGDC	wind turbine grid connection information
WALM	wind turbine alarm information
WSLG	Wind turbine state log information
WALG	Wind turbine analogue log information
WREP	Wind turbine report information
WMET	wind power plant meteorological information

Zu jeder der angeführten LN-Klassen gibt es ein Informationsmodell, welches Status-Informationen, Messwerte, Kommandos und Parameter beschreibt.

Zur Einbindung der Anlagen in eine übergeordnete Betriebsführung wie z.B. in Form eines VK sowie für die aus Wartungsgründen notwendige Anlagenkomponentenüberwachung wird an der Spezifikation der in Tabelle 3.8 angeführten logischen Knoten gearbeitet.

Tabelle 3.8: Zusätzliche LN-Klassen für Windenergieanlagen

LN-Klassen	Beschreibung
WAPC	wind power plant absolute power constraint control
WGRA	wind power plant gradient control
WDEL	wind power plant delta control
WREA	wind power plant reactive power control
WFRQ	wind power plant frequency control
WTCC	wind turbine component condition monitoring

IEC 61970 CIM Energy Management application program interface – common information model

Diese Norm beschreibt ein allgemeines Informationsmodell für den Zweck, die Anlagen sowie deren Topologie für die Energiemanagementfunktionen einer Leitstelle einheitlich abzubilden. Es können damit Applikationen unterschiedlicher Hersteller wie z.B. Prognosen, Optimierungen, Betriebsführungskomponenten kombiniert werden.

Übersicht internationaler Aktivitäten zum Thema DER Kommunikation

IEC TC 57 (www.iec.ch)

Das “TECHNICAL COMMITTEE N° 57: POWER SYSTEMS MANAGEMENT AND ASSOCIATED INFORMATION EXCHANGE” beschäftigt sich in den folgenden Arbeitsgruppen mit dem Thema DER Kommunikation

- WG 15: Data and communication security
- WG 16: Deregulated energy market communications
- WG 17: Communications Systems for Distributed Energy Resources (DER)
- WG 18: Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control

In Anhang 2 ist das aktuelle Arbeitsprogramm obiger Arbeitsgruppen aufgelistet.

IEC TC 88 (www.iec.ch)

Das “TECHNICAL COMMITTEE N° 88: WIND TURBINES” beschäftigt sich in folgendem Projektteam mit dem Thema DER Kommunikation

- PT 61400-25: Communication standard for control and monitoring of wind turbine plants

In Anhang 3 ist das Arbeitsprogramm des Projektteams 25 aufgelistet.

IEEE SCC21 (<http://grouper.ieee.org/groups/scc21/index.html>)

Die Aktivitäten des “*SCC21 Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage*” für die Standardserie “*IEEE 1547 Standard for*

Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems“ sind in Anhang 4 in Form einer graphischen Darstellung wiedergegeben.

Die Arbeitsgruppe P1547.3 beschäftigt sich mit dem Thema DER Kommunikation und hat im Juli 2004 den ersten Draft erstellt.

- IEEE P1547.3 Draft Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems

UCA-DER (E2I (2003))

In dem langfristig angelegten Projekt DER (Distributed Energy Resources) wird in den USA die Anwendung der Norm IEC 61850 (UCA 2.0) für die dezentrale Energieversorgung beschrieben. Diese Arbeiten laufen unter der Organisation E2I. In Anhang 4 ist die Positionierung von UCA-DER im UCA Gesamtkonzept dargestellt.

3.5.2 Technische Klärung der Anlagenkommunikationsschnittstelle aus Betreibersicht – Ist-Situation

Im Zuge eines technischen Klärungsgespräches mit Experten der oekostrom AG wurden hinsichtlich der kommunikativen Anbindung der dezentralen Erzeugungsanlagen folgende Erkenntnisse gewonnen:

Modemverbindung

Aus der Zentrale der oekostrom AG kann mittels Analog-Modem eine Punkt zu Punkt Wahlverbindung zu jeder Windenergie-Anlage individuell aufgebaut werden. Mit Hilfe einer herstellerspezifische Software können die Anlagendaten manuell abgefragt werden und zur Weiterverarbeitung und Auswertung in ein Standard-Format (z.B. ASCII, csv-Format) exportiert werden, sowie Start/Stop Kommandos an die Anlage übertragen werden.

Typischerweise steht nur ein Verbindungskanal zur Verfügung, welcher auch vom Hersteller zur Fernwartung und Störungsdiagnose verwendet wird. Als Folge daraus ist ein zyklischer Zugriff im 15min Raster zur Ermittlung des 15min Mittelwertes im Verrechnungsraster nicht gesichert möglich.

Messdatenauskopplung

Die Windenergieanlagen verfügen über ein herstellerspezifisches Automatisierungssystem. Die Datenauskopplung zum Fernzugriff erfolgt ausschließlich für die herstellerspezifische Abfragesoftware. Ein Einbau eines allgemeinen Datenbausteins zur Auskopplung relevanter Daten für den virtuellen Kraftwerksbetrieb wird aus rechtlichen Gründen (Garantie, Gewährleistung) vom Hersteller nicht unterstützt und somit aus Betreibersicht abgelehnt.

Kommandoübergabe

Die Kommandoübergabe Start/Stop erfolgt einerseits über die herstellerspezifische Anlagensteuerung lokal bzw. über die herstellerspezifische Software für den Fernzugriff.

Die Anlagensteuerungen verfügen über einen potentialfreien Eingang der die Einkopplung eines Start/Stop Kommandos ermöglicht.

Zählwerterfassung

Die abrechnungstechnische Erfassung der Energiezählwerte erfolgt nicht in der Windenergie-Anlage sondern am Netzeinspeisepunkt durch den Netzbetreiber.

Der Datenzugriff auf die fernauslesbaren Profizähler wird durch den Netzbetreiber durchgeführt. Ein alternativer Zugriff über Punkt zu Punkt Analog-Modem Verbindung mittels herstellerspezifischer Software zum Auslesen des Lastprofilzählers wird aktuell nur vom Netzbetreiber Bewag gestattet.

3.5.3 Technische Klärung der Anlagenkommunikationsschnittstelle aus Betreibersicht – Forderungen an die Anlagenschnittstelle im Virtuellen Kraftwerk

Um keine Probleme mit den Windenergie-Anlagenherstellern hinsichtlich Garantie und Gewährleistung zu bekommen ist eine von der bestehenden Automatisierungstechnik vollkommen unabhängigen Messwerterfassung sowie eine unabhängige Kommunikationsanbindung vorzusehen.

Die Messwerterfassung und Kommunikationsanbindung soll minimal gewährleisten, dass zyklisch im 15min Verrechnungsraster die Energie der abgeschlossenen Periode an die Leitstelle des VK übertragen wird. Damit kann der Betreiber den Ausgleichsenergiebedarf der abgeschlossenen Periode berechnen.

Die Messwerterfassung und Kommunikationsanbindung soll so ausgelegt sein, dass diese für sämtliche dezentralen Erzeugungsanlagen sowie auch für schaltbare Verbraucher ohne herstellerspezifischen Anlageneingriff außerhalb der durch Garantie und Gewährleistung definierten Anlagengrenzen erfolgen kann.

3.5.4 Spannungsfeld – Standardisierung versus herstellerspezifische Lösungen

Vergleicht man die Ist-Situation der Anlagenkommunikationsschnittstelle und die davon abgeleiteten Forderungen nach einer von der Anlage unabhängigen Messwerterfassung und Kommunikationsanbindung mit den Zielen der in Kapitel 3.5.1 in Ausarbeitung befindlichen Standards, so erklären sich die Standardisierungsbemühungen selbstredend.

3.5.5 Inhalte und Gliederung des technischen Lastenheftes

Nachfolgend sind die Kapitel des erstellten Lastenheftes in der Gliederungsstruktur dargestellt (Tabelle 3.9). Das technische Lastenheft stellt ein wesentliches Ergebnis des Projektes und ist als eigenständiges Dokument ausgeführt. Daher wurde es als solches in den Anhang eingebettet (Anhang 6: Technisches Lastenheft)

Tabelle 3.9: Gliederung Lastenheft

<p>1 Einleitung</p> <p>1.1 Zweck des Dokuments</p> <p>1.2 Gültigkeit des Dokuments</p> <p>1.3 Begriffsbestimmungen und Abkürzungen</p> <p>1.4 Zusammenhang mit anderen Dokumenten</p>
<p>2 Allgemeine Beschreibung eines virtuellen Kraftwerks</p> <p>2.1 Zweck des gewünschten Systems</p> <p>2.2 Abgrenzung und Einbettung des gewünschten Systems</p> <p>2.3 Überblick über die geforderte Funktionalität</p> <p>2.4 Allgemeine Einschränkungen</p> <p>2.5 Vorgaben zu Hardware und Software</p> <p>2.6 Benutzer des gewünschten Systems</p>
<p>3 Detaillierte Beschreibung der Anforderungen an ein virtuelles Kraftwerk</p> <p>3.1 Abläufe (Szenarien) von Interaktionen mit der Umgebung</p> <p>3.1.1 Planungsfunktion</p> <p>3.1.2 Betriebsführungsfunktion</p> <p>3.1.3 Adminstration</p> <p>3.2 Ziele des Benutzers</p> <p>3.3 Funktionale Anforderungen an die VK-Leitstelle</p> <p>3.3.1 Prognose</p> <p>3.3.1.1 Wetterprognose</p> <p>3.3.1.2 Verbrauchsprognose</p> <p>3.3.1.3 Erzeugungsprognonse</p> <p>3.3.2 Einsatzplanung</p> <p>3.3.3 Übergaberegellung</p> <p>3.3.3.1 Austauschüberwachung</p> <p>3.3.3.2 Online Optimierung</p> <p>3.3.4 Überwachung und Steuerung</p> <p>3.3.4.1 Erzeugungsmanagement</p> <p>3.3.4.2 Lastmanagement</p> <p>3.4 Funktionale Anforderungen an die VK-Anlagenschnittstelle</p> <p>3.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen</p> <p>3.4.2 Anlagendatenmodell</p>

- 3.4.2.1 Anlagenmessdatenerfassung
- 3.4.2.2 Anlagenstatuserfassung
- 3.4.2.3 Anlagenkommandoausgabe

3.5 Funktionale Anforderungen an das Kommunikationskonzept

- 3.5.1 Kommunikationstopologie
- 3.5.2 Kommunikationsprotokoll

3.6 Externe Schnittstellen des gewünschten Systems

- 3.6.1 Benutzerschnittstellen (User Interfaces)
- 3.6.2 Systemschnittstellen
 - 3.6.2.1 Bilanzgruppenmanagement des Betreibers
 - 3.6.2.2 Marktteilnehmern

3.7 Sonstige Anforderungen

- 3.7.1 Geschwindigkeitsanforderungen
- 3.7.2 Ressourcenanforderungen
- 3.7.3 Schutzanforderungen
- 3.7.4 Sicherheitsanforderungen
- 3.7.4 Stabilitätsanforderungen
- 3.7.4 Benutzbarkeitsanforderungen

Im Lastenheft wird nach einer Einleitung in Kapitel 2 – „Allgemeine Beschreibung eines Virtuellen Kraftwerks“ – eine Abgrenzung des beschriebenen Systems vorgenommen und dessen Hauptmerkmale in Hinblick auf die Funktionalität umrissen. In Kapitel 3 – „Detaillierte Beschreibung der Anforderungen an ein Virtuelles Kraftwerk“ – werden einzelne Funktionen des Systems sowie dessen Einbettung in das betriebliche Umfeld genauer dargestellt. Dabei wird auf die Formulierung der verwendeten Algorithmen zur Lastprognose bzw. zur Einsatzplanung eingegangen. Den Anforderungen an die Anlagenschnittstellen hinsichtlich des Datenaustauschs und der Kommandoausgabe wird besonderes Augenmerk geschenkt. Als Kommunikationstopologie zwischen der VK-Leitstelle und den angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern wird eine ADSL Internetverbindung definiert. Vor dem Hintergrund internationaler Standardisierungsbestrebungen im Bereich (dezentraler) Energieerzeugung werden Empfehlungen für die Unterstützung von ausgewählten Standards betreffend das Kommunikationsprotokoll abgegeben. Der Beschreibung der Benutzer- und Systemschnittstellen folgen ergänzende Angaben zu „Sonstigen Anforderungen“.

4 Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen, Verwertung der Ergebnisse und Ausblick

4.1 Schlussfolgerungen

Im Folgenden werden die Schlussfolgerungen mit Bezug auf die Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke (VK) – geordnet nach den im Rahmen des Projektes durchgeführten und im vorliegenden Endbericht dokumentierten Untersuchungen und Recherchen – vorgestellt.

Fallbeispiele virtueller Kraftwerke

Die Recherche über internationale Beispiele der Umsetzung Virtueller Kraftwerke führt zu dem Schluss, dass unterschiedliche Motivationen für die zentrale Steuerung und Abstimmung von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten bestehen: So kann neben der nahe liegenden Maximierung des Deckungsbeitrags die Bereitstellung von aggregierter Leistungsreserve aus dezentralen Einheiten angeboten werden. Darüber hinaus trägt die Einflussnahmemöglichkeit auf die dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten im Fall einer Verknappung von Überkapazitäten im System zur Unterstützung der Systemsicherheit bei.

Technologiemix im Virtuellen Kraftwerk

Der anhand realer Einspeisedaten dokumentierte enge Zusammenhang zwischen den Einspeisezeitreihen von Windenergieanlagen hat einen gegenseitigen Verstärkungseffekt von Lastschwankungen zur Folge. Die durchgeführten Korrelationsanalysen legen den Schluss nahe, dass die Risikoexposition hinsichtlich der Ausgleichsenergiemengen im Falle von lokal konzentrierter Windeinspeisung besonders groß ist. Bei Vorliegen räumlich weiter verteilter Erzeugung kommt es zur (teilweisen) Glättung von Leistungsextrema.

Einfluss des regulatorischen Rahmens

Die Wettbewerbsbedingungen für den Betreiber eines VK auf Basis erneuerbarer Energieträger werden in einem hohen Maß vom geltenden regulatorischen Rahmen bestimmt: Das betrifft zum einen das installierte Fördersystem für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern, da der Absatz von Ökostrom über ein etabliertes Förderregime die wesentliche konkurrierende Alternative zum wettbewerbsorientierten Konzept des VK darstellt. Zum anderen betrifft der angesprochene regulatorische Rahmen die konkrete Ausgestaltung der genehmigten Marktregeln für die Elektrizitätswirtschaft. Im österreichischen Fall sind das die so genannten *Allgemeinen Geschäftsbedingungen* (AGB), die *Technischen und Organisatorischen Regeln* (TOR) und die *Sonstigen Marktregeln*.

Die Analyse des österreichischen Fördersystems bringt zutage, dass aufgrund der Sozialisierung der Ausgleichsenergiekosten für eingespeisten Ökostrom kein Anreiz zu einer bedarfsabgestimmten Produktion gegeben ist. Für den zeitlich determinierten Übertritt von Öko-

stromproduzenten von geförderten Einspeisetarifen in den Wettbewerb mit konventionellen Erzeugern sind die Marktteilnehmer somit nicht optimal vorbereitet.

Die Untersuchung des Systems zur Ausgleichsenergieverrechnung zeigt, dass (scheinbare) Details in den von der Regulierungsbehörde genehmigten Allgemeinen Geschäftsbedingungen gravierende Auswirkungen auf die Marktteilnehmer besitzen: Im konkreten Fall der oekostrom AG mit einem – vor allem durch die Windeinspeisung bedingten – überproportionalen Bedarf an Ausgleichsenergie sind die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu Unternehmen (Bilanzgruppenbetreiber) mit vorrangig konventioneller Einspeisung bedeutend. Eine besonders sorgfältige Vorgehensweise in der Erstellung und Abänderung von Marktregeln unter Abwägung der potentiellen Effekte auf alle involvierten Marktteilnehmer erscheint somit notwendig.

Aus dem internationalen Vergleich von Marktordnungen geht hervor, dass in progressiven Märkten (z.B. Nordpool, UK, Spanien), vor allem bei Vorliegen von hohen Marktanteilen von Windenergie, Handelsplätze mit einer kürzeren Fristigkeit als einem Tag eingeführt werden. Diese Intraday/x-hour-ahead-Märkte ermöglichen die flexible Reaktion auf Prognoseabweichungen der Produktion und des Verbrauchs. Voraussetzungen zur aktiven Teilnahme an diesen Märkten stellen die zeitnahe Information über diese Abweichungen und die kurzfristige Beeinflussbarkeit von Kraftwerken bzw. Lasten dar. Als weitere Tendenz ist die Ausweitung von Regelenenergiemärkten über geografische Grenzen hinaus zu beobachten, wodurch garantiert werden soll, dass für eine erweiterte Region jeweils die günstigsten Optionen zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts genutzt werden.

Modellierung des Virtuellen Kraftwerkes als Bilanzgruppe

Die Modellierung des VK als Bilanzgruppe in MS Excel unter Verwendung (zeitlich einander entsprechender) historischer Daten für die Einspeisung, den Verbrauch und die Preisfeststellungen für Ausgleichsenergie hat in verschiedenen Szenarien der Aufbringung bzw. des Absatzes gezeigt, dass in der unkoordinierten Betriebsweise die Mengen und Kosten für Ausgleichsenergie mit dem Anteil der Stromproduktion aus Windenergie steigen, während ein hoher Anteil an Kleinwasserkraft diese Mengen und Kosten reduziert. PV verursacht in allen Abrechnungsperioden zwar relativ hohe Mengen, jedoch geringe Kosten für AE. Für den Fall von relativ hohen Anteilen von Windenergie für die Versorgung von Haushalts- und Gewerbekunden zeigt sich, dass bei einer Koordination von Erzeugung und Absatz die höchsten Kosteneinsparungspotentiale gegeben sind.

Stromkennzeichnung

Für einen Ökostromanbieter stellt die Stromkennzeichnung ein sehr wichtiges Marketinginstrument dar, welches dessen Wettbewerbsfähigkeit stärkt und eine sachliche Unterscheidbarkeit von konventionellen Stromanbietern ermöglicht. Um eine entsprechende Wirksamkeit zu erreichen, muss jedoch gewährleistet sein, dass ein Missbrauch der Stromkennzeichnung durch andere Marktteilnehmer unterbunden wird.

In diesem Sinne ist bezüglich des eingesetzten Labelingsystems darauf zu achten, dass es zu keiner Doppelzählung von Ökostrom kommt. Es ist festzustellen, dass die Verpflichtung zur Angabe des Händlermixes als Primärenergieträgerzusammensetzung für die vom Stromhändler an Endverbraucher verkaufte elektrische Energie lt. ELWOG dieser Anforderung genügt.

Schlussfolgerungen für das Projektteam

Das Projektteam hat im Laufe der Arbeit an der Grundlagenstudie einen breiten Überblick über den internationalen Kontext des Konzeptes des VK erhalten und hat im Rahmen von umfangreichen Datenauswertungen Werkzeuge entwickelt, mit Hilfe welcher die Spezifika einzelner Erzeugungstechnologien bzw. der Kombinationen von Technologien in der Versorgung eines Lastportfolios aussagekräftig identifiziert und bewertet werden können. Der Konsortialpartner SIEMENS AG hat in Form eines technischen Lastenheftes eine „greifbare“ Beschreibung der technischen Anforderungen für die Leitstelle eines VK entwickelt, welches ebenfalls als Grundlage für weiterführende Arbeiten dienen wird.

Relevanz der Projektergebnisse

Die Konzeption des VK auf Basis erneuerbarer Energieträger erfolgt im Rahmen dieses Projektes anhand des Beispiels der oekostrom AG. Grundsätzlich besteht jedoch eine weitgehende Übertragbarkeit der gewonnenen Ergebnisse und abgeleiteten Schlussfolgerungen für weitere Marktteilnehmer (vor allem in Österreich), da der Entwurf auf der Organisation des Strommarktes im Regelzonen-/Bilanzgruppenmodell aufbaut. Tatsächlich sind alle Ökostromproduzenten ab dem Ausscheiden ihrer Anlagen aus dem österreichischen Förderregime davon betroffen, den erzeugten Strom in einem wettbewerblichen Umfeld als Mitglied konventioneller Bilanzgruppen absetzen zu müssen. Insofern sind viele der im Rahmen dieses Projektes angestellten Überlegungen für diese Zielgruppe relevant. Die Beschreibung des technischen Anlagenkonzeptes und der Kommunikations- und Steuerungsschnittstellen im Speziellen ist sowohl für die Betreiber als auch Anbieter von dezentralen Erzeugungs- und auch Verbrauchseinheiten von Bedeutung. Schlussendlich sind die Projektergebnisse inklusive des erstellten Bilanzgruppenmodells in EXCEL, der Analysewerkzeuge und des Technischen Lastenheftes direkt im Zuge eines bereits genehmigten Nachfolgeprojektes im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme als Wissensbasis und direkter Projektinput verwertbar. Ziel des zukünftigen Vorhabens ist es, in einem hohen Detaillierungsgrad die Realisierung eines „Virtuellen Ökostrom Kraftwerks“ vorzubereiten und ein umfassendes Konzept (inkl. Pflichtenheft, Kosten- und Zeitplan) auszuarbeiten, welches in weiterer Folge als Grundlage für die Installation des VK in der Bilanzgruppe der oekostrom AG im Rahmen eines Demonstrationsprojektes in einer der folgenden Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ dient.

4.2 Handlungsempfehlungen

Fallbeispiele virtueller Kraftwerke

Aus der Untersuchung internationaler Fallbeispiele Virtueller Kraftwerke geht hervor, dass bei der Konzeption eines VK neben der nahe liegenden Maximierung des Deckungsbeitrags die Möglichkeit des Angebots von Regelreserve in Betracht gezogen werden kann. Erst die Aggregation steuerbarer dezentraler Einheiten ermöglicht die Nutzbarmachung dieser Reserven.

Technologiemix im Virtuellen Kraftwerk

Die dokumentierte hohe Korrelation der Leistungszeitreihen räumlich benachbarter Windkraftanlagen muss in der Konzeption eines VK auf Basis erneuerbarer Energieträger berücksichtigt werden, indem Windkraftanlagen an möglichst weit verteilten Standorten in das Erzeugungsportfolio aufgenommen werden. Die Definition der Bilanzgruppe als virtueller Zusammenschluss innerhalb der Grenzen einer Regelzone schafft dafür eine geeignete Randbedingung. Darüber hinaus ist die Einbindung von Wasserkraftwerken, Biomasseanlagen und PV vorteilhaft.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass aus den erwähnten Gründen eine autarke regionale Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger mit maßgeblichen Anteilen an Windkraft sehr schwierig umsetzbar erscheint. Diese Aussage bezieht sich nicht so sehr auf eine rein bilanztechnische energetische Rechnung über einen bestimmten Zeitraum als auf die Aufrechterhaltung einer temporär ausgeglichenen Leistungsbilanz.

Regulatorischer Rahmen

Hinsichtlich der Gestaltung des regulatorischen Rahmens erscheint die Setzung von Anreizen zu einer mit dem Bedarf abgestimmten oder zeitlich vereinbarten Stromproduktion sinnvoll. Andererseits kann die individuelle Verantwortlichkeit von Ökostromproduzenten für die Einhaltung von Erzeugungsfahrplänen nicht empfohlen werden, da in diesem Fall erwünschte Ausgleichseffekte zwischen verschiedenen Anlagen nicht genutzt werden können und der administrative Aufwand für die Erstellung dieser Fahrpläne nicht gerechtfertigt erscheint. Außerhalb des Förderregimes besteht jedoch eine unternehmerische Verantwortlichkeit für Ausgleichsenergie auf Seite der Bilanzgruppen. Für Bilanzgruppen, welche anteilmäßig große Mengen an Windenergie mit einer fluktuierenden Einspeisecharakteristik integrieren, ist die Etablierung effizienter Märkte für Ausgleichsenergie von besonderer Bedeutung. Als effizient können diese Märkte bezeichnet werden, wenn sie endogene Anreize zur Stabilisierung der gesamten Leistungsabweichung der Regelzone setzen, also den Ausgleich der RZ belohnen und moderate Preisfeststellungen im annähernd ausgeglichenen Zustand vorsehen. In Österreich dürfte mit der Einführung des neuen Modells zur Berechnung der Clearingpreise (in der RZ APG) ein Schritt in diese Richtung gemacht worden sein.

In Österreich wird derzeit die bindende Anmeldung von Handelsfahrplänen für zumindest einen Tag im Vorhinein verlangt (für mehrere Tage vor Wochenenden und Feiertage). Vor

allem in Bezug auf die verstärkte Integration von Windeinspeisung stellt diese Regelung eine Erschwernis dar, da die Prognoseabweichungen mit längerfristigen Prognosehorizonten stark steigen. Daher erscheint die Etablierung eines mitteleuropäischen Marktes für den kurzfristigen Stromhandel erstrebenswert, bzw. muss eine Änderung der nationalen Marktregeln, welche die Teilnahme an einem solchen Markt ermöglicht, erfolgen, sobald dieser Markt an einer mitteleuropäischen Börse etabliert ist. In einem solchen Fall muss sichergestellt werden, dass die kurzfristigen Handelsgeschäfte mit den temporär zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten vereinbar sind und daher die angemeldeten Fahrpläne zeitgerecht geprüft und gegebenenfalls genehmigt werden.

Da das österreichische Förderregime für Ökostrom eine zeitlich begrenzte Unterstützung für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern in Form von Einspeisetarifen vorsieht, ist die Entwicklung einer nationalen Strategie für die Integration von Ökoanlagen nach deren Ausscheiden aus der Ökobilanzgruppe in den konventionellen Strommarkt dringend zu empfehlen.

Modellierung des Virtuellen Kraftwerkes als Bilanzgruppe

Die Ergebnisse der Portfoliovariationen im Bilanzgruppenmodell zeigen, dass die Möglichkeit zur Steuerung von Windkraftanlagen aus der Sicht eines BGV sehr erstrebenswert erscheint. Der Vergleich des Clearingpreisverlaufs geordnet nach dem Leistungsungleichgewicht der RZ bzw. der BG unterstützt diesen Eindruck, da bei einer (Windkraft-bedingten) Unterdeckung der Bilanzgruppe tendenziell hohe Preise für Ausgleichsenergie verrechnet werden, während im Fall der Überdeckung Ausgleichsenergie zu tendenziell niedrigen Preisen geliefert werden muss.

Insbesondere für Bilanzgruppen, deren Leistungsabweichungen vorrangig durch die Fluktuation der Windeinspeisung verursacht werden, gilt somit die Empfehlung der Installation eines zeitnahen Monitoring- und Steuerungssystems für WKA.

Stromkennzeichnung

In Bezug auf die Praxis der Stromkennzeichnung wird dahingehend ein Handlungsbedarf identifiziert, dass ein auf internationaler Ebene geschlossenes System für die Ausgabe von Herkunftsnachweisen erst umzusetzen ist. Erst dadurch kann ein Missbrauch der Stromkennzeichnung in Österreich durch den Import invalider Zertifikate verhindert werden.

Daher wird die Implementierung einer zentralen Datenbank für die Verwaltung von Herkunftsnachweisen für den gesamten europäischen Binnenmarkt empfohlen.

4.3 Verbreitung und weitere Verwertung der Ergebnisse

Die Verbreitung von Zwischenergebnissen des Projekts *Faire Wettbewerbsbedingungen für „Virtuelle Kraftwerke“* erfolgte erstmals im Zuge des vom EEG an der TU Wien organisierten Arbeitsgruppentreffen der Projektgruppe *Netze und dezentrale Erzeugung* am 16. Feber 2005 und anschließend beim 3. Vernetzungsworkshops für Projekte der Programmi-

nie *Energiesysteme der Zukunft* am 13. Dezember 2005. Im Zuge dieser Treffen wurden die zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegenden Projektergebnisse ausführlich mit den Partnern der Projektgruppe diskutiert.

Die Endergebnisse werden gemeinsam mit jenen des Projektes *Windintegration unterstützt durch Lastmanagement* (Projektnr. 887717) im Zuge der Veranstaltungsreihe *Energiegespräche* am 25. April im Technischen Museum Wien unter dem Titel *Effiziente Integration von Ökostrom – Anforderungen an den regulatorischen Rahmen* vorgestellt. Zu dieser Veranstaltung werden gezielt relevante Akteure (Vertreter der Regulierungsbehörde, Systembetreiber, Anlagenbetreiber, Technologiefirmen und EVU) eingeladen.

Die Darstellung des Projekts erfolgt weiters auf der Homepage des Projektkoordinators (www.eeg.tuwien.ac.at), auf welcher nach Approbation auch diverse Produkte (Endbericht, Zusammenfassung, Abstract, technisches Lastenheft) zum Download angeboten werden.

Die Projektergebnisse werden zukünftig sowohl bei nationalen (Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Februar 2007, u.a.) als auch internationalen Veranstaltungen (IAEE 2007, Berlin, u.a.) präsentiert. Darüber hinaus erfolgt die Verbreitung und Diskussion der Ergebnisse bei Projekt-Workshops innerhalb von laufenden EU-Projekten zum Thema Windintegration bzw. dezentrale Energieversorgung die von den Projektpartnern koordiniert werden (GreenNet-EU27, OPTRES).

Weiters sind von den Projektpartnern wissenschaftliche Veröffentlichungen in fach einschlägigen nationalen und internationalen wissenschaftlichen Zeitschriften geplant (z.B. *Energiwirtschaftlichen Tagesfragen*).

Sämtliche Erkenntnisse des vorliegenden Projektes dienen zusammen mit ausgewählten Ergebnissen (Windprognose und -modellierung, Lastmanagement) des EdZ-Projektes *Windintegration unterstützt durch Lastmanagement* als Grundlage für das bereits genehmigte Nachfolgeprojekt im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme. Ziel dieses Vorhabens ist es, den Betrieb eines „Virtuellen Ökostrom Kraftwerks“ umfassend zu simulieren und darauf aufbauend ein detailliertes Konzept (inkl. Pflichtenheft, Kosten- und Zeitplan) zu erarbeiten welches folglich als Basis für die Umsetzung in Form eines Demonstrationsprojektes im Zuge einer der folgenden Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ dient.

Die Projektergebnisse fließen weiters in das vom EEG koordinierte, laufende EU-Projekt „**GreenNet-EU27** – *Guiding a Least Cost Grid Integration of RES-Electricity in an extended Europe*“ ein.

4.4 Ausblick

Die wesentlichen Empfehlungen des Projektteams hinsichtlich des weiterführenden Forschungsbedarfs konnten bereits im Rahmen der Erstellung eines Projektantrages für ein Konzept zur Initiierung und Vorbereitung eines Modellsystems, nämlich eines „Virtuellen Ökostrom Kraftwerkes“ in Österreich, ausformuliert und im Zuge des zweistufigen Evaluierungsprozesses konkretisiert werden. Tatsächlich wird das mittlerweile bereits genehmigte Projekt als direkte Fortsetzung der Arbeit der vorliegenden Grundlagenstudie in die Richtung der Installation des VK durch ein erweitertes Konsortium gesehen.

Konkret besteht in Hinblick auf folgende Inhalte ein weiterführender Forschungsbedarf:

Nach einer umfangreichen Datenerhebung und der Konfiguration eines Energiemanagement-systems als Abbild eines VK wird auf Basis von Simulationsrechnungen unter Verwendung historischer Daten der Betrieb des Kraftwerkes optimiert. Die Verwendung einer Optimierungssoftware und eine intensive Variation sowohl der Betriebsweise des VK als auch der Steuerungsmöglichkeiten und der Zusammensetzung des Erzeugungs- und Lastportfolios soll zur Identifikation optimaler Portfolios und notwendiger Steuerungspotentiale führen. Für die Wahl von Ausgangsportfolios können die Ergebnisse der Grundlagenstudie und die im Rahmen dieser entwickelte und angewandte Methodik dienen.

Weiterer Informations- und Recherchebedarf besteht hinsichtlich der Anwendung von Wind- bzw. Lastprognosemodellen als Input für den (simulierten) Betrieb des VK.

Wesentlich ist weiters eine vertrauenswürdige Ermittlung von Einsparungen durch den Betrieb des VK bzw. der Kosten für die Installation desselben.

Aufbauend auf dem bestehenden Technischen Lastenheft ist weiters die Erstellung eines Technischen Pflichtenhefts für eine Pilotanwendung notwendig.

Als letzter Schritt vor der tatsächlichen erstmaligen Umsetzung des Konzeptes ist die Erstellung eines konkreten Umsetzungsplanes inklusive eines technischen Implementierungsplanes sowie eines Zeit- und Kostenplanes notwendig. Dieser Umsetzungsplan hat modellhaften Charakter anzunehmen, um auch für Stakeholder außerhalb des gebildeten Konsortiums als valide Information oder Anleitung dienen zu können.

Im Rahmen weiterer Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ soll letztendlich die Umsetzung des modellhaften Konzeptes in die Realität erfolgen, um Erfahrungen im unternehmerischen Echtzeit-Betrieb des VK sammeln und diese für eine breite Etablierung von Erneuerbaren Energieträgern in einem Wettbewerbsmarkt verwerten zu können.

5 Detailangaben zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

5.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Ziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ist es u.a. Konzepte für ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln und deren Machbarkeit in Form von Demonstrationsprojekten zu zeigen.

Im vorliegenden Projekt werden durch die Analyse von notwendigen technischen, regulativen und ökonomischen Rahmenbedingungen die notwendigen Grundlagen für die folgende Konzeption und Demonstration eines VK basierend auf erneuerbaren Energieträgern geschaffen. Damit wird ein innovativer Ansatz der Vermarktung von Ökostrom von der Idee bis zur Umsetzung verfolgt, mit dem Ziel, den ökologischen und ökonomischen Nutzen der Integration von erneuerbaren Ressourcen unter gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen zu maximieren.

Das Projekt unterstützt damit einerseits die Verbesserung der Gesamteffizienz des elektrischen Energiesystems und fördert durch die Einbindung von Projektpartnern aus der Wirtschaft auch deren Kooperation mit Universitäten und Forschungsinstitutionen.

In diesem Sinne wird mit dem vorliegenden Projekt ein wesentlicher Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geleistet.

5.2 Beitrag des Projekts zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Elektrische Energie kann als hochwertigste Energieform eine Fülle von Energiedienstleistungen bereitstellen. Da heutzutage die meisten Prozesse von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig sind, ist deren Nichtverfügbarkeit mit extrem hohen gesellschaftlichen Kosten verbunden. Die Integration von erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung wie Windenergie und Photovoltaik stellt insofern eine besondere Herausforderung dar, als deren fluktuierende Charakteristik teilweise mit den Anforderungen an Erzeugungstechnologien aus Sicht des Systembetriebs im Widerspruch steht. Durch die Optimierung des Zusammenspiels von verschiedenen Erzeugungstechnologien und Verbrauchsanwendungen in Form eines virtuellen Kraftwerks wird die Systemsicherheit bei gleichzeitiger Optimierung des ökonomischen Nutzens unterstützt und damit dem Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung entsprochen.

Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Inhalt des Projekts ist die verbesserte Marktintegration von erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung.

Effizienzprinzip

Die Ergebnisse des vorliegenden Projekts stellen die Grundlage für die folgende Konzeption und Umsetzung einer kosteneffizienten Marktintegration von erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung in Form eines virtuellen Kraftwerks dar, womit diesem Prinzip umfassend entsprochen wird.

Prinzip der Recyclingfähigkeit

entfällt für diese Fragestellung

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Ein wesentliches Ergebnis des vorliegenden Projektes ist die Beschreibung der Anforderungen an ein Energiemanagementsystem als zentralen Bestandteil eines virtuellen Kraftwerks. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Flexibilität und Adaptionfähigkeit des Systems gelegt, um dessen Einsatz für verschiedenste Erzeugungs- und Verbrauchsportfolios zu ermöglichen und auch um Anpassungen im Falle einer Änderung des regulatorischen Rahmens vornehmen zu können. Durch die Verwendung von entsprechenden lernfähigen Algorithmen zeichnet sich ein Energiemanagementsystem, wie im vorliegenden Projekt beschrieben, weiters durch Lernfähigkeit hinsichtlich der Optimierung des Betriebs von Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern aus.

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Dem Prinzip der Fehlertoleranz wird insofern entsprochen, als dass ein intelligentes Energiemanagement den möglichen Ausfall von Einheiten im Zuge der Optimierung mitberücksichtigt.

Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Dezentral eingesetzte Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger sichern tendenziell mehr Arbeitsplätze und steigern das regionale Einkommen, wie in einer Vielzahl von Studien bereits nachgewiesen wurde. Darüber hinaus bedeutet die schadstoff- und treibhausgas-emissionsfreie Bereitstellung von Energiedienstleistungen mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energieträgern eine bedeutende Steigerung an Lebensqualität.

5.3 Einbeziehung der Zielgruppen

Die für die Umsetzung der Ergebnisse relevanten Zielgruppen waren als Projektpartner aktiv in das Projekt involviert.

Der Projektpartner oekostrom AG betreibt eine Bilanzgruppe mit einem Erzeugungsportfolio, das ausschließlich erneuerbare Energieträger beinhaltet und eine breite Palette an Technologien abdeckt (Wind, Photovoltaik, Kleinwasserkraft und Biomasse) und ist daher bestens für die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks basierend auf erneuerbaren Energieträgern geeignet.

Die Siemens AG Österreich PSE Energie & Information verfügt mit dem Energiemanagementsystem DEMS über ein marktfähiges und bereits mehrfach erprobtes System, welches den optimierten Betrieb von Erzeugungsanlagen, Speichern und ausgewählten Verbrauchern erlaubt. Im Zuge dieses Projektes wurden unter Zusammenarbeit beider Akteure bereits Standards für die notwendige Kommunikationsinfrastruktur und ein Lastenheft für ein Energiemanagementsystem, das die speziellen Anforderungen von erneuerbaren Erzeugungstechnologien und den aktuellen regulatorischen Rahmen in Österreich berücksichtigt, erarbeitet.

Für das Nachfolgeprojekt, welches die konkrete Konzeption eines VK basierend auf erneuerbaren Energieträgern zum Ziel hat, konnten mit der SPAR AG und der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH weitere relevante Akteure in das Konsortium miteingebunden werden.

Die Ergebnisse des vorliegenden Projekts werden im Zuge eines Abschlussworkshops, der im Rahmen der Veranstaltungsreihe *Energiegespräche* im technischen Museum Wien abgehalten wird, eingehend mit Experten diskutiert. Besonders angesprochen werden in diesem Zusammenhang Vertreter der Regulierungsbehörde, Systembetreiber, Anlagenbetreiber, Technologiefirmen und EVU. Die Ergebnisse dieser Diskussion fließen in die Konzeption des VK im Zuge des Nachfolgeprojektes ein.

5.4 Beschreibung der Potentiale

Verbreitungspotential

Die Verbreitung der Ergebnisse über verschiedenste Kanäle (Abschlussworkshop, nationale und internationale Konferenzen, Veröffentlichungen in Fachzeitschriften, etc.) garantiert ein hohes Verbreitungspotential der vorliegenden Ergebnisse. Im Falle einer erfolgreichen Umsetzung in Form eines Demonstrationsprojekts in einer der folgenden Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ist durch den hohen Innovationsgrad ein immenses Verbreitungspotential gegeben (es wäre dies das erste realisierte VK das ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern basiert).

Marktpotential

Das Marktpotential der Ergebnisse des vorliegenden Projekts ist von einer erfolgreichen Realisierung des VK basierend auf erneuerbaren Energieträgern abhängig. Gelingt dieser Schritt, ist aufgrund der nationalen und internationalen Bemühungen, einerseits den Anteil von erneuerbaren am Erzeugungsmix zu erhöhen und andererseits durch eine kritische Anzahl von Marktteilnehmern entsprechenden Wettbewerb zu garantieren, mit einem hohen Marktpotential sowohl national als auch international zu rechnen. Kleine Marktteilnehmer wie z.B. Stadtwerke und Ökostromanbieter sind dabei die primären Kundengruppen.

Umsetzungspotential

Im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wurde bereits ein Nachfolgeprojekt eingereicht und bewilligt, in welches die Ergebnisse der Projekte *Windintegration unterstützt durch Lastmanagement* und *Faire Wettbewerbsbedingungen für „Virtuelle Kraftwerke“* einfließen sollen. Es wird dabei ein Konzept für die Umsetzung eines „Virtuellen Ökostrom Kraftwerks“ (so lautet auch der Kurztitel des Nachfolgeprojekts) im Detail ausgearbeitet. Die konkrete Umsetzung in Form eines Demonstrationsprojektes ist im Zuge einer der folgenden Ausschreibungen geplant.

Im Nachfolgeprojekt soll konkret analysiert werden, ob der koordinierte Betrieb von Ökostromanlagen und ausgewählten Verbrauchsanwendungen unter Nutzung eines Energiemanagementsystems für den derzeitigen regulatorischen Rahmen wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Ist dies der Fall, so ist mit großer Wahrscheinlichkeit mit einer Umsetzung dieser Idee im Zuge eines Demonstrationsprojektes zu rechnen.

6 Literaturverzeichnis

- APCS: „Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO“, Version 8.00, www.apcs.at, 2005a
- APCS: „Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO“, Version 9.00, www.apcs.at, 2005b
- DISPOWER, Work package descriptions, Download von www.dispower.org
- E2I UCA-DER: Utility Communications Architecture (UCA®) – Object Models for Distributed Energy Resources (UCA-DER), Final report, 2003
http://www.epri-intelligrid.com/intelligrid/docs/DER-ADA_objmdl_report_final.pdf, 2003
- Eckert K.: „Mit virtuellen Kraftwerken zum optimalen Erzeugungsmix“, Energie & Management (E&M), 15. April 2005.
- E-Control: „Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators für die Regezone der Verbund Austrian Power Grid“, Version 6.00, www.e-control.at, 2004a
- E-Control: „Allgemeine Netzbedingungen für den Zugang zum Übertragungsnetz der VERBUND-Austrian Power Grid AG“, www.e-control.at, 2004b
- E-Control: „Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO“, Version 8.00, www.e-control.at, 2004c
- E-Control: „Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung“ („Ökostrombericht“), www.e-control.at, 2003
- E-Control: „Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung“ („Ökostrombericht“), www.e-control.at, 2004d
- E-Control: „Sonstige Marktregeln“, in den aktuellen Versionen der jeweiligen Kapitel, www.e-control.at, 2004e
- E-Control: „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, Teil A, S.39-44, Version 1.2, www.e-control.at, 2004f
- E-Control: „Erläuterungen und Empfehlungen der Energie-Control GmbH zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung §§ 45 und 45a EIWOG idF BGBl I Nr 149/2002 (Stromkennzeichnungsrichtlinie)“, www.e-control.at, 2004g
- E-Control: „Jahresbericht 2004“, S.40-41, www.e-control.at, 2005
- Einspeisetarifverordnung*: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl. II Nr. 508/2002, Wien, 2002
- EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz)*: BGBl. I Nr. 143/1998, Wien, 1998 und dessen Novellierung im Energieliberalisierungsgesetz, BGBl. I Nr. 121/2000, Artikel 7, Wien, 2000
- Energieliberalisierungsgesetz (Artikel 8)*: Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission, BGBl. I Nr. 121/2000, Wien, 2000
- EU-DEEP, EU-DEEP booklet; Download von www.eu-deep.org
- EU-DEEP, Keynote Papers Seminar 1-10, Download von www.eu-deep.org
- Haigh R.: „An Overview of the New Electricity Trading Arrangements“, a high-level explanation of the New Electricity Trading Arrangements (NETA) provided by OFGEM and the Department of Trade and Industry (DTI), Version 1.0, London, U.K., May 2000.

- Hennig E.: „*Virtuelle Kraftwerke nicht nur für Energieversorger interessant*“, ew-Elektrizitätswirtschaft, Jg. 104, Heft 13, S.38-40, Dortmund, 2005.
- Huber C., Faber T., Resch G., Auer H., Obersteiner C.: „*Auswirkung von Förderinstrumenten auf den Ausbau Erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung in Europa unter Berücksichtigung von windbedingten Zusatzkosten*“, Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Heft 1/2005, erschienen am 30. März 2005.
- IEC TC 57: TECHNICAL COMMITTEE N° 57: POWER SYSTEMS MANAGEMENT AND ASSOCIATED INFORMATION EXCHANGE, IEC-Standard, www.iec.ch
- IEC TC 88: TECHNICAL COMMITTEE N° 88: WIND TURBINES, IEC-Standard, www.iec.ch
- IEEE SCC21: Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, <http://grouper.ieee.org/groups/scc21/index.html>
- Jänig Ch., Bockermann J.: „*Virtuelles Kraftwerk*“, Bulletin SEV/VSE, Ausgabe 08/2005.
- Marney C., Blanco R., Hamachi K., Kawaan C., Osborn J., Rubio F.: „*Integrated Assessment of Dispersed Energy Resources Deployment*“, Berkeley Lab Report LBNL-46082, Berkeley, CA, 2000
- Nilssen G., Walther B.: „*Market-based Power Reserves Acquisition*“, Conference on Methods to Secure Peak Load Capacity in Deregulated Electricity Markets, 7-8 June 2001, Stockholm, Sweden.
- Obersteiner C.: „*Zusatzkosten für elektrische Energieversorgungssysteme durch die vermehrte Integration durch Windenergieanlagen*“, Diplomarbeit ausgeführt am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der TU Wien, 2004
- Ökostromgesetz: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden, BGBl. I Nr. 149/2002, Wien, 2002
- Sachs L.: „*Angewandte Statistik*“, Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York, 11. Auflage, 2003.
- Schwarz, K.: *Anwendungen und Erweiterungen von IEC 61850 in der dezentralen Energieversorgung und in anderen Bereichen*; Kapitel 15, etz-Report 34, April 2004a
- Schwarz, K.: *IEC 61850, IEC 61400-25 and IEC 61970: Information models and information exchange for electric power systems*; DistribuTECH, January 20-22, 2004, Orange County Convention Center, Orlando, FL USA, 2004b
- Shuttelworth G., McKenzie I.: „*A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool*“, a report prepared by NERA Economic Consultant for Confindustria, Rome, Italy, June 2002.
- Stadler M., Edwards J., Firestone R., Marney C., Ghosh S., Siddiqui A.: „*Auswirkungen einer CO₂-Steuer auf Dezentrale Energieversorgungssysteme mit Kraft-Wärme-Kopplung und deren Interaktion mit dem Verteilnetz*“, analysiert am Beispiel eines städtischen Mikronetzes, 2002
- Strese J.: „*Das virtuelle Regelkraftwerk*“, Fachzeitschrift e|m|w Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 06/03, Essen, 2003.
- Strese J.: „*Das virtuelle Regelkraftwerk*“, Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK), Ausgabe 10/2003.
- SUSTELNET, Final report of the SUSTELNET project, Download von www.sustelnet.net, 2004
- Svenska Kraftnät: „*The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät*“, Sweden, November 2004.

Swider D.J., Ellersdorfer I.: „*Kosteneffizienz am deutschen Regelenergiemarkt*“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, S. 802-806, 55. Jg., Heft 11, 2005.

Togby M.: „*Demand response in practice*“, Newsletter for the conference on “Enhancing and Developing Demand Response in the Energy Markets”, 27 May 2005, Copenhagen, Denmark.

VV2plus (*Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung*) vom 13. Dezember 2001, Anlage 2, Bilanzausgleich.

Wibroe F., Fischer Pedersen J.-E., Lindström K., Gudmundsson T., Gjerde O., Pinzon T.: „*Common Balance Management in the Nordic Countries*“, feature article in Nordel’s 2002 annual report, Denmark, 2002.

Zöfel P.: „*Statistik in der Praxis*“, Gustav Fischer Verlag Stuttgart Jena, 3. Auflage, 1992

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Überblick über Kraftwerke in der Bilanzgruppe der oekostrom AG, deren Einspeisezeitreihen (gemessen oder standardisiert) im Rahmen des Projektes zur Verfügung stehen und in den Modellrechnungen verwendet werden (15-Minuten-Auflösung). Quelle: oekostrom AG.	8
Tabelle 3.1: (Stichproben-) Korrelationsmatrix der Leistungszeitreihen von Erzeugungsanlagen der untersuchten Bilanzgruppe und die Korrelation dieser Zeitreihen mit der Zeitreihe des gesamten betrachteten Verbrauchs. Dunkel eingefärbte Zahlenwerte markieren hohe Korrelationen. Quelle: EEG, oekostrom AG.	23
Tabelle 3.2: Matrix der absoluten Anzahl der der Berechnung der Korrelationskoeffizienten aus Tabelle 3.1 zugrunde liegenden Datenpaare (n). Quelle: EEG, oekostrom AG.	24
Tabelle 3.3: Matrix der errechneten Prüfgröße der t-Statistik für die Koeffizienten in Tabelle 3.1. Anmerkung: Auf einem Signifikanzniveau von $\alpha = 1\%$ sind mit Ausnahme der drei markierten Fälle alle Werte der Korrelationskoeffizienten signifikant von 0 verschieden. Quelle: EEG, oekostrom AG. ...	24
Tabelle 3.4: Gegenüberstellung der Korrelationsmatrix der Windkraftanlagen und der Entfernungstabelle, welche in einer Annäherung die geographische Distanz in Kilometer zwischen den betrachteten Standorten wiedergibt. Anmerkung: Dunkel eingefärbte Zahlenwerte markieren hohe Korrelationen bzw. geringe Distanzen. Quellen: EEG, oekostrom AG.	24
Tabelle 3.5: Numerische Ergebnisse der Modellrechnungen für zwei Absatzszenarien unter Variation des Aufbringungsportfolios. Quelle: EEG, oekostrom AG.	48
Tabelle 3.6: Greenpeaceberechnung des Strommix verschiedener österreichischer Stromhändler nach dem Händlermixprinzip. Quelle: Greenpeace.	56
Tabelle 3.7: Logische Knoten für Windenergieanlagen.....	59
Tabelle 3.8: Zusätzliche LN-Klassen für Windenergieanlagen.....	60
Tabelle 3.9: Gliederung Lastenheft	63

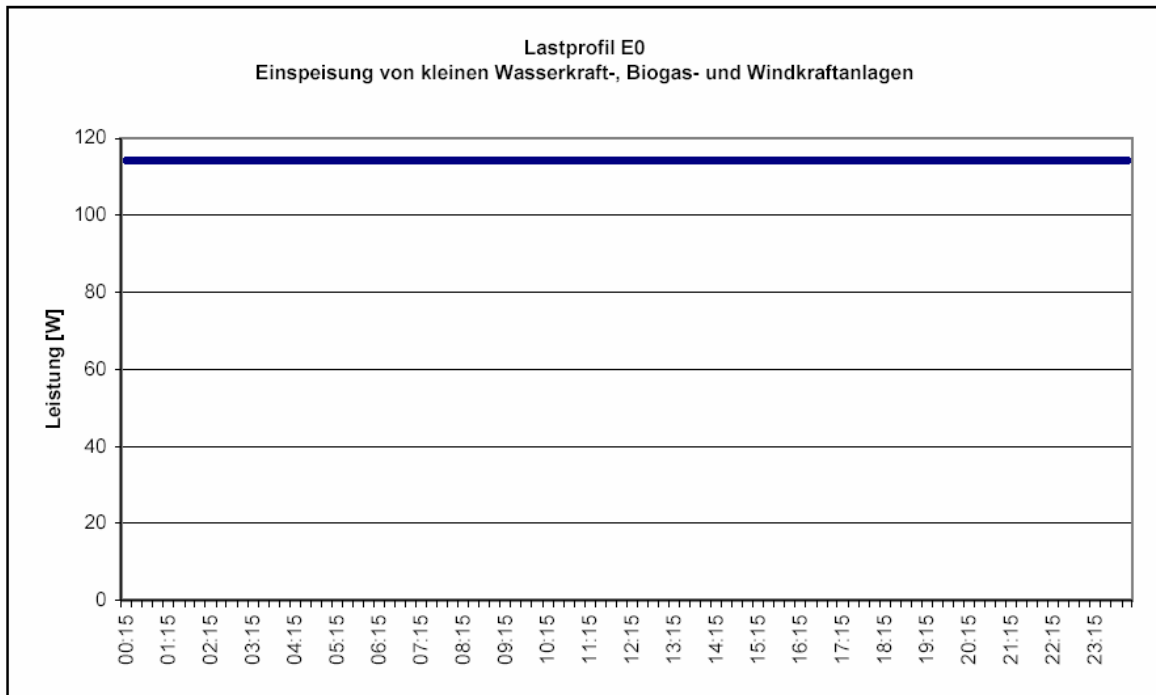
8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des ökonomischen Modells des Virtuellen Kraftwerkes.	4
Abbildung 3.1: RCOM – Akquirierte Reserveleistung und zugehörige Leistungspreise im Jahr 2005 (Preise umgerechnet lt. Kurs vom 1.1.2005: 1 NOK = 0,1215 €). Quelle: Statnett.	16
Abbildung 3.2: Ökostromzuteilung und korrespondierende Zahlungsströme im österreichischen Strommarkt. Quelle: EEG.....	18
Abbildung 3.3: Skalierte standardisierte Leistungsprofile des Verbrauchs und der Erzeugung für den Zeitraum von zwei Werktagen und dem folgenden Wochenende. Quelle: Quelle: EEG, oekostrom AG.....	21
Abbildung 3.4. Zeitablauf für regelzonenüberschreitende Fahrplanänderungen innerhalb Deutschlands. Quelle: Verbändervereinbarung VV2plus (2001).....	29
Abbildung 3.5: Mechanismus zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in Schweden. Quelle: Svenska Kraftnät (2004).	31
Abbildung 3.6: Meldung von Fahrplänen und Angeboten für Ausgleichsenergie. Quelle: Haigh (2000).....	32
Abbildung 3.7: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Abweichung der Regelzone mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Jänner 2003 bis 31. Juli 2004. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2004; Eigene Graphik.....	38
Abbildung 3.8: Qualitativer Verlauf der AE-CP-Kurve nach dem zukünftigen Preismodell in der Regelzone APG. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2004; Eigene Graphik.....	41
Abbildung 3.9: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Abweichung der Regelzone mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Juli 2005 bis 31. Dezember 2005. Quelle: APCS (www.apcs.at), 2006; Eigene Graphik.....	42
Abbildung 3.10: Durchschnittliche AE-CP und AE-MP geordnet nach der zugehörigen Leistungsabweichung der Bilanzgruppe der oekostrom AG mit einer Häufigkeitsverteilung dieser Ereignisse für den Zeitraum von 1. Juli 2005 bis 31. Oktober 2005. Quelle: oekostrom AG, 2006; Eigene Graphik.....	43
Abbildung 3.11: Ausgleichsenergiebedarf und Ausgleichsenergiekosten für drei verschiedene Zusammensetzungen des Erzeugungsportfolios unter Zugrundelegung des historischen Verbrauchs (Datenbasis: 20 Monate; WKA: Windkraftanlage, KWKW: Kleinwasserkraftwerk, PV: Photovoltaik) Quelle: EEG, oekostrom AG.	47

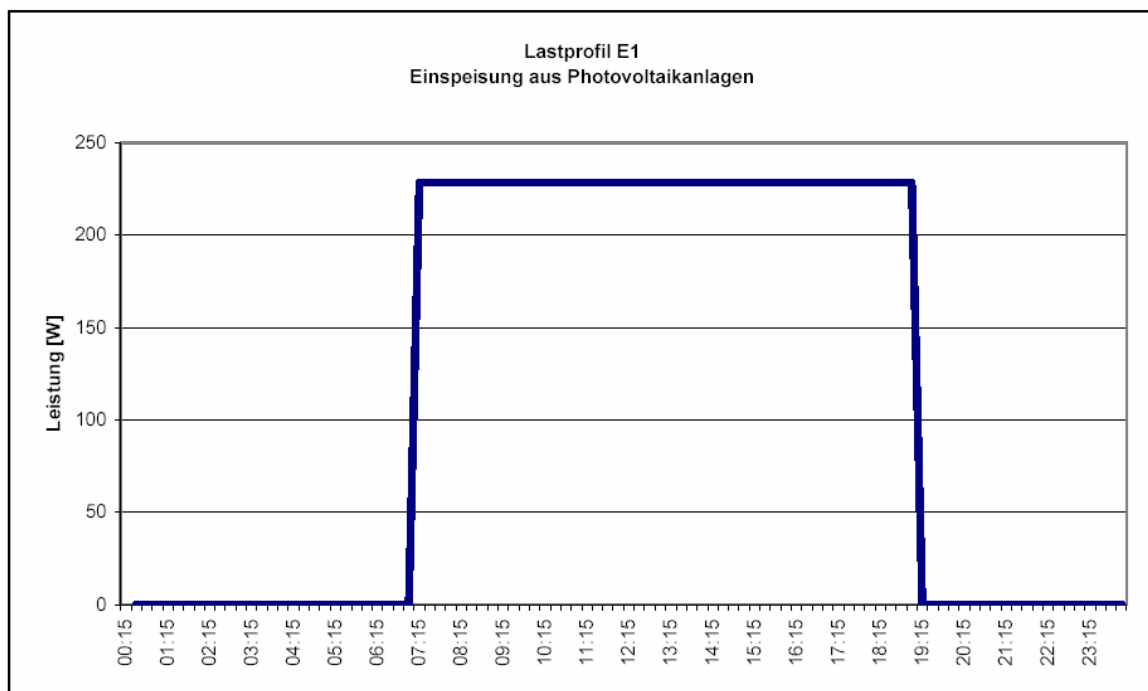
Abbildung 3.12: Ausgleichsenergiebedarf und Ausgleichsenergiekosten für drei verschiedene Zusammensetzungen des Erzeugungsportfolios unter Zugrundelegung des Verkaufs eines konstanten Profils (Datenbasis: 20 Monate; WKA: Windkraftanlage, KWKW: Kleinwasserkraftwerk, PV: Photovoltaik) Quelle: EEG, oekostrom AG.....	48
Abbildung 3.13: Stromkennzeichnung der oekostrom AG. Quelle: oekostrom AG.	51
Abbildung 3.14: Händlermix. Quelle: E-Control.....	55
Abbildung 3.15: Lieferantenmix. Quelle: E-Control.	56
Abbildung 3.16: Produktmix (gehandeltes Volumen). Quelle: E-Control.....	57
Abbildung 3.17: Produktmix (geliefertes Volumen). Quelle: E-Control.....	58

9 Anhang 1: Standardisierte Lastprofile für kleine Einspeiser

In Kapitel 6 der auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlichten Sonstigen Marktregeln sind die standardisierten Einspeiseprofile verschiedener Technologien graphisch dargestellt und werden im Folgenden wiedergegeben.



Lastprofil E 0 für die Einspeisung aus Wasserkraft-, Windkraft- und Biogasanlagen, Quelle: E-Control



Lastprofil E 1 für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, Quelle: E-Control

10 Anhang 2: Arbeitsprogramm TC 57 (auszugsweise)

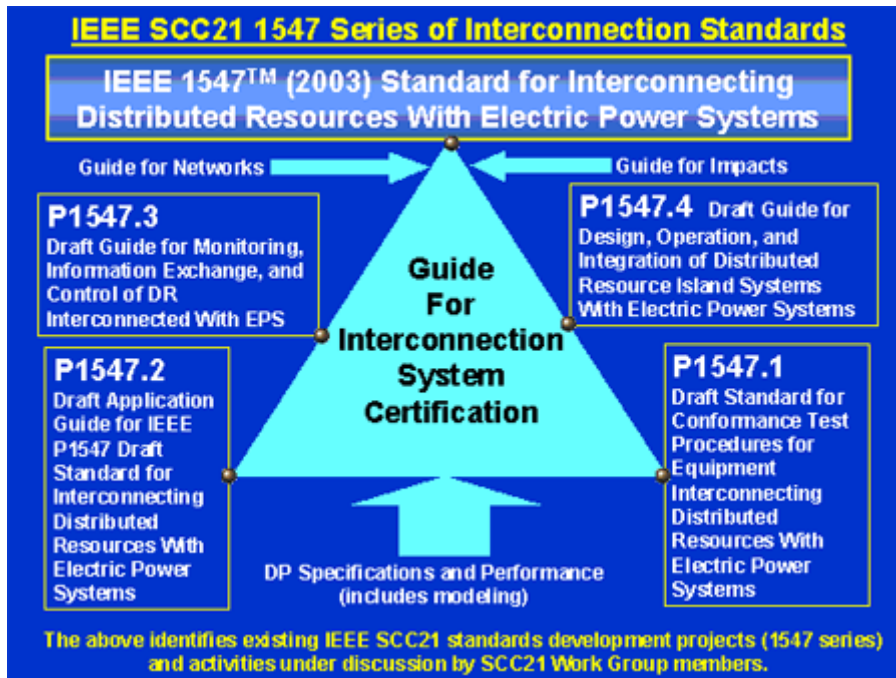
Project Reference	Current Code	Document Reference	Init. Date	Current Stage	Next Stage	Pub. Stage
IEC 62344 Ed. 1.0	1CD	57/746/CD	04-01	05-03	05-07	
WGs : 18 Hydroelectric power plants – Communication for monitoring and control			Project Leader : C. Malcolm			
IEC 62350 Ed. 1.0	1CD	57/750/CD	04-01	05-04	05-08	
WGs : 17 Communication Systems for Distributed Energy Resources (DER)			Project Leader : Dr. F. Goodman			
IEC 62351-1 TS Ed. 1.0	ANW	57/675/NP	04-02	04-02	04-12	
WGs : 15 Data and Communication Security – Part 1: Security for IEC 60870-5 and Derivates			Project Leader : G. Gilchrist			
IEC 62351-2 TS Ed. 1.0	ANW	57/676/NP	04-02	04-02	04-12	
WGs : 15 Data and Communication Security – Part 2: Management Information Base (MIB) Requirements for End-to-End Network			Project Leader : F. Cleveland			
IEC 62351-3 TS Ed. 1.0	ANW	57/677/NP	04-02	04-02	04-12	
WGs : 15 Data and Communication Security – Part 3: Security for IEC 61850 Profiles			Project Leader : H. Falk			
IEC 62351-4 TS Ed. 1.0	ANW	57/678/NP	04-02	04-02	04-12	
WGs : 15 Data and Communication Security – Part 4: Communication Network and System Security – Profiles Including MMS			Project Leader : H Falk			
IEC 62351-5 TS Ed. 1.0	ANW	57/679/NP	04-02	04-02	04-12	
WGs : 15 Data and Communication Security – Part 5: Communication Network and System Security – Profiles Including TCP/IP			Project Leader : H. Falk			
PNW 57-748 TS Ed. 1.0	PNW	57/748/NP		05-04	05-08	
WGs : 15 IEC 62351-X: Data and communication security – Develop recommendations for a comprehensive security process for power industry operations environments			Project Leader : H. Falk			

11 Anhang 3: Arbeitsprogramm TC 88 (auszugsweise)

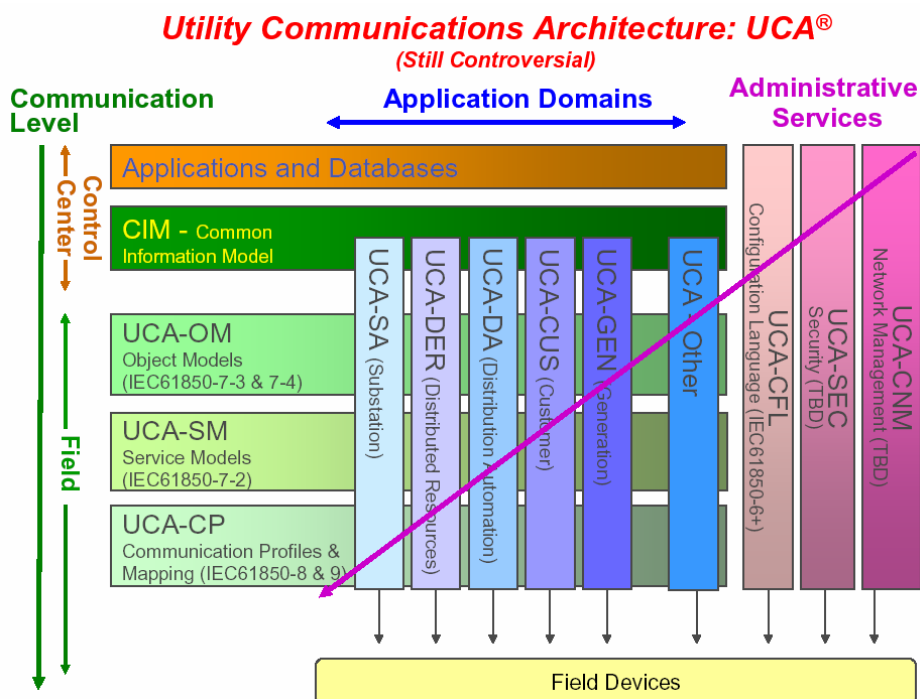
Project Reference	Current Code	Document Reference	Init. Date	Current Stage	Next Stage	Pub. Stage
IEC 61400-25-1 Ed. 1.0	2CD	88/213/CD	01-03	04-10	05-02	
WGs : 25			Project Leader : M. A. Johnsson			
Wind turbines – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models						
IEC 61400-25-2 Ed. 1.0	2CD	88/214/CD	01-03	04-10	05-02	
WGs : 25			Project Leader : Mr. M.A. Johnsson			
Wind turbines – Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information models						
IEC 61400-25-3 Ed. 1.0	2CD	88/215/CD	01-03	04-10	05-02	
WGs : 25			Project Leader : Mr. M. A. Johnsson			
Wind turbines – Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants – Information exchange models						
IEC 61400-25-4 Ed. 1.0	2CD	88/216/CD	01-03	04-10	05-02	
WGs : 25			Project Leader : Mr. M. A. Johnsson			
Wind turbines – Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants – Mapping to XML based communication profile						
IEC 61400-25-5 Ed. 1.0	2CD	88/217/CD	01-03	04-10	05-02	
WGs : 25			Project Leader : Mr. M. A. Johnsson			
Wind turbines – Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants – Conformance testing						
PNW 88-223 Ed. 1.0	PNW	88/223/NP		05-03	05-08	
Project Leader : Dr. Heiko Hinrichs						
IEC 61400-25-xxx Communications for monitoring and control of wind power plants – Logical node classes and data classes for condition monitoring						

12 Anhang 4: Übersicht über die Aktivitäten des IEEE SCC21 (Serie 1547) und die Positionierung von UCA-DER im UCA Gesamtkonzept

Die graphische Darstellung ist der Homepage des „Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc (IEEE)“ entnommen (http://grouper.ieee.org/groups/scc21/dr_shared/).



Die graphische Darstellung ist dem Endbericht “Utility Communications Architecture (UCA®) – Object Models for Distributed Energy Resources (UCA-DER)” entnommen (http://www.epri-intelligrid.com/intelligrid/docs/DER-ADA_objmdl_report_final.pdf).



14 Anhang 6: Lastenheft

Softwaretechnische und kommunikative Anforderungen einer Leitstelle für virtuelle Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energieträgern im liberalisierten Strommarkt

Version 1.0

SIEMENS

Program and System Engineering PSE

Softwaretechnische und kommunikative Anforderungen einer Leitstelle für virtuelle Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energieträgern im liberalisierten Strommarkt

Lastenheft

Version 1.0

EDZ 807708

Verteiler:

Name (alphab.)	Firma	Abteilung	Ort
Dr. Auer Hans	TU-Wien	EEG	Wien
Hr. Kastner Stefan	oekostrom AG		Wien
Hr. Molnar Peter	oekostrom AG		Wien
Hr. Obersteiner Carlo	TU-Wien	EEG	Wien
Hr. Weißensteiner Lukas	TU-Wien	EEG	Wien

Copyright Siemens AG Österreich 2006	
Autoren:	
Abt.:	PSE E&I
Name:	Hr. Fuchs Erich
Tel.:	+43 (0)51707 46089
	PSE E&I
	Hr. Heher Anton
	+43 (0)51707 46906
Datei	Lastenheft_SiemensPSE
Datum	2006-02-13
Version	V1.0

Dokumentenverwaltung

Dokument-Historie

Version	Status	Datum	Verantwortlicher	Änderungsgrund
0.1	Entwurf	2006-01-16	Hr. Heher Anton	Kommunikation
0.2	Entwurf	2006-02-10	Hr. Fuchs Erich	Leitstellenanforderungen
1.0	Freigabe	2006-02-13	Hr. Heher Anton	Anlagenschnittstelle

Änderungsberechtigte

Hr. Fuchs Erich	PSE E&I	Wien
Hr. Heher Anton	PSE E&I	Wien

Dokument wurde mit folgenden Tools erstellt:

Microsoft Word 2003

Microsoft Vision 2003

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Zweck des Dokuments	5
1.2	Gültigkeit des Dokuments.....	5
1.3	Begriffsbestimmungen und Abkürzungen.....	5
1.4	Zusammenhang mit anderen Dokumenten	5
2	Allgemeine Beschreibung eines virtuellen Kraftwerks (VKW)	6
2.1	Zweck des gewünschten Systems	6
2.2	Abgrenzung und Einbettung des gewünschten Systems	6
2.3	Überblick über die geforderte Funktionalität.....	6
2.4	Allgemeine Einschränkungen	6
2.5	Vorgaben zu Hardware und Software	6
2.6	Benutzer des gewünschten Systems	6
3	Detaillierte Beschreibung der Anforderungen an ein VKW	8
3.1	Abläufe (Szenarien) von Interaktionen mit der Umgebung.....	8
3.1.1	Planungsfunktionen.....	8
3.1.2	Betriebsführungsfunktionen.....	8
3.1.3	Administration.....	8
3.2	Ziele des Benutzers.....	8
3.3	Funktionale Anforderungen an die VKW Leitstelle	9
3.3.1	Prognose	10
3.3.1.1	Wetterprognose.....	10
3.3.1.2	Verbrauchsprognose	10
3.3.1.3	Erzeugungprognose	12
3.3.2	Einsatzplanung.....	12
3.3.3	Übergaberegelerung.....	14
3.3.3.1	Austauschüberwachung	14
3.3.3.2	Online Optimierung	15
3.3.4	Überwachung und Steuerung.....	15
3.3.4.1	Erzeugungsmanagement.....	15
3.3.4.2	Lastmanagement	16
3.4	Funktionale Anforderungen an die VKW Anlagenschnittstelle	16
3.4.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	16
3.4.2	Anlagendatenmodell.....	17
3.4.2.1	Anlagenmessdatenerfassung.....	17
3.4.2.2	Anlagenstatuserfassung.....	17
3.4.2.3	Anlagenkommandoausgabe	17
3.5	Funktionale Anforderungen an das Kommunikationskonzept	17
3.5.1	Kommunikationstopologie	17
3.5.2	Kommunikationsprotokoll	18
3.6	Externe Schnittstellen des gewünschten Systems	18
3.6.1	Benutzerschnittstellen (User Interfaces)	18

3.6.2	Systemschnittstellen.....	19
3.6.2.1	Bilanzgruppenmanagement des Betreibers	19
3.6.2.2	Marktteilnehmer	19
3.7	Sonstige Anforderungen.....	19
3.7.1	Geschwindigkeitsanforderungen	19
3.7.2	Ressourcenanforderungen.....	19
3.7.3	Schutzanforderungen	19
3.7.4	Sicherheitsanforderungen	20
3.7.5	Stabilitätsanforderungen	20
3.7.6	Benutzbarkeitsanforderungen	20

1 Einleitung

1.1 Zweck des Dokuments

Der Zweck dieses Lastenheftes ist die Definition der softwaretechnischen und kommunikativen Anforderungen zur Realisierung eines virtuellen Kraftwerkes auf Basis von erneuerbaren Energieträgern am liberalisierten (österreichischen) Strommarkt.

1.2 Gültigkeit des Dokuments

Dieses Dokument ist zur Verwendung durch die TU-Wien im Rahmen des Projektes Nr. 807708 mit dem Titel „Notwendige technische, regulative und ökonomische Bedingungen für -Virtuelle Kraftwerke- auf Basis von erneuerbaren Energieträgern für faire Wettbewerbsbedingungen“ der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie bmvit bestimmt.

1.3 Begriffsbestimmungen und Abkürzungen

APCS	Austrian Power Clearing and Settlement
IT	Informationstechnologie
MS	Microsoft
PC	Personal Computer
PSE	Siemens Programm- und Systementwicklung
SOAP	Simple Object Access Protocol
TU	Technische Universität
XML	Extensible Mark-up Language
VKW	Virtuelles Kraftwerk

1.4 Zusammenhang mit anderen Dokumenten

Die Rahmenbedingungen für dieses Dokument sind in den nachfolgenden Projektdokumenten definiert

- Projektantrag
Datei: AntragVK080903.doc
- Werkvertragsangebot von Siemens PSE
Datei: PSE EI NMA-05-F-180-02.doc
- 1. Projektzwischenbericht
Datei: Zwischenbericht_Virtuelles_Kraftwerk_807708.doc

Die Ergebnisse dieses Dokuments werden von der TU-Wien für die nachfolgenden Projektdokumente verwendet

- Projektendbericht
- Projektabschlusspräsentation

2 Allgemeine Beschreibung eines virtuellen Kraftwerks (VKW)

2.1 Zweck des gewünschten Systems

Der Zweck des gewünschten Systems ist der optimierte Betrieb einer Bilanzgruppe bestehend aus (teilweise beeinflussbaren) Verbrauchern, erneuerbaren Erzeugungseinheiten (welche teilweise oder zur Gänze außerhalb des Förderregimes stehen) sowie bilateralen Energieaustauschverträgen am liberalisierten (österreichischen) Strommarkt im Sinne eines virtuellen Kraftwerkes.

2.2 Abgrenzung und Einbettung des gewünschten Systems

Das hier nachfolgend beschriebene System ersetzt keinesfalls sämtliche Automatisierungssysteme für den Betrieb aller Komponenten eines VKW; es setzt zumindest auf eine bestehende Automatisierungstechnik auf, welche die grundsätzliche Betriebsführung der Komponenten eines VKW sicherstellt und für die Anlagen- und Personensicherheit verantwortlich ist.

Das System dient nicht als

- Strommarktschnittstelle
- grundsätzliches Bilanzgruppenmanagement
- Vertragsdatenmanagement
- Lieferantendatenmanagement
- Kundendatenmanagement
- Zählerdatenmanagement
- Abrechnungssystem

Das System hat vielmehr (im allgemeinen Fall) zu den meisten der genannten Komponenten Schnittstellen.

2.3 Überblick über die geforderte Funktionalität

Die Aufgabe des Systems ist es, die vorausschauende Prognose und Einsatzplanung der Komponenten eines VKW sowie die Betriebsführung dieser Komponenten kosten-/ertragsoptimal für dessen Betreiber im Umfeld eines liberalisierten Energiemarktes zu gestalten.

Das System bietet somit dem Betreiber eines solchen VKW die Möglichkeit

- die Komponenten des VKW zeitlich vorausschauend zu beplanen
- das Verhalten des VKW zeitnah zu überwachen
- auf dieses Verhalten im Sinne einer Optimierung der Geschäftsprozesse Einfluss zu nehmen

2.4 Allgemeine Einschränkungen

Die praktischen Möglichkeiten, welche das System zur Durchführung dieser Aufgaben hat, sind stark von den verfügbaren Daten und Kommunikationsschnittstellen zu den Komponenten des VKW abhängig.

2.5 Vorgaben zu Hardware und Software

Das System soll auf einem handelsüblichen PC unter einem aktuell verfügbaren Microsoft Windows Betriebssystemen ablauffähig sein. Die prozessgekoppelten Daten, welche nur in diesem System aufliegen, werden in einer handelsüblichen SQL Datenbank archiviert.

2.6 Benutzer des gewünschten Systems

Der / die Benutzer des Systems können in folgende Aufgabengruppen aufgeteilt werden:

- Administrator
 - Komponenten (Verbraucher, Erzeuger und Verträge) hinzufügen/entfernen

- Konfigurationsparameter ändern
 - Datensicherung
- Planer
 - Verbraucherlast prognostizieren
 - Vertragsoptionen bewerten
 - Verfügbarkeit der Komponenten eingeben
 - Komponenteneinsatzpläne und Bilanzgruppenaustauschfahrpläne erstellen
- Betriebsführende
 - Zeitnahe Überwachung des Bilanzgruppenaustausches
 - Beeinflussung der Komponenten (Sollwerte, Start/Stop Kommandos, Lastbeeinflussung)

3 Detaillierte Beschreibung der Anforderungen an ein VKW

3.1 Abläufe (Szenarien) von Interaktionen mit der Umgebung

3.1.1 Planungsfunktionen

- Import Wetterprognosen
- Berechnung der Verbrauchsprognosen (zumindest der Profilkunden)
- Berechnung der Erzeugungsprognosen der erneuerbaren Einheiten außerhalb des Förderregimes
- Übernahme des zugeteilten Fahrplans der Ökostrombilanzgruppe gemäß Ökostromgesetz
- Übernahme der Verbrauchsfahrpläne aller Tarifkunden (sofern diese in bestehenden Systemen bereits berechnet werden)
- Übernahme der Eckdaten der flexiblen bilateralen Energieaustauschverträge
- Übernahme der Fahrpläne der festen bilateralen Energieaustauschverträge
- Übernahme / Eingabe der erwarteten Ausgleichsenergiekosten (sofern prognostizierbar)
- Eingabe der Betriebsmittelverfügbarkeiten
- Berechnung der Einsatzplanung
- Übergabe des beim Bilanzgruppenkoordinator anzumeldenden Bilanzgruppenfahrplans

3.1.2 Betriebsführungsfunktionen

- Überwachung der Energiebilanz der Bilanzgruppe
- Gegebenenfalls manueller (bzw. automatisierter) Eingriff auf die Erzeugungsanlagen und/oder beeinflussbaren Verbraucher in Kommandorichtung

3.1.3 Administration

- Hinzufügen neuer Erzeugungsanlagen / Vertragsstrukturen / Verbraucher
- Anpassung von Parametern bestehender Komponenten bzw. Systemparametern

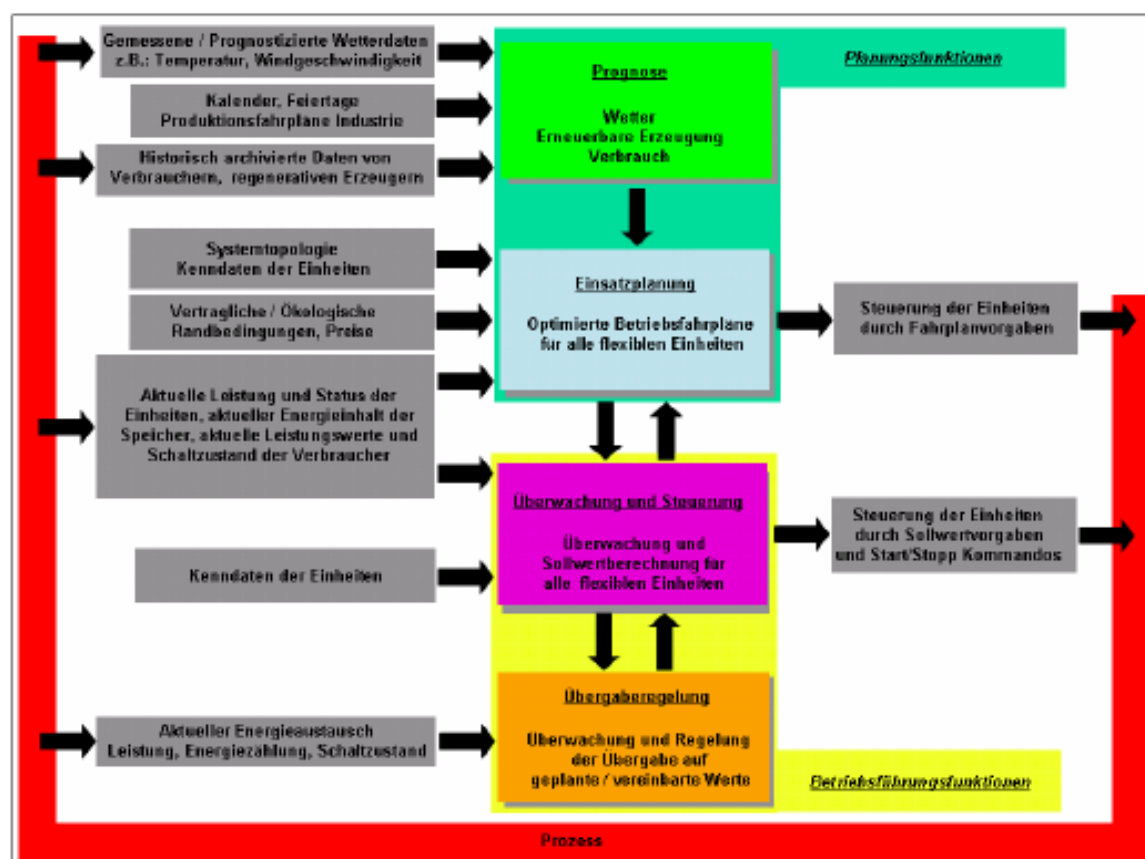
3.2 Ziele des Benutzers

Die Ziele des Benutzers / der Benutzer sind wie folgt zu gliedern:

- Optimierte Einsatzplanung der eigenen Betriebsmittel und Erstellung des beim Bilanzgruppenkoordinator anzumeldenden Bezugsfahrplanes
- Gegebenenfalls Evaluierung von Energieaustauschvertragsvarianten
- Optimierte zeitnahe Betriebsführung der Eigenerzeugungsanlagen und beeinflussbaren Verbraucher
- Notwendige Änderungen der Anlagenkonfiguration des Systems zur Anpassung an geänderte reale Begebenheiten / Strukturen

3.3 Funktionale Anforderungen an die VKW Leitstelle

Das folgende Bild zeigt die notwendigen Funktionen, deren Aufgaben sowie den erforderlichen Datenfluss zwischen den Funktionen und dem Prozessgeschehen in einer VKW Leitstelle:



Wie aus dem obigen Bild ersichtlich ist, sind die Funktionen / Aufgaben der VKW Leitstelle in zwei Hauptgruppen (mit jeweils zwei Untergruppen) unterteilt:

- **Planungsfunktionen**
 - *Prognose*
Die entsprechenden Funktionen sind die Wetterprognose, die Verbrauchsprognose und die Erzeugungsprognose
 - *Einsatzplanung*
Die entsprechende Funktion ist die Einsatzplanung

Die Planungsfunktionen arbeiten mit einem Zeithorizont von 1 bis 5 Tagen voraus (wobei Tag 0 den aktuellen Tag bezeichnet). Dieser Zeithorizont ermöglicht das Anmelden des Bilanzgruppenfahrplans an den Bilanzgruppenkoordinator auch für den Fall von zwei auf Montag und Dienstag fallenden Feiertagen.

Die zeitliche Auflösung der Planungsfunktionen ist die Abrechnungsperiode des Elektrizitätsaustausches mit dem Bilanzgruppenkoordinator (15 Minuten). Die Planungsfunktionen laufen zyklisch (einmal täglich oder kurzzyklischer), auf Anforderung des Benutzers sowie spontan ausgelöst (z.B. bei Betriebsmittelausfall) ab.

- **Betriebsführungsfunktionen**

- *Überwachung und Steuerung*
Die entsprechenden Funktionen sind das Erzeugungsmanagement und das Lastmanagement
- *Übergaberegulierung*
Die entsprechenden Funktionen sind die Austauschüberwachung und die Online Optimierung

Die Betriebsführungsfunktionen laufen zyklisch (z.B. jede Minute) ab.

3.3.1 Prognose

3.3.1.1 Wetterprognose

Die Funktion Wetterprognose ermöglicht den Wetterprognosedatenimport sowie notwendige / sinnvolle darauf aufsetzende Berechnungen; die prognostizierten Wetterdaten werden als Eingangsdaten für die weiteren Prognosemodule benötigt.

Es können beliebig viele Wettergebiete parallel verwaltet werden, um so auch großräumig innerhalb der gesamten Regelzone verteilter Erzeuger bzw. Verbraucher in einem VKW gerecht zu werden.

Die Wetterprognose ermöglicht den Import von prognostizierten (sowie gegebenenfalls historisch gemessenen) Wetterdaten (z.B. Temperatur, Lichtintensität, Windstärke, Windrichtung) von externen Quellen wie Wetterdiensten (z.B. ASCII oder Excel Dateien mittels ftp Transfer). Diese Daten sind typischerweise in einer bestimmten zeitlichen Auflösung (z.B. alle 3 Stunden) für einen bestimmten Prognosehorizont (z.B. 3 Tage voraus) verfügbar und werden in einem bestimmten Zyklus (z.B. zweimal täglich) zu bestimmten Uhrzeiten aktualisiert. Bevor die Daten in die Datenbank übernommen werden, werden die auf den Zeitraster der Planungsfunktionen fehlenden Zeitstempel durch lineare Interpolation erzeugt; weiters werden die Tage, welche auf den gewählten Planungshorizont fehlen, mit Kopien der Daten des letzten Tages der externen Prognosen gefüllt.

Für den Fall, dass Messdaten einer lokalen Wetterstation vor Ort für das System als Prozesswerte verfügbar sind, werden die extern importierten Prognosedaten an die lokal gemessenen Prozessdaten angepasst (mittels eines parametrierbaren, gleitenden Mittelwert-Korrekturverfahrens, welches die Abweichung zwischen externer Prognose und lokalen Messwerten um den aktuellen Zeitschritt herum minimiert). Die so berechneten internen Wetterprognosen werden als Eingangsdatum den weiteren Prognosefunktionen zur Verfügung gestellt.

3.3.1.2 Verbrauchsprognose

Die Funktion Verbrauchsprognose berechnet den voraussichtlichen Energiebedarf einer beliebigen Anzahl von Verbraucherklassen bzw. Einzelverbraucher.

3.3.1.2.1 Tarifkunden

Profilkunden werden gemäß den entsprechenden Lastprofilklassen über ihre synthetischen Lastprofile (Download als Access Datei von der Homepage der APCS: www.apcs.at) zusammengefasst und prognostiziert. Die Anzahl der Kunden einer Klasse als Multiplikator für das synthetische Lastprofil ergibt damit den Verbrauchsfahrplan der Verbraucherklasse.

3.3.1.2.2 Profilkunden

Die Basisdaten, welche für die Prognose von Profilkunden gebraucht werden, sind die historisch gemessenen Leistungsdaten der Verbraucherklassen in der zeitlichen Auflösung der Planungsfunktionen.

Weiters wird jede Verbraucherklasse einem Wettergebiet zugeordnet.

Für jede Verbraucherklasse wird ein stückweise lineares Modell aufgestellt, das den Lastgang als Funktion eines Subsets der folgenden Eingangsdaten erklärt:

- der Uhrzeit (es wird für jeden Zeitschritt des Tages eine eigenes Modell gerechnet)
- der unterschiedlichen Tagestypen (einschließlich Feiertage, Ferientage -> Kalender)
- bis zu vier unterschiedliche Wettergrößen (z.B. Temperatur, Lichtintensität, Windstärke, Windrichtung)
- vier weitere, frei definierbare exogene Einflussgrößen (z.B. Produktionspläne bei industriellen Verbraucherklassen)
- einer Trendvariable zur Abbildung nicht wetterbedingter saisonaler Schwankungen

Die Modellkoeffizienten werden täglich neu geschätzt, nachdem neue Messwerte eines vollständigen Tagesverlaufs verfügbar werden. Der Analysezeitraum erstreckt sich bis zu 84 Tage in die jüngste Vergangenheit (parametrierbar). Das Schätzverfahren ist eine adaptive Regressionsanalyse (Kalman Filter).

y(t)	... zu prognostizierender Verbrauch
y_e(t)	... prognostizierter Verbrauch laut aktuellem Modell
m(t)	... Einflussgrößenvektor
c(t)	... Koeffizientenvektor
s(t)	... Rauschvariable (Gaußsche Verteilung angenommen)
u(t)	... Rauschvariable (Gaußsche Verteilung angenommen)
r	... Varianz von s(t) (Konstant über der Zeit angenommen)
Q	... Varianzmatrix von u(t) (Konstant über der Zeit angenommen)
k(t)	... Kalman Gain Vektor
P(t)	... Varianzmatrix von c(t)
E	... Einheitsmatrix
t	... Zeitschritt
n	... zu analysierender Tagesindex
k	... Prognosehorizont

Modellgleichung: $y(t) = m(t) * c(t) + s(t)$

Statusgleichung: $c(t+1) = c(t) + u(t)$

Vorbesetzung: $c(1), P(1), r, Q$

Analyse (t = 1.. n): $y_e(t) = m(t) * c(t)$

$$P(t) = P(t) + Q$$

$$k(t) = (m(t) * P(t)) / ((m(t) * P(t) * m^T(t)) + r)$$

$$c(t+1) = c(t) + k(t) * (y(t) - y_e(t))$$

$$P(t+1) = P(t) * (E - m^T(t) * k(t))$$

Mit den geschätzten Koeffizienten am Ende der Analyseperiode und den zukünftigen (prognostizierten) Einflussgrößen wird dann der zukünftige Lastverlauf wie folgt errechnet:

Prognose (t = n+1 .. k): $y_e(t) = m(t) * c(n)$

Durch entsprechende Initialisierung der Werte von $c(1)$, $P(1)$, r , Q ist es möglich, voll dynamische, teilweise statische oder vollkommen statische Modelle des Verbrauchsverhaltens abzubilden.

Zusätzlich zum Erwartungswert des Verbrauchs wird eine obere und untere Schranke unter Annahme einer Gaußverteilung der Verbrauchsprognosefehler und eines parametrierbaren erwünschten Konfidenzintervalls berechnet. Diese Schranken dienen der Abschätzung des Leistungsreservebedarfes in der Funktion Einsatzplanung, da die Prognoseunsicherheit eines Profilkunden direkt in die Unsicherheit des Bilanzgruppenfahrplans eingeht.

3.3.1.3 Erzeugungsprognose

Die Funktion Erzeugungsprognose berechnet die erwartete Leistungsabgabe von erneuerbaren Einheiten in Abhängigkeit der prognostizierten Wetterdaten.

Diese Funktion betrifft nur jene erneuerbaren bzw. CO₂ neutralen Einheiten, welche nicht gemäß Ökostromgesetz in der Ökostrombilanzgruppe bilanziert werden.

Die erneuerbaren Einheiten können, wenn von Standort und Type her sinnvoll, in Gruppen zusammengefasst werden (z.B.: ein Windpark mit 6 baugleichen Windrädern an einem Standort). Jede erneuerbare Einheit (bzw. Gruppe) wird einem Wettergebiet zugeordnet.

Der Prognosealgorithmus ist eine stückweise lineare Transformation von bis zu zwei Wettervariablen auf die erwartete Leistungsabgabe gemäß einer gegebenen Transformationsmatrix (z.B. Windstärke und Windrichtung bei Windkraftanlagen, Lichtintensität und Umgebungstemperatur bei Photovoltaikanlagen).

Die Transformationsmatrix kann gemäß den Herstellerangaben parametrisiert und/oder auf Basis von historischen Leistungs- und Wettermesswerten erlernt (unter Anwendung von Pivot- Tabellen oder Neuronalen Netzen – in einer offline durchgeführten Datenanalyse) werden.

Zusätzlich zum Erwartungswert der Leistungsabgabe wird eine obere und untere Schranke berechnet (unter Annahme einer Gaußverteilung der Wetterprognosefehler und eines parametrierbaren erwünschten Konfidenzintervalls). Diese dienen der Abschätzung des Leistungsreservebedarfes in der Funktion Einsatzplanung da die Prognoseunsicherheit einer solchen Einheit direkt in die Unsicherheit des Bilanzgruppenfahrplans eingeht.

3.3.2 Einsatzplanung

Die Funktion Einsatzplanung berechnet die optimierten Leistungsfahrpläne (einschließlich Einschaltentscheidungen) aller flexiblen Betriebsmittel wie z.B. flexibler Erzeugungseinheiten, flexibler Verträge und beeinflussbarer Verbraucher.

Die Zielfunktion ist der Profit als Differenz aus variablen Erträgen minus Kosten. Die Einsatzplanung berücksichtigt hierbei die Parameter aller Modellkomponenten und deren topologische Verbindung, durch welche die Preise sowie alle technischen, vertraglichen und ökologischen Einschränkungen und Randbedingungen des VKW definiert sind.

Weiters werden die Unsicherheitsbänder der Verbrauchsprognose und der Erzeugungsprognose (zuzüglich einer manuell vorgebbaren Reserveanforderung) als gewünschte minimale Reservevorhaltung berücksichtigt. Dies sichert den Betriebsführungsfunktionen den nötigen Handlungsspielraum zum Ausregeln des Bilanzgruppenaustauschfahrplans zu.

Als Optimierungsalgorithmus kommt die Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP) zum Einsatz. Da die Beschreibung der nichtlinearen Modellkomponentenparameter hierbei in stückweise linearer Form erfolgt, hat das Optimierungsproblem die folgende Struktur:

$$Z = \sum \sum (a_{ij} * f(X_{ij}) + b_{ij} * D_{ij})$$

, mit den Nebenbedingungen

$$\sum \sum (c_{ij} * g(X_{ij}) + d_{ij} * D_{ij} + e_{ij}) \leq 0$$

Z	... Zielfunktion
a, b, c, d, e	... Koeffizienten
X	... Kontinuierliche Optimiervariable
f(X), g(X)	... beliebige Funktion (stückweise stetig abgebildet)
D	... optimierbare ganzzahlige Entscheidungsvariable
i	... Modellelementindex
j	... Zeitindex

Die Zielfunktion (Profit = Erträge – Kosten), welche von den Einsatzentscheidungen und den Leistungsfahrplänen der flexiblen Betriebsmittel abhängt, soll einem Maximum zustreben. Die Nebenbedingungen schränken den erlaubten Lösungsraum ein; mögliche Nebenbedingungen sind z.B.: die Verfügbarkeit der Einheiten, die Leistungsbilanz Erfüllung in jedem Bilanzknoten, die Minimal- und Maximalleistung der Einheiten, die maximal möglichen Leistungsrampen der Einheiten, die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern, die maximale Kapazität von Speichereinheiten oder die maximal erlaubten Emissionen.

In die elektrische Leistungsbilanz einer VKW Bilanzgruppe in Österreich gehen somit die folgenden Einheiten / Fahrpläne ein:

- Verbrauch aller Tarifkunden (ohne Prognoseunsicherheiten)
- Verbrauch aller Profilkunden (mit Prognoseunsicherheiten); gegebenenfalls sind einzelne davon in einem gewissen Maße beeinflussbare Verbraucher
- zugeteilter Fahrplan der Ökostrombilanzgruppe gemäß Ökostromgesetz (ohne Prognoseunsicherheiten)
- Erzeugung aller Einheiten, die direkt der VKW Bilanzgruppe zugeordnet sind (mit Prognoseunsicherheiten); gegebenenfalls sind einzelne davon in einem gewissen Maße beeinflussbare Erzeuger
- bilaterale Energieaustauschverträge
- Ausgleichsenergieverträge (als strategische Planungsoption)

Die Ausgleichsenergieverträge (einer in Importrichtung und einer in Exportrichtung) können unterschiedlich genutzt werden:

- werden die Kosten für Ausgleichsenergie sehr hoch angesetzt, dann wird die Einsatzplanung alles daran setzen, auf möglichst ausgeglichene Leistungsbilanz hinzusteuern; in diesem Fall können die Prognoseunsicherheiten als Reservevorhaltungsvorgabe in der Einsatzplanung geschaltet werden; die Planung wird dann versuchen, mit den flexiblen Eigenanlagen bzw. den beeinflussbaren Lasten die Reservedeckung herbeizuführen
- wenn es sinnvoll möglich ist, die erwarteten Ausgleichsenergiekosten der Regelzone als Eingabegröße vorzugeben, kann die Einsatzplanung bereits eine optimierte Unterdeckung oder Überdeckung der Bilanzgruppe einplanen; letzteres ist nur dann sinnvoll möglich, wenn die Regelkapazitäten der flexiblen Einheiten des VKW eine entsprechende Größenordnung im Vergleich zu den Prognoseunsicherheiten haben

In jedem Fall entspricht der Summenfahrplan aller bilateralen Energieaustauschverträge dem beim Bilanzgruppenkoordinator anzumeldenden Bilanzgruppenfahrplan – dieser ist somit ein Ergebnis der Einsatzplanung.

3.3.3 Übergaberegulierung

3.3.3.1 Austauschüberwachung

Die Funktion Austauschüberwachung berechnet die erwartete Abweichung von dem vereinbarten elektrischen Übergabefahrplan in der jeweils aktuellen Verrechnungsperiode (15 Minuten Intervall) sowie die notwendige Korrekturleistung, um die Abweichung bis zum Ende der Verrechnungsperiode auszugleichen.

Auf Basis des aktuell bisher angefallenen Energieaustausches der laufenden Verrechnungsperiode sowie des Trends der aktuellen Austauschleistung wird der erwartete Energieaustausch bis zum Ende der Verrechnungsperiode berechnet. Die Differenz zwischen diesem Wert und dem vereinbarten Wert des Energieaustausches dieser Verrechnungsperiode - dividiert durch die verbleibende Zeit in der Verrechnungsperiode - ergibt die notwendige Korrekturleistung um am Ende der Verrechnungsperiode den geplanten Energieaustausch einzuhalten. Dieser Korrekturleistungswert wird an die Funktion Online Optimierung weitergegeben.

Die oben beschriebene Funktion entspricht der Situation in der Einsatzplanung, in der die Ausgleichsenergiekosten hoch angesetzt wurden (also das Ziel der VKW Bilanzgruppe ist es, auf ausgeglichene Bilanz, sprich Ausgleichsenergie = Null, zu regeln).

Wenn den Betriebsführungsfunktionen jedoch ein Indikator zur Verfügung steht, welcher zumindest das erwartete Vorzeichen des Ausgleichsenergiebedarfs der Regelzone in der laufenden Viertelstunde angibt, dann kann die Austauschüberwachung das Korrekturleistungssignal auch entsprechend anders berechnen:

- hat die Regelzone Unterdeckung, dann wird die gesamte verfügbare Regelreserve zur Leistungssteigerung abgerufen (also Erzeugung erhöhen, Lasten senken)
- hat die Regelzone Überdeckung, dann wird die gesamte verfügbare Regelreserve zur Leistungssenkung abgerufen (also Erzeugung senken, Lasten erhöhen)

Eine angenommene Voraussetzung für den wirtschaftlichen Nutzen dieses Algorithmus ist es, dass sich das Vorzeichen des Ausgleichsenergiebedarfes der Regelzone durch die eigenen Regelbewegungen nicht ändert.

Da keine direkte physikalische Messung/Zählung der Bilanzgruppenaustauschleistung / -energie existiert (da die Erzeuger/Lasten des VKW beliebig über eine Regelzone verteilt sein können), muss die laufende Leistungs- / Energiebilanz einer VKW Bilanzgruppe in Österreich folgendermaßen berechnet werden:

$$\begin{aligned} \text{Bilanzgruppenaustauschleistung/-energie} = & \\ & + \text{Fahrplanwert der bilateralen Verträge} \\ & + \text{Fahrplanwert des zugeteilten Ökostrombilanzgruppenfahrplans} \\ & + \text{aktuelle Eigenerzeugung} \\ & - \text{Fahrplanwert Tarifkundenverbrauch} \\ & - \text{aktueller Profilkundenverbrauch} \end{aligned}$$

Im Idealfall sind somit die Zählervorläufe und die aktuellen Leistungswerte der Eigenerzeugungsanlagen und der Profilkunden für die Berechnung verfügbar; im Minimalfall sind nur die aktuellen Leistungswerte verfügbar und werden durch die Austauschüberwachung zur aktuellen Energie der Abrechnungsperiode summiert.

Die Austauschüberwachung berechnet in Folge die erforderliche Korrekturleistung um die

$$\text{Ausgleichsenergie} =$$

- + angemeldeter Bilanzgruppenaustauschfahrplan
- Bilanzgruppenaustauschenergie der aktuellen Periode

um die Ausgleichsenergie der aktuellen Periode zu minimieren.

3.3.3.2 Online Optimierung

Die Funktion Online Optimierung berechnet die Aufteilung der benötigten Korrekturleistung auf die einzelnen Erzeugungseinheiten, Speichereinheiten und beeinflussbaren Verbraucherklassen welche sich im Steuerungsmodus „an der Regelung“ befinden.

Der Aufteilungsalgorithmus arbeitet nach folgenden Regeln:

- die aktuellen technischen Nebenbedingungen der Einheiten müssen berücksichtigt werden (z.B. Minimal- und Maximalleistung, maximale Leistungsrampen, aktueller Speicherinhalt)
- der Korrekturleistungswert soll so schnell wie möglich erreicht werden
- wenn die verfügbare Regelkapazität aller Einheiten die benötigte Korrekturleistung übersteigt, werden die „billigsten“ Einheiten bevorzugt zur Erbringung der Regelbewegung eingesetzt

Als „billigste“ Einheiten sind in diesem Zusammenhang jene zu verstehen, deren Leistungszuwachskosten um den - von der Einsatzplanung errechneten - Basisarbeitspunkt am geringsten sind. Diese Leistungszuwachskosten werden von der Einsatzplanung berechnet und an die Online Optimierung weitergegeben.

Die so berechneten Leistungskorrekturwerte je Betriebsmittel werden an die Funktionen Erzeugungsmanagement und Lastmanagement zur Durchführung weitergegeben.

Es besteht auch die Möglichkeit, die Leistungszuwachskosten im Sinne einer Prioritätenliste manuell zu parametrieren.

3.3.4 Überwachung und Steuerung

3.3.4.1 Erzeugungsmanagement

Die Funktion Erzeugungsmanagement ermöglicht die Steuerung und Überwachung aller Erzeugungseinheiten und Speicher eines VKW.

In Abhängigkeit des Steuerungsmodus der entsprechenden Einheiten (unabhängig, manuell, nach Fahrplan oder an der Regelung), der technischen Parameter der Einheiten (Minimal- und Maximalleistung, Leistungsgradienten), der aktuellen Prozesswerte der Einheiten (Leistungsabgabe, Energieinhalt) sowie des aktuellen Status der Einheiten (Hoch/Niederfahren, Normalbetrieb, fernsteuerbar, gestört) werden die Start/Stopp Kommandos und die Leistungssollwerte der Einheiten berechnet und über die Prozessschnittstellen ausgegeben.

Des Weiteren wird das Folgeverhalten der Einheiten auf die Kommandos und Sollwerte überwacht und signalisiert. Im Falle einer nicht akzeptablen Abweichung im Folgeverhalten einer Einheit wird deren Steuerungsmodus entsprechend (auf unabhängig) geändert; dies erlaubt den Übergaberegulierungsfunktionen entsprechende Gegenmaßnahmen mit alternativen Einheiten durchzuführen.

Im Falle einer Störungsmeldung einer Einheit kann das Erzeugungsmanagement einen spontanen Start der Einsatzplanung veranlassen, um so eine Umplanung der verbleibenden Betriebsmittel unter Berücksichtigung auch der zeitlich integralen Nebenbedingungen zu erzwingen.

Die optimierten Betriebsmittelfahrpläne aus der Einsatzplanung sind die Basis für die Betriebsmittelsteuerung in der Betriebsart „nach Fahrplan“ und „an der Regelung“.

3.3.4.2 Lastmanagement

Die Funktion Lastmanagement ermöglicht die Steuerung und Überwachung aller beeinflussbaren Verbraucher eines VKW.

Eine beeinflussbare Verbraucherklasse (welche von den Planungsfunktionen als kontinuierliche Leistung gesehen - also prognostiziert und eingeplant - wurde) kann eine oder mehrere Verbrauchergruppen gleicher Priorität enthalten; wobei jeweils eine Verbrauchergruppe mit jeweils einem Schaltkommando vollständig ein- bzw. ausgeschaltet werden kann.

In Abhängigkeit des Steuerungsmodus der Verbraucherklasse (unabhängig, nach Fahrplan oder an der Regelung), des aktuellen Schaltzustandes, des aktuellen Steuerungsstatus (fernsteuerbar, nicht fernsteuerbar), des aktuellen Leistungswertes sowie der minimal einzuhaltenden Schaltspielzeit der Verbrauchergruppen werden die notwendigen Schalthandlungen, um den gewünschten Verbraucherklassensollwert so genau als möglich zu erreichen, berechnet und über die Prozessschnittstellen ausgegeben (wobei rotierende Lastabschaltung zur gleichmäßigen Versorgung aller Gruppen einer Klasse zur Anwendung kommt).

Wenn mehr als eine beeinflussbare Verbraucherklasse im VKW definiert ist, dann entscheidet die Prioritätenliste die Reihenfolge der Lastmanagementmaßnahmen.

Die optimierten Verbraucherklassenfahrpläne aus der Einsatzplanung sind die Basis für die Betriebsmittelsteuerung in den Modi „nach Fahrplan“ und „an der Regelung“.

3.4 Funktionale Anforderungen an die VKW Anlagenschnittstelle

Damit die VKW Leitstelle den aktuellen Bilanzgruppenaustausch berechnen kann, wird die aktuelle Leistung der fluktuierenden Erzeuger und der Verbraucher mit Profizählung an der jeweiligen VKW Anlagenschnittstelle erfasst und kurzzyklisch an die VKW Leitstelle übertragen.

Damit die VKW Leitstelle Abweichungen vom angemeldeten Bilanzgruppenaustauschfahrplan aktiv ausgleichen kann werden die Sollwertvorgaben oder Start/Stop Kommandos an die VKW Anlagenschnittstelle der steuerbaren Erzeuger und Verbraucher übertragen.

Die VKW Anlagenschnittstelle besteht aus folgenden Funktionsblöcken

- Kommunikationsmodul zum Datenaustausch mit der VKW Leitstelle
- Messdatenerfassungsmodul zur Erfassung der Leistungsmessdaten am Netzanschlusspunkt der Anlage
- Meldungsmodul zur Erfassung der Statusinformationen und Alarmmeldungen der Anlage
- Kommandomodul zur Ausgabe der Sollwert und Start/Stop Kommandos an die Anlage

3.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Um rechtliche Probleme der Anlagenbetreiber mit den Anlagenherstellern hinsichtlich Garantie und Gewährleistung auszuschließen, erfolgt die Anbindung der VKW Anlagenschnittstelle ohne herstellereinspezifischen Anlageneingriff über ausschließlich vom Hersteller freigegebene Schnittstellen.

Die Anlagenhersteller (insbesondere bei Windenergieanlagen) haben in der Vergangenheit stets herstellereinspezifische Anlagenschnittstellen mit der darauf ausgerichteten Kommunikationslösung ausgeführt. Dadurch ist es notwendig eine einheitlichen VKW Anlagenschnittstelle durch Implementierung von Mess- und Steuerungstechnik außerhalb der jeweiligen Anlagenautomatisierung umzusetzen.

Die Einbindung einer VKW Anlagenschnittstelle als eigenständige Automatisierungslösung ermöglicht es dem Bilanzgruppenverantwortlichen diese Schnittstellenlösung dem Anlagenbetreiber auf die Dauer der vertraglichen Bindung zur Verfügung zu stellen.

Durch Standardisierung der Anlagenschnittstellen können zukünftig die Investitionskosten für eigenständige VKW Anlagenschnittstellen außerhalb der Anlagengrenzen entfallen.

3.4.2 Anlagendatenmodell

Das Anlagendatenmodell ist trotz Standardisierungsbemühungen noch herstellerspezifisch und wird daher durch die VKW Anlagenschnittstelle auf den notwendigen gemeinsamen Nenner für die Anbindung an die VKW Leitstelle gebracht.

Die Implementierung der VKW Anlagenschnittstelle insbesondere das Kommandomodul und das Anlagendatenmodell berücksichtigen die nachfolgend angeführten in Ausarbeitung befindlichen Standards soweit als möglich

- IEC 61850
Communication networks and systems in substations
- IEC 61400-25
Communications for monitoring and control of wind power plants
- IEC 62344
Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control
- IEC 62350
Communication Systems for Distributed Energy Resources (DER)
- IEEE P1547.3
Draft Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems

3.4.2.1 Anlagenmessdatenerfassung

Die VKW Anlagenschnittstelle verfügt über ein eigenes Messsystem am Netzanschlusspunkt zur Bestimmung der aktuellen Leistung sowie der aktuellen Blindleistung und Netzspannung in Hinblick auf zukünftige Erbringung von Netzdienstleistungen.

3.4.2.2 Anlagenstatuserfassung

Die VKW Anlagenschnittstelle ermöglicht die Abfrage von betriebsrelevanten Anlagestatusinformationen und Alarmmeldungen sofern diese vom Anlagenhersteller über freigegebene Schnittstellen zugänglich gemacht sind.

3.4.2.3 Anlagenkommandoausgabe

Die VKW Anlagenschnittstelle ermöglicht die Anlagensteuerung über die Start/Stop Kommandoausgabe an die herstellerspezifische Anlagenautomatisierung unter Nutzung des stets vorhandenen potentialfreien Steuerungseingangs.

Die VKW Anlagenschnittstelle ermöglicht ebenso die Ausgabe von Leistungswertwerten sofern diese von der herstellerspezifischen Anlagenautomatisierung über eine freigegebene Sollwertschnittstelle unterstützt werden.

3.5 Funktionale Anforderungen an das Kommunikationskonzept

Das Kommunikationskonzept beruht aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen auf der Standard-Internettechnologie.

3.5.1 Kommunikationstopologie

Damit die VKW Leitstelle den aktuellen Bilanzgruppenaustausch kurzzyklisch (minimal 1min bis maximal 15min) erfassen und die Abweichung von angemeldeten Bilanzgruppenfahrplan

berechnen und korrigieren kann, ist es erforderlich die Erzeuger und Verbraucher mit Profilzählung über die VKW Anlagenschnittstelle online unterbrechungsfrei anzubinden.

Eine unterbrechungsfreie Anbindung wird kostengünstig über eine ADSL Internetverbindung ermöglicht. Da allgemein zum Zwecke der Fernwartung der Anlagen vom Anlagenbetreiber eine ISDN Telefonverbindung errichtet wird, kann diese Leitungsverbindung für den Breitbandzugang über ADSL genutzt werden ohne dadurch den Zugriff des Anlagenherstellers zu Wartungszwecken sowie des Anlagenbetreibers für Betriebszwecke einzuschränken.

Das ADSL Modem stellt im Allgemeinen bereits die Funktionalität einer Firewall zur Verfügung.

Die VKW Anlagenschnittstelle verfügt im Kommunikationsmodul über einen Webserver. Die Anlagendaten werden der VKW Leitstelle über Webservices zur Verfügung gestellt. Der Datenaustausch erfolgt als XML Daten unter Ausnutzung des „Simple Object Access Protocol SOAP“. Die VKW Leitstelle übernimmt in der Kommunikation die aktive Rolle.

Diese Technologie ist konform zu den im nachfolgenden Abschnitt angeführten Standards hinsichtlich Datenmodell, Kommunikationsprotokoll und Datensicherheit.

3.5.2 Kommunikationsprotokoll

Die VKW Anlagenschnittstelle unterstützt die nachfolgend angeführten in Ausarbeitung befindlichen Standards betreffend Kommunikationsprotokoll soweit als möglich

- IEC 61850
Communication networks and systems in substations
- IEC 61400-25
Communications for monitoring and control of wind power plants
- IEC 62344
Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control
- IEC 62350
Communication Systems for Distributed Energy Resources (DER)
- IEC 62351
Data and Communication Security
- IEEE P1547.3
Draft Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems

3.6 Externe Schnittstellen des gewünschten Systems

Die Prozessschnittstellen, welche ja ebenfalls externe Schnittstellen des Systems sind, wurden bereits in den vorhergehenden Kapiteln detailliert behandelt.

3.6.1 Benutzerschnittstellen (User Interfaces)

Das User Interface zeigt die folgenden Daten und ermöglicht die folgenden Interaktionen:

- Betriebsmittelkonfiguration und die Änderung / Anpassung
- Eingabe aller relevanten technischen und vertraglichen Parameter und Kosten aller Betriebsmittel
- Konfiguration der automatisierten zeitlich gesteuerten Abläufe
- Übernahme von Fahrplandaten des Bilanzgruppenmanagementsystem
- Start der Prognose/Planungsrechnungen
- Ausgabe der Eingangs- und Ergebnisdaten der Prognose/Planungsrechnungen in tabellarischer und graphischer Form
- Übergabe der Ergebnisfahrpläne an das Bilanzgruppenmanagementsystem
- Ausgabe der aktuellen Prozessdaten der Betriebsmittel, der aktuellen Energiebilanz der Bilanzgruppe sowie der vorgeschlagenen bzw. automatisiert durchgeführten Kommandos

3.6.2 Systemschnittstellen

Der Aufstellungsort des Systems ist das Büro des Bilanzgruppenverantwortlichen, wo auch die anderen IT Systeme der Bilanzgruppe untergebracht sind. Das System ist über ein LAN mit den anderen IT Systemen verbunden.

3.6.2.1 Bilanzgruppenmanagement des Betreibers

Die vom Bilanzgruppenmanagement zu übernehmenden Fahrpläne bzw. die zum Bilanzgruppenmanagement zu transferierenden Fahrpläne werden entweder per projektierbarer ODBC Schnittstelle oder in Form von Kiss-A Dateien übertragen.

Das VKW Leitsystem stellt dabei den aktiven Client dar.

Die mindestens zu übertragenden Fahrpläne sind:

- Verbrauch aller Tarifkunden (von oder zum VKW Leitsystem, je nach Berechnungsort)
- Verbrauch aller Profilkunden (von VKW Leitsystem)
- Zugeteilter Fahrplan der Ökostrombilanzgruppe gemäß Ökostromgesetz (zum VKW Leitsystem)
- Geplante Erzeugung aller Einheiten, die direkt der VKW Bilanzgruppe zugeordnet sind (von VKW Leitsystem)
- Fahrpläne bilateraler Energieaustauschverträge (zum VKW Leitsystem)
- Geplanter Bilanzgruppenfahrplan (von VKW Leitsystem)
- Geplanter Ausgleichsenergiefahrplan (von VKW Leitsystem)

3.6.2.2 Marktteilnehmer

Die Energiekunden und Energielieferanten sind als solche bereits in den Kundendatenmanagement bzw. Lieferantendatenmanagement erfasst. Sobald jedoch ein technischer Energiemanagementaspekt hinzukommt (gemessene / beeinflussbare Lasten bzw. gemessene / beeinflussbare Erzeuger) sind diese über die oben beschriebenen Prozessschnittstellen an das VKW Leitsystem angebunden.

Die bestehenden Energiemärkte, die bilateralen Austauschvertragspartner sowie die Kommunikation zum Bilanzgruppenkoordinator sind bereits über das Bilanzgruppenmanagementsystem bzw. ein Energiehandelssystem angebunden.

Ein zukünftiger Markt könnte sich durch Netzdienstleistungen für Verteilnetzbetreiber erschließen; im Besonderen dann, wenn die dezentrale erneuerbare Erzeugung weiter am zunehmen ist. Diese Märkte sind aktuell noch nicht etabliert (aber Gegenstand von nationalen und internationalen Forschungsprojekten); daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine technischen Inhalte über diese Schnittstellen spezifiziert werden.

3.7 Sonstige Anforderungen

3.7.1 Geschwindigkeitsanforderungen

Der Überwachungs- und Steuerungszyklus der VKW Leitstelle zu den VKW Anlagenschnittstellen beträgt minimal 1 Minute und maximal 15 Minuten.

3.7.2 Ressourcenanforderungen

Die Anzahl der zu überwachenden und zu steuernden Anlagen beträgt in der Standardausbaustufe maximal 100 Anlagen (Erzeuger, Verbraucher).

3.7.3 Schutzanforderungen

Das virtuelle Kraftwerk bestehend aus VKW Leitstelle und den verbundenen VKW Anlagenschnittstellen dient ausschließlich der kostenoptimierten Betriebsführung des VKW.

Die Personen- und Anlagensicherheit wird durch die von den Anlagenherstellern gelieferte Automatisierungstechnik garantiert.

3.7.4 Sicherheitsanforderungen

Das Kommunikationskonzept umfasst die üblichen Standardsicherheitsvorkehrungen bei Nutzung des Internets bestehend aus

- Firewall
- Datenverschlüsselung
- Benutzer Authentifizierung

Bei Bedarf wird zusätzlich zwischen VKW Leitstelle und den VKW Anlagenschnittstellen eine VPN Datenverbindung konfiguriert.

3.7.5 Stabilitätsanforderungen

Die Verfügbarkeit der Planungsfunktionen muss während der Bürozeiten (Montag – Freitag von 08:00h – 17:00h) gegeben sein.

Die Verfügbarkeit der Betriebsführungsfunktionen muss 7x24h pro Woche mit einer Verfügbarkeitswahrscheinlichkeit von 99% gegeben sein. Diese Verfügbarkeit entspricht der Standardverfügbarkeit einer nicht redundanten PC basierten Lösung.

3.7.6 Benutzbarkeitsanforderungen

Die Benutzeroberfläche der VKW Leitstelle soll nach 3 tägiger Schulung durch den Bilanzgruppenverantwortlichen im Zuge der täglichen Routinetätigkeit intuitiv bedient werden können.