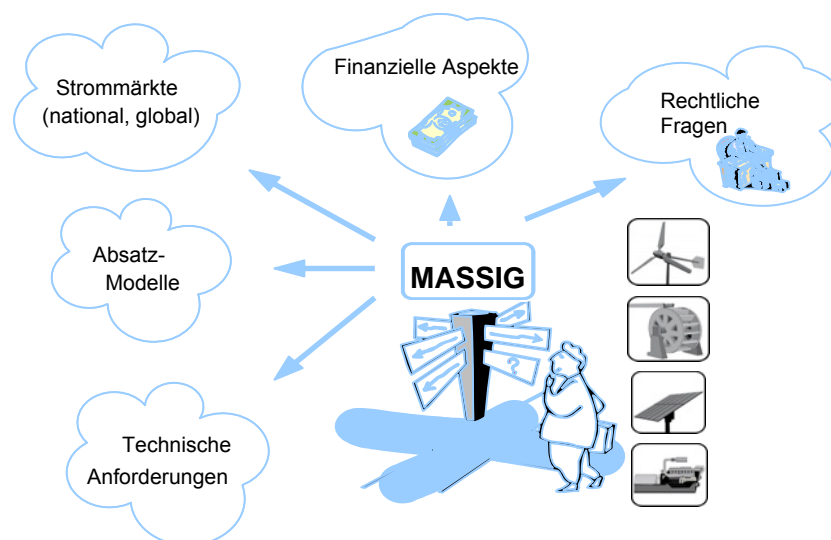


Market Access for Smaller Size Intelligent Electricity Generation (MASSIG)

Intelligente Marktteilnahme für kleinere und mittlere Erzeuger (MASSIG)

ABSCHLUSSBERICHT

Deutschsprachige Kurzfassung



Die vorliegende deutsche Kurzfassung des Berichtes „MASSIG – Market Access for Smaller Size Intelligent Electricity Generation“ fasst die aus Sicht des deutschsprachigen europäischen Raumes wichtigsten Projektergebnisse zusammen, wobei grundlegende Erläuterungen und Beschreibungen vollständig übersetzt wurden. Sofern für ein besseres Verständnis der jeweiligen Zusammenhänge hilfreich, wurden einzelne Textpassagen gegenüber dem Originalbericht leicht verändert.

Projektstammdaten

Projektdauer: Oktober 2007 – Juli 2010

Koordination:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Dr. Thomas Erge, Heidenhofstr. 2, D-79110 Freiburg

Projektpartner:

badenovaWÄRMEPLUS GmbH & Co KG (DE)
EMD International A/S (DK)
The University of Manchester (GB)
European Renewable Energy Council (BE)
Politechnika Łódzka (Technical University of Łódź) (PL)
Energy Economics Group EEG, Vienna University of Technology (AT)

Webseite:

www.iese-massig.eu

Kontakt:

iese-massig@ise.fraunhofer.de

Autoren des Berichtes:

Thomas Erge, Christian Sauer – Fraunhofer ISE
Klaus Preiser, Martin Barnsteiner, Johannes Rösch – badenovaWÄRMEPLUS
Anders Andersen – EMD
Joseph Mutale, Galina Romanovsky, Melanie Watts – University of Manchester
Emanuela Giovannetti – EREC
Tomasz Siewierski – TUL
Carlo Obersteiner – EEG

Gefördert durch die Europäische Kommission

Directorate-General for Energy and Transport
Executive Agency for Competitiveness and Innovation
Intelligent Energy for Europe IEE
Contract No. EIE/07/164/SI2.467618

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den AutorInnen. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Europäischen Union wieder. Die Europäische Kommission übernimmt keine Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

Editorial

Um langfristig eine stabile, bezahlbare und umweltfreundliche Energieversorgung in Deutschland sicherzustellen ist es nicht sinnvoll und möglich, eine jederzeit auf die mögliche Maximalleistung zugeschnittene gesicherte Erzeugungskapazität vorzuhalten, insbesondere wenn diese aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird. Die Stromversorgung der Zukunft kann nur durch das „intelligente“ Zusammenwirken der vielen verschiedenen Akteure gestaltet werden und erfordert Anpassungs- und Entwicklungsprozesse auf allen Ebenen der Stromversorgung – von großen Energiekonzernen und zentralen Entscheidungsträgern bis hin zu den privaten Endkunden und Betreibern auch sehr kleiner Erzeugungseinheiten. Hieraus erwachsen komplexe Herausforderungen, jedoch bieten sich auch großen Chancen.

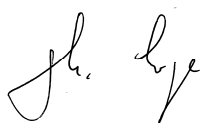
Betreibern dezentraler kleinerer Erzeuger, welche in der Regel erneuerbare Energiequellen nutzen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Aggregate betreiben, kommt zukünftig hierbei eine besondere Rolle zu. Neben der Erzeugung „sauberen“ Stroms erfolgt die Einspeisung verbraucher-nah in die Verteilnetze, so dass ein weiträumiger Energietransport vermieden wird und die Netze entlastet werden. Daneben werden solche Erzeuger häufig von Kommunen und privaten Investoren betrieben, so dass Stromerzeugung nicht mehr nur das Privileg großer Stromkonzerne ist, sondern auch für einfache Bürger verständlich und erlebbar wird.

Darum war es Anliegen des Projektes MASSIG, Investoren und Entscheidungsträger für ein Engagement in dezentraler Stromerzeugung zu motivieren und ihnen Markt- und Betriebsführungsoptionen aufzuzeigen, die einen gewinnbringenden Betrieb der Anlagen ermöglichen – insbesondere dann, wenn Einspeisevergütungen keine Kostendeckung mehr versprechen.

Die in diesem Bericht beschriebenen Strategien für eine Marktteilnahme hängen stark von den aktuellen nationalen Vorschriften und Vorgaben ab. Diese ändern sich dynamisch, so dass Leser dieses Berichtes immer kritisch prüfen sollten, wie sich die durch MASSIG beschriebenen Marktansätze unter den jeweiligen Rahmenbedingungen umsetzen lassen. Und es schadet überhaupt nicht, Politiker und Regulierer auf Missstände oder entgangene Chancen aufmerksam zu machen, um die wettbewerbliche Position gerade auch für die kleineren Erzeuger bewusst zu stärken.

Die Projektarbeit wurde durch ein hochmotiviertes interdisziplinäres Team ausgeführt, welches dem Projektofficer der Europäischen Kommission, den Vertretern im beratenden Advisory Committee und allen anderen Beteiligten für die konstruktive Unterstützung danken möchte.

Freiburg, 24. September 2010



Thomas Erge



Christian Sauer

Inhaltsverzeichnis

PROJEKTSTAMMDATEN	2
EDITORIAL	3
EINFÜHRUNG	5
1 POTENZIALE UND TRENDS AUF STROMMÄRKTEN	8
1.1 UNTERSUCHTE TECHNOLOGIEN	8
1.2 REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE VERMARKTUNG	8
1.2.1 <i>Organisatorische und institutionelle Rahmenbedingungen</i>	9
1.2.2 <i>Fördermechanismen für Stromerzeugung kleiner Leistung</i>	10
1.3 UNTERSUCHTE MÄRKTE UND PRODUKTE	10
1.3.1 <i>Kurz- und langfristige Strommärkte</i>	10
1.3.2 <i>Leistungsreserven und der Markt für Regelernergie</i>	11
1.3.3 <i>Märkte für andere Netzdienstleistungen</i>	13
1.3.4 <i>Andere Vermarktungsoptionen</i>	13
1.4 VIELVERSPRECHENDSTE VERMARKTUNGSOPTIONEN	13
1.4.1 <i>Bewertung der Vermarktungsoptionen</i>	13
1.4.2 <i>Formelle und finanzielle Anforderungen ausgewählter Optionen</i>	15
2 VORAUSSETZUNGEN FÜR EINE ERFOLGREICHE MARKTTEILNAHME	17
2.1 TECHNISCHE ANFORDERUNGEN AN DIE MARKTTEILNAHME IN DEUTSCHLAND	17
2.2 MAßNAHMEN ZUR ANPASSUNG AN DIE MARKTERFORDERNISSE	18
2.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	21
3 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG	23
3.1 EINFÜHRUNG	23
3.2 METHODIK	23
3.3 UNTERSUCHUNGEN	25
3.3.1 <i>Eine Aggregation von kleinen KWK-Anlagen</i>	25
3.3.2 <i>Eine Aggregation von Photovoltaikanlagen</i>	26
3.3.3 <i>Ein kleines Wasserkraftwerk</i>	26
3.4 FAZIT	27
4 DER ZUGANG ZU DEM MÄRKEN – WAS IST ZU TUN?	28
4.1 BARRIEREN UND EINSCHRÄNKUNGEN	28
4.2 LÖSUNGEN UND ERFOLGSGESCHICHTEN	30
4.2.1 <i>Internationale Erfahrungen</i>	30
4.2.2 <i>Handelsbeteiligung am deutschen Spotmarkt</i>	32
4.2.3 <i>Teilnahme am deutschen Minutenreservemarkt</i>	33
4.3 DIE ERSTEN SCHRITTE ZUM MARKT	33
5 SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK	36
ANNEX 1 DATENBLÄTTER FÜR DIE UNTERSUCHTEN LÄNDER	38

Einführung

Im Projekt MASSIG (Market Access for Smaller Size Intelligent Electricity Generation – Marktzugang für intelligente Energieerzeugung aus kleineren Erzeugern) kooperierte ein Team von sieben Projektpartnern aus sechs Europäischen Ländern für die Dauer von drei Jahren. Gegenstand war die Entwicklung und Beschreibung von Lösungen, wie der Strom kleinerer und mittelgroßer Erzeuger, insbesondere aus dem Bereich der erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, auch an großen Strommärkten verkauft werden kann. Dabei standen Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und thermische Erzeuger im Leistungsbereich bis zu 5 MW sowie Photovoltaikanlagen mit Leistungen bis zu 1 MW im Fokus des Projektes.

Im Detail wurden anhand von realen oder hypothetischen Pilotvorhaben (Showcases) die Marktpotentiale und Rahmenbedingungen für einen Marktzugang in den Ländern Dänemark, Deutschland, Polen und Großbritannien beschrieben. Ein Projektpartner, Badenova, ist dabei, die Marktkonzepte von MASSIG in der Praxis zu implementieren und insbesondere auch am deutschen Regelenergiemarkt mit einem Pool von Blockheizkraftwerken (BHKW) teilzunehmen.

Die Projektergebnisse zeigen, dass die am erfolgversprechendsten Marktoptionen die Beteiligung am Day-Ahead-Spotmarkt der Strombörsen sowie eine Beteiligung an den Märkten für Reserveleistung und Regelenergie sind. Hingegen gibt es aktuell nur sehr wenige Möglichkeiten, Systemdienstleistungen (beispielsweise Spannungshaltung) marktbasierend zu verkaufen. In einigen Ländern stellen Maßnahmen zur Spitzenlastreduktion (lokal oder am jeweiligen Netzknoten) und zum bilanziellen Selbstaussgleich interessante Optionen für Dienstleistungen dar. In jedem Fall wird die Entscheidung der Anlagenbetreiber sehr stark davon beeinflusst, in welchem Umfang Einspeisetarife oder Quota-Vorgaben in den jeweiligen Ländern existieren, die eine volle Marktintegration der Erzeuger unattraktiv werden lassen.

Aber auch das normative und regulative Umfeld und der Grad der Liberalisierung der Energiemärkte sind wesentliche Faktoren für einen Marktzugang kleinerer dezentraler Erzeugung. Das Projekt MASSIG hat gezeigt, dass die diesbezügliche Situation in den verschiedenen untersuchten Ländern sehr unterschiedlich ist. Während der Markteintritt in Dänemark sehr einfach ist, beginnen andere Länder wie Polen derzeit erst mit der Schaffung geeigneter Markteintrittsbedingungen. Aber selbst in Ländern wie Deutschland mit einem relativ fortgeschrittenen Status der Marktliberalisierung gibt es noch immer Markt Aspekte, die zu Gunsten der großen klassischen Energieversorger wirken. MASSIG erarbeitete während der Projektlaufzeit eine Reihe konkreter Vorschläge für Verbesserungen im Umfeld der Energiemärkte und trat in Kontakt zu Regulierungsbehörden und anderen Verantwortlichen, um diese Vorschläge entsprechend vorzubringen.

Daneben gibt es aktuell eine Reihe weiterer technischer und nicht-technischer Barrieren für den Marktzugang, die länderspezifisch durch MASSIG beschrieben wurden. Beispiele für wesentliche Barrieren sind die Festlegung hoher Leistungsuntergrenzen sowie Gebühren für die Marktteilnahme, hohe technische Anforderungen für den Marktzugang, erhebliche

Mess- und Kommunikationskosten sowie die Risiken von Bilanzabweichungen (insbesondere durch fluktuierende Einspeisung mit begrenzter Prognosegenauigkeit).

Aus technischer Sicht gesehen können aber sehr wohl auch dezentrale und erneuerbare Energieerzeuger Strom und Dienstleistungen bedarfsgerecht für die Märkte liefern. Hierzu wurden in MASSIG technische Maßnahmen beschrieben, wie sich eine marktorientierte Bereitstellung erreichen lässt: intelligentes Management lokaler Erzeugung, Speicherung und Lasten (beispielsweise die Kopplung von BHKW mit großer Wärmespeichern, eine für Dänemark sehr typische Lösung), oder die Kombination mehrerer gleichartiger oder technologisch verschiedener Erzeuger an einem oder verschiedenen (ggf. auch geographisch voneinander getrennten) Standorten zur Erzielung notwendiger Mindestleistungen oder Reduktion von Prognosefehlern. Dabei kann die Anwendung wissenschaftlicher Prognose- und Managementwerkzeuge die Unsicherheit erheblich senken und damit die Marktchancen verbessern. Ein solches Werkzeug, das Programmpaket energyPRO, wurde durch den Projektpartner EMD entwickelt und in den Fallstudien im Projekt MASSIG angewendet.

Ein wichtiger Aspekt des Projektes MASSIG war das Anliegen, Anlagenbetreibern und Entscheidungsträgern Werkzeuge zur Abschätzung der ökonomischen Chancen und Risiken in die Hand zu geben. Ein zentraler Punkt im Entscheidungsprozess für eine Investition in dezentrale Erzeugung ist die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit. Hierfür entwickelte der Projektpartner TUL ein Excel-basiertes Programm, welches reale exemplarische Erzeugungsprofile aller in MASSIG untersuchten Technologien mit relevanten Kostenparametern und möglichen Markterträgen kombiniert. Dadurch erlaubt dieses Werkzeug einen Vergleich der Gewinnchancen bei verschiedenen Marktoptionen und die Auswahl der ökonomisch erfolgversprechendsten Variante. Die Software wurde für eine Vielzahl von Szenarien angewendet, wobei die Ergebnisse zeigen, dass die Marktchancen sehr stark von den lokalen und technischen Rahmenbedingungen abhängig sind und eine Einzelfallbetrachtung in der Regel unausweichlich ist. Das Softwarewerkzeug ist so konzipiert, dass es auch durch Dritte angewendet werden kann und eine Aktualisierung von Erzeugungsprofilen und Kostendaten erlaubt.

Ein Höhepunkt des Projektes MASSIG ist der "Showcase Badenova". Das Unternehmen badenovaWÄRMEPLUS ist ein regionaler Wärmelieferant in Süd-West-Deutschland, welcher eine Reihe mittlerer BHKW (auf Basis von Erdgas oder Biogas) betreibt. Auf Grund ihres Alters ist ein Teil dieser BHKW inzwischen nicht mehr für Zahlungen nach dem KWKG-Gesetz berechtigt, so dass andere Marktoptionen gefunden werden müssen. Gemeinsam mit dem MASSIG Team hat badenovaWÄRMEPLUS Lösungen erarbeitet, wie ein gewinnbringender Weiterbetrieb der Anlagen auch in Zukunft möglich sein wird. Dabei kann die Kopplung eines Energieverkaufes an der Strombörse EEX mit einer Beteiligung am deutschen Markt für Regenergie (Minutenreserve) das optimale Konzept für diese Anlagen sein. Derzeit erfolgt die praktische Implementierung dieses Konzeptes, wozu badenovaWÄRMEPLUS mit entsprechenden Dienstleistern kooperieren wird.

Die Projektergebnisse von MASSIG geben den Betreibern und Eigentümern dezentraler Anlagen eine Orientierung, welche praktischen Schritte für eine Teilnahme an den „großen Märkten“ notwendig sind. Dabei bietet MASSIG eine Auswahl verschiedener erfolgversprechender Marktoptionen, liefert Hilfe bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Vermarktungsansätze und beschreibt technische Konzepte für die Anpassung der Anlagen sowie deren Betriebsführung an die Bedürfnisse der Märkte. Und MASSIG verweist auch an Ansprechpartner und Dienstleister, welche Unterstützung auf dem Weg zum erfolgreichen Marktakteur geben können.

Hinweis zu Copyrights und Bildnachweisen

Die vorliegende Übersetzung ergänzt den vollständigen englischsprachigen Bericht „MASSIG – Market Access for Smaller Size Intelligent Electricity Generation“. Alle Informationen zu Copyrights und Bildnachweisen sind diesem Bericht, Seite 54, zu entnehmen.

1 Potenziale und Trends auf Strommärkten

1.1 Untersuchte Technologien

Das Ziel des Projektes MASSIG ist es, *innovative* Vermarktungsoptionen für *kleinere* Stromerzeuger zu identifizieren und zu bewerten. Dies beinhaltet die Erarbeitung von Vorschlägen für Verbesserungen der derzeitigen Vermarktungspraxis für Strom aus kleineren dezentralen Erzeugern.

Daher sind diejenigen Technologien und Anlagengrößen im Fokus der Analysen, die unter den derzeitigen Marktbedingungen klar im wettbewerblichen Nachteil liegen, es sei denn, sie werden durch gesetzliche Anreizmechanismen unterstützt (z. B. Quotenmodelle oder Einspeisevergütungen).

Somit sind Erzeuger, deren Strom derzeit nach üblichen Mechanismen und ohne größere institutionelle oder technische Herausforderungen (im Hinblick auf Anlagengröße, Variabilität, Verfügbarkeit der Ressourcen, etc.) vermarktet werden kann, nicht Gegenstand der Untersuchungen von MASSIG.

Ein Beispiel: Die weithin übliche Leistungsgrenze einer „kleinen“ Wasserkraftanlage von 10 MW stellt kein für MASSIG sinnvolles Kriterium dar, da eine solche Anlage konventionell vermarktet werden kann und keine schwierigen technischen oder sonstigen Barrieren für den Markteintritt überwinden muss.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Argumente konzentrierte sich das Projekt auf die in Tabelle 1 genannten Leistungsklassen verschiedener Technologien.

Tabelle 1.1. Technologien und Leistungsklassen im Projekt MASSIG

Technologie	Leistungsklasse in MW	Bemerkung
Windkraft	< 5	Individuelle Messpunkte, keine Windparks
Wasserkraft	< 5	
Photovoltaik	< 1	
Thermische Erzeuger (KWK)	< 5	Keine Zufeuerung

*Anmerkung: diese Grenzen wurden als Orientierung gewertet – in einzelnen Fallstudien la-
gen Leistungsgrenzen etwas höher.*

1.2 Regulatorische Rahmenbedingungen für die Vermarktung

Die Förderpolitik für erneuerbare Energien und KWK sowie die Ausgestaltung der Strommärkte findet immer noch überwiegend auf nationaler Ebene statt. Infolgedessen sind erneuerbare Energien bzw. dezentrale Stromerzeugung heterogenen Rahmenbedingungen ausgesetzt, was die Stromvermarktung und Erbringung von Systemdienstleistungen in Europa anbelangt.

In diesem Kapitel beschreiben und vergleichen wir die regulatorischen Rahmenbedingungen von vier exemplarisch ausgewählten europäischen Ländern – Dänemark, Deutschland, Polen und Großbritannien – mit sehr verschiedenen Fördermechanismen und teilweise unterschiedlich organisierten Strommärkten.

1.2.1 Organisatorische und institutionelle Rahmenbedingungen

In allen untersuchten Ländern sind die Strommärkte voll liberalisiert, d.h. alle Verbraucher haben die freie Wahl des Energieversorgers oder des direkten Stromeinkaufs im Großhandel.

Die Ausgestaltung der Märkte in den untersuchten Ländern ermöglicht bilateralen Handel und, abgesehen von Dänemark, wird der Großteil des Stromes auch bilateral gehandelt. Alternativ kann Strom an einer der etablierten **Strombörsen** (power exchanges, PX) gehandelt werden. Während *NordPool* die einzige Strombörse in Skandinavien ist, existiert eine Anzahl von Strombörsen in anderen Regionen der EU. Die dominierende Strombörse in Zentraleuropa ist die *European Energy Exchange (EEX)* in Leipzig, die Stromhandel in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz anbietet. Polen hat eine eigene Strombörse (PolPX), allerdings ist die Liquidität des Spotmarktes sehr begrenzt. In Großbritannien sind die Strommengen, die an der größten Strombörse APX POWER UK gehandelt werden, ebenfalls begrenzt.

Erzeuger, Verbraucher und Händler müssen einem **Bilanzkreis (BK)** mit **Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)** zugeordnet sein, in erster Linie aus Gründen der Abrechnung. Der Bilanzkreis besteht dementsprechend aus einer Bündelung (Aggregation) von Erzeugern, Verbrauchern und Händlern innerhalb einer gegebenen **Regelzone (RZ)**. Während in Deutschland und Großbritannien keine Einschränkungen für die Aggregation bestehen, können in Dänemark BKV lediglich Erzeuger oder Verbraucher zusammenfassen. Diese Maßnahme soll für BKV einen Anreiz bieten, vorzugsweise flexible Kapazitäten am Markt für Regenergie anzubieten anstelle Flexibilität für den Selbstausgleich des BK zu nutzen. In Polen ist eine Aggregation erheblich eingeschränkt, allerdings werden derzeit Lösungen eingeführt, welche virtuelle Netzwerkknoten nutzen.

Der **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)** in Deutschland oder **I(T)SO** in Dänemark, Großbritannien und Polen) ist verantwortlich für die Erhaltung der Netzfrequenz in seiner Regelzone und den Austausch von Fahrplänen mit angrenzenden Regelzonen. Er kauft hierzu verschiedene Arten von Leistungsreserven über marktbasierende Mechanismen ein. Bilanzielle Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch in einer Regelzone werden durch die Aktivierung dieser Reserven ausgeglichen und ein Teil der damit verbundenen Kosten wird letztendlich durch die Abrechnung von Ausgleichsenergie in Abhängigkeit der Abweichungen in jeder Abrechnungsperiode auf die BK verteilt. In den untersuchten Ländern kommen verschiedene Ausgleichsmechanismen zur Anwendung, z. B. sind sowohl für Beschaffung als auch für die Abrechnung von Ausgleichsenergie verschiedene Konzepte im Einsatz.

Abgesehen von dieser zentralen Systemdienstleistung beschaffen sich ÜNB, aber auch **Verteilnetzbetreiber (VNB)**, sogenannte Netzdienstleistungen von Erzeugern und Verbrauchern, um einen sicheren Netzbetrieb, ein adäquates Ausfallmanagement und den Wiederaufbau nach einem Stromausfall zu gewährleisten. Die üblichen Mechanismen sind periodische Auktionen und, im Fall einer begrenzten Anzahl potentieller Anbieter, bilaterale Verträge.

In Abhängigkeit der umgesetzten Fördermechanismen können ÜNB und VNB auch in finanzielle Transaktionen und den Zertifizierungsprozess für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder KWK eingebunden sein.

1.2.2 Fördermechanismen für Stromerzeugung kleiner Leistung

In den Mitgliedsländern der EU wird Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie KWK kleiner Leistung durch zahlreiche Mechanismen gefördert. Die prominentesten Instrumente sind sogenannte Einspeisetarife sowie Quotenmodelle basierend auf handelbaren „Grünen Zertifikaten“.

Einspeisetarif:

- Eingesetzt in den untersuchten Ländern Dänemark und Deutschland
- Einheitstarif für jede produzierte MWh über einen definierten Zeitraum (typischerweise 10-20 Jahre)
- Höhe der Einspeisevergütung in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie
- Kritisch: keine Bindung der Stromerzeugung an den Bedarf
- Lösungsansatz: prämiensbasierte Modelle

Quotenmodell:

- Eingesetzt in den untersuchten Ländern Großbritannien und Polen
- Pflicht zum Nachweis eines gewissen Anteils an Strom aus geförderten (z. B. erneuerbaren) Energiequellen im Strommix jedes Energieversorgers
- Bei verfehltem Anteil erneuerbarer Energien Zahlung des buy-out Preises für jede fehlende zertifizierte MWh
- Basierend auf handelbaren „Grünen Zertifikaten“
- Kritisch: völlige Trennung des Zertifikatehandels vom Stromhandel, keine technologiespezifische Förderung
- Lösungsansatz: technologiespezifische Förderung durch unterschiedliche Anzahl zuteilteiler Zertifikate je Technologie

Fördermechanismen für kleine KWK:

- Dänemark: zeitabhängiger Tarif (triple tariff) für lokale KWK <5 MW, ab 5 MW Pflicht zu direktem Handel via Strombörse
- Deutschland: Förderung durch Bonus, in Abhängigkeit von Anlagengröße oder Jahr der Inbetriebnahme
- Polen: Förderung durch Quotenmodell, basierend auf „Roten Zertifikaten“
- Großbritannien: Mikro-KWK durch Low Carbon Buildings Programme gefördert, gesenkte Mehrwertsteuer

1.3 Untersuchte Märkte und Produkte

1.3.1 Kurz- und langfristige Strommärkte

Wie bereits angemerkt ist in allen untersuchten Ländern **bilateraler Handel** möglich, auch Over The Counter Handel (OTC) genannt. Im *nicht standardisierten bilateralen Markt* wird Strom in Form bilateraler Kontrakte gehandelt, welche auf spezifische Bedürfnisse von Käufer oder Verkäufer zugeschnitten sind, einschließlich Preis und Lieferbedingungen. In liberalisierten Strommärkten wird der überwiegende Teil der Strommengen auf diese Art gehandelt. Die zweite Form des OTC Handels, *der standardisierte bilaterale Märkte* mit Standardkontrakten, vereinfacht den Abgleich der Angebote und Nachfragen, die durch Erzeuger, Händler und Verbraucher übermittelt werden. Er arbeitet nach dem Prinzip “first come, first served” in einem **kontinuierlichen Handelssystem**, das von den Strombörsen angeboten wird. EEX bietet beispielsweise einen kontinuierlichen Handel von base (24 Stunden) sowie peak (12 Stunden) Blöcken am Vortag der Lieferung (bis 11:55 Uhr) sowie den Handel von Stundenkontrakten für einen Tag bis zu 75 Minuten vor Lieferung an. APX Power UK bietet

lediglich kontinuierlichen Handel an, der für halbstündliche, blockweise, tägliche sowie wöchentliche Kontrakte offen ist.

Zusätzlich bieten EEX, Nord Pool und PoIPX **periodische Auktionen für standardisierte Stromprodukte** an. Diese Auktionen haben gemeinsam, dass die Preisbildung nach dem Prinzip des Einheitspreises erfolgt, d.h. alle Angebote und Nachfragen werden gesammelt, in einer Merit Order sortiert und, wenn ausführbar, nach dem höchsten noch akzeptierten Angebot abgerechnet. Alle erwähnten PX bieten in Auktionen für den Folgetag Stundenkontrakte an. Handelsschluss ist um 09:00 Uhr an der PoIPX und um 12:00 Uhr an EEX and Nord Pool.

EEX und NordPool bieten auch tägliche Auktionen für Strom-Futures an, die von Marktteilnehmern als Absicherung gegen schwankende Preise genutzt werden. Im Gegensatz zu den zuvor erwähnten Märkten dienen solche Produkte i.d.R. nicht der physikalischen Erfüllung, sondern werden am Spotmarkt glattgestellt. PX bieten monatliche, vierteljährliche und jährliche Base und Peak Futures an. Auktionen werden täglich durchgeführt, der Handel startet einige Zeitschritte vor der physikalischen Erfüllung. An der EEX z. B. beginnt zum Beispiel der Handel der zuvor erwähnten Futures neun Monate, elf Vierteljahre bzw. sechs Jahre vor der Erfüllung.

Während Preise und Mengen des bilateralen Handels nicht veröffentlicht werden, werden die Auktionsergebnisse generell nach Auktionsende veröffentlicht. Auch wenn nur ein kleiner Teil des Gesamtverbrauchs über Auktionen gehandelt wird sind die zugehörigen Preise die Hauptreferenz für alle anderen Handelsaktivitäten.

1.3.2 Leistungsreserven und der Markt für Regelenergie

Die Relevanz von Leistungsreserven für einen sicheren Netzbetrieb

Um die Funktionstüchtigkeit von Kraftwerken und elektrischen Anwendungen zu gewährleisten muss die Netzfrequenz innerhalb eines kleinen Intervalls auf 50 Hz gehalten werden. Jegliches Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Verbrauch führt zu einem Frequenzgradienten, der durch die sog. Frequenzregelung korrigiert wird. Diese basiert auf einem System von Leistungsreserven, welche in verschiedenen Zeitabständen aktiviert werden. Ungleichgewichte können sowohl durch eine Abweichung zwischen vorhergesagter und aktueller Stromerzeugung oder Nachfrage, als auch durch ungeplante Kraftwerksausfälle oder Störungen von Netzkomponenten entstehen.

In der folgenden Abbildung 1.1 ist für die Situation eines Kraftwerksausfalls die Wirkungsweise der Frequenzregelung dargestellt. Nach einem Zwischenfall, der zu einem fehlenden Beitrag an Stromerzeugung P_R im System führt, stabilisiert die sogenannte Primärreserve die Frequenz im Bereich unterhalb von 50 Hz in einem Zeitraum von wenigen ms bis zu 30 s. Die Sekundärreserve löst die Primärreserve innerhalb von 15 Minuten ab und stellt die Sollfrequenz wieder her. Sowohl Primär- als auch Sekundärreserve werden automatisch aktiviert. Zuletzt aktiviert der ÜNB manuell die Tertiärreserve (in Deutschland Minutenreserve genannt), welche die Sekundärreserve ablöst und so lange in Betrieb ist, bis das Ungleichgewicht behoben ist (siehe Abbildung 1.1). Abgesehen von den erwähnten Reserven, die in jedem System benötigt werden, können andere Reserven betrieben werden, die auf spezifische Anforderungen von Energiesystemen zugeschnitten sind.

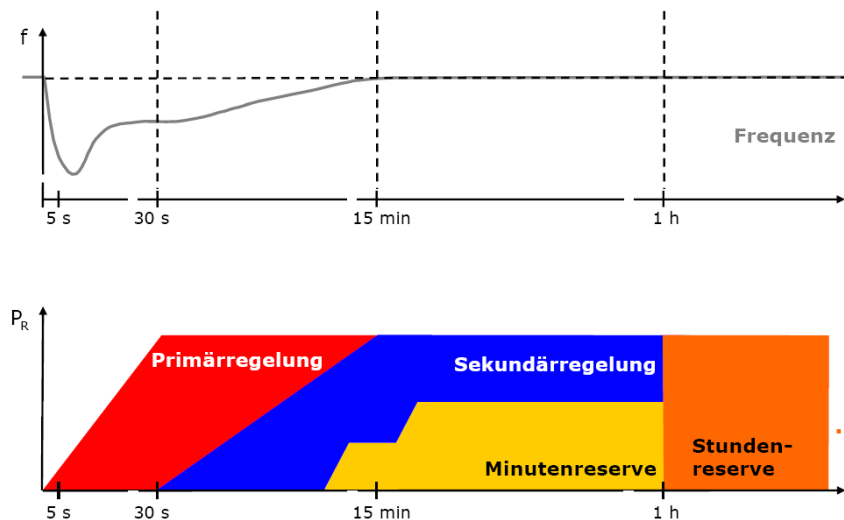


Abbildung 1.1. Darstellung der Frequenzregelung im Fall eines Kraftwerksausfalls. Quelle: Verstege (2003)

Der ÜNB muss nun einen technisch zuverlässigen und wirtschaftlich effizienten Betrieb im Umfeld liberalisierter Energiemärkte gewährleisten und beschafft daher Leistungsreserven über transparente Marktmechanismen. Erzeuger mit Zugang zu flexiblen Kraftwerken und auch große Verbraucher mit zeitlich flexiblen Prozessen können ihre Zu- oder Abschaltung auf dem sogenannten Markt für Regelenergie anbieten.

Welche Regelreserven sind interessant für Verteilte Erzeugung?

Ein Primärenergie anbietendes Kraftwerk muss permanent in reduzierter Leistung betrieben werden, damit eine Marge zur Leistungserhöhung besteht. Eine permanente Leistungsreduktion in größerem Maße scheint für Stromerzeugung mit geringen bzw. Nullemissionen keine geeignete Betriebsweise zu sein, da hierdurch der erzielte Gesamtertrag sinkt.

Das Anbieten von Sekundärreserve ist eine schwierige Herausforderung, da die erforderliche Kommunikationstechnik und technische Aufrüstung typischerweise kostspielig sind. Die Aggregation mehrerer für Sekundärreserve bestimmter Erzeuger zum Erreichen einer geforderter Mindestleistung ist derzeit nur in Deutschland erlaubt.

Minutenreserve wird manuell innerhalb von 15 Minuten aktiviert, was der Flexibilität von KWK kleiner Leistung entspricht, insbesondere wenn diese mit thermischen Speichern zur zeitweiligen entkoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme ausgerüstet sind.

Der wirtschaftliche Anreiz für erneuerbare Energien mit geringen oder Nullemissionen zum Angebot von Regelenergie ist gering, da einer erforderlichen Zurückhaltung von Kapazitäten die hohen Opportunitätskosten der Einspeisetarife gegenüberstehen. Ein anderes Hemmnis für das Angebot von Regelenergie ist die nicht planbare Variabilität und damit einhergehende eingeschränkte technische Verfügbarkeit dieser Technologien.

Regelenergiemärkte mit kurzen Handelsperioden ermöglichen es prinzipiell auch fluktuierenden Technologien wie Windenergie negative Regelleistung anzubieten. In Stunden negativer Strompreise, die auf dem dänischen Markt für Regelenergie bereits aufgetreten sind, können auch brennstofflose Technologien vom Angebot von Regelenergie profitieren.

Rahmenbedingungen für das Angebot von Minutenreserve

In Abhängigkeit der Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus können Anbieter auf dem Markt für Regelenergie entweder für das Angebot von verfügbarer Leistung und – im Fall eines Abrufs – von gelieferter oder zurückgehaltener Energie vergütet werden.

In Deutschland und Polen wird Minutenreserve für den Folgetag gehandelt. Diese Festlegung ermöglicht weniger Flexibilität als auf dem dänischen Markt für Minutenreserve mit kürzeren Handelsperioden. In Großbritannien können lediglich Anlagen mit einer Leistung > 100 MW Minutenreserve anbieten, was verteilte Erzeuger völlig von dieser Dienstleistung ausschließt.

Ein weiteres Hemmnis für das Angebot von Minutenreserve ist die Mindestgebotsgröße von 1 MW (Polen), 10 MW (Dänemark) und 15 MW (Deutschland). Praktische Beispiele zeigen jedoch, dass es durch Pooling flexibler kleinerer und größerer Stromerzeuger gelingt, dieses Hemmnis erfolgreich zu überwinden.

1.3.3 Märkte für andere Netzdienstleistungen

Netzbetreiber beschaffen zusätzlich eine Anzahl anderer Netzdienstleistungen von Erzeugern und Verbrauchern um einen sicheren Netzbetrieb, ein adäquates Ausfallmanagement und den Wiederaufbau nach einem Stromausfall zu gewährleisten. Die wichtigsten Netzdienstleistungen sind:

- Bereitstellung von Blindleistung
- „Reliability must run“ Kapazitäten
- Fähigkeit des Schwarzstarts
- Engpassmanagement

Die genannten Netzdienstleistungen haben gemeinsam, dass die Anzahl der Akteure, die diese Dienstleistungen anbieten können, aus technischen und betrieblichen Gründen sowie beschränkter Handelsgebiete begrenzt ist. Daher werden sie üblicherweise durch bilaterale Verträge beschafft.

1.3.4 Andere Vermarktungsoptionen

Es gibt eine Anzahl weiterer Vermarktungsoptionen wie Direktvermarktung unter dem Einspeisetarif, Selbstaussgleich innerhalb von Bilanzkreisen, lokale Senkung von Spitzenlasten bzw. Lastbegrenzung auf Verteilnetzebene oder Deckung des Eigenbedarfs, auf die an dieser Stelle nicht detaillierter eingegangen werden soll. Hierzu sei auf die englische Langfassung der Broschüre verwiesen.

1.4 Vielversprechendste Vermarktungsoptionen

1.4.1 Bewertung der Vermarktungsoptionen

Basierend auf einer Analyse der Märkte für Strom und Netzdienstleistungen sowie relevanter regulatorischer Rahmenbedingungen für die Vermarktung von Verteilter Erzeugung wurden Optionen der Stromvermarktung jenseits der geltenden Fördermechanismen für die untersuchten Länder bewertet. Vermarktungskonzepte, die aus technischer Sicht realisierbar und aus ökonomischer Perspektive gewinnbringend schienen, und für die ausreichend Detailinformationen für die Einschätzung der Umsetzbarkeit vorlagen, wurden als erfolgversprechendste Optionen eingestuft. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 1.2. Klassifizierung und Relevanz der Vermarktungsoptionen.

Legende: blau: erfolgversprechend, gelb: eingeschränkt aussichtsreich, weiß: nicht aussichtsreich, grau: nicht verfügbar

	Dänemark	Deutschland	Polen	Großbritannien
Bilateraler Handel	Individuelle Produkte: keine Preisreferenzen verfügbar Standardisierte Produkte: Preis Strombörse als Referenz			
Langfristiger Handel via PX	Feste Gebühren und Transaktionskosten bilden Barriere für DG	Feste Gebühren und Transaktionskosten bilden Barriere für DG		Feste Gebühren und Transaktionskosten bilden Barriere für DG
Spothandel via PX	Handel von offenen Positionen (basierend auf Vortags - Vorhersagen für fluktuierende Stromerzeugung und KWK)			
Intraday-Handel via PX	siehe Spothandel; derzeit geringe Liquidität	siehe Spothandel; derzeit geringe Liquidität		
Ausgleichsenergie	Anreiz durch gegebene Einschränkungen für Selbstausgleich des BK		Anreiz durch gegebene Einschränkungen für Selbstausgleich des BK	
Primärreserve	Würde permanente Reduktion der Erzeugung erfordern – nicht sinnvoll, wenn ausreichende Kapazitäten großer Kraftwerke vorhanden sind			
Sekundärreserve	siehe Polen und Großbritannien	Regulatorische Rahmenbedingungen erlauben Aggregation von verteilter Erzeugung	Anforderungen an Kommunikationsinfrastruktur, Automatisierung und Eigenschaften (z. B. Leistungsgradienten) bilden erhebliche Barriere für DG	
Tertiärreserve (Minutenreserve)	Anreiz durch gegebene Einschränkungen für Selbstausgleich des BK	Anzubieten über bestehende Aggregatoren	Beschaffung über den Markt für Ausgleichsenergie	Monatliche Auktionen bedeuten vergleichsweise starke Verbindlichkeiten
Andere Reserven	Nicht sinnvoll für DG			STOR ist die einzige Reserve, die von DG angeboten werden kann.
Blindleistung	Option in Einzelfällen mit bestimmten Anforderungen der Netze			
„Reliability must run“	Nicht sinnvoll für DG; zukünftiger Service in lokalen Microgrids?			
Fähigkeit des Schwarzstarts	Nicht sinnvoll für DG; zukünftiger Service in lokalen Microgrids?			
Engpassmanagement	Beschaffung über den Markt für Ausgleichsenergie		Beschaffung über den Markt für Ausgleichsenergie	
Direktvermarktung unter der Einspeisevergütung	Zunehmend genutzt von KWK kleiner Leistung	Beschränkt auf monatlichen Wechsel (Potenzial hängt von der Prognosegüte für fluktuierende Erzeugung ab)		

	Dänemark	Deutschland	Polen	Großbritannien
Selbstaussgleich des Bilanzkreises	Begrenzt auf Aggregation von entweder nur Erzeugung oder nur Lasten	Alternativoption zur Lieferung von Minutenreserve (erlaubt mehr Flexibilität); vergleichsweise geringer Anreiz durch Einheitspreissystem	Beschränkt auf die Aggregation von Erzeugern/Lasten, die an den selben Netzknotenpunkt angeschlossen sind	Anreiz durch a) Preisbildungsmechanismus mit Zweipreissystem, b) fehlende Möglichkeit zum Angebot von Ausgleichsenergie
lokale Senkung von Spitzenlasten		Bilaterales Abkommen mit Verbrauchern notwendig Nutzen ist fallspezifisch und muss von Fall zu Fall analysiert werden		
Senkung von Spitzenlasten auf Verteilnetzebene	Anreiz durch Leistungskomponente in der Tarifierung der Nutzung des Gasnetzes	Basierend auf der Erzeugungsleistung in der Stunde des Jahres mit Spitzenlast (geregelt im KWKG)		
Deckung des Eigenbedarfs	Haushalte: PV, Mikrogasturbinen Industrie: Senkung der Netznutzungsentgelte bei eigenem Stromverbrauch	Anreize durch die Kombination von Bonus der Einspeisevergütung und vermiedenem Strombezug zu Verbraucherpreisen	Haushalte: PV, Mikrogasturbinen Industrie: Senkung der Netznutzungsentgelte bei eigenem Stromverbrauch	

1.4.2 Formelle und finanzielle Anforderungen ausgewählter Optionen

Technische, formelle und finanzielle Anforderungen für die Marktteilnahme wurden für die erfolgversprechendsten Marktoptionen im Detail untersucht. Im Folgenden sind die relevanten Anforderungen der attraktivsten Märkte – dem Spotmarkt und dem Markt für Minutenreserve – zusammengefasst. Technische Aspekte werden im darauffolgenden Kapitel detailliert dargestellt.

Day-Ahead Markt

Die Bedingungen für den Handel am Day-Ahead Markt werden durch die jeweilige Strombörse spezifiziert. Die Anforderungen der untersuchten Strombörsen sind ähnlich; spezifische Konditionen wie Handelsgebühren können allerdings erheblich variieren.

Formelle Anforderungen beinhalten die

- Zuordnung zu einem Bilanzkreis
- Akkreditierung durch die Strombörse
- Zulassung als ein teilnehmender Händler

Finanzielle Anforderungen beinhalten

- Personalkosten
- Handelsgebühren
- Bei einer Bank zu hinterlegenden Sicherheiten
- Kosten für IT Ausstattung
- Messkosten

Die hauptsächlichen Hemmnisse für Stromerzeuger kleiner Leistung sind die Fixkosten für den Handel, die Kosten für die notwendige Ausstattung und die bei einer Bank zu hinterlegenden Sicherheiten. Aufgrund vergleichsweise geringer Handelsmengen sind die anfallenden spezifischen Kosten deutlich höher als für etablierte Händler oder Energieversorger. Daher sollte ein Stromerzeuger kleiner Leistung eher die Dienstleistungen eines etablierten Händlers nutzen als seinen Strom selbst zu verkaufen.

Markt für Minutenreserve / Regelernergie

Die Anforderungen für das Angebot von Minutenreserve werden durch den ÜNB spezifiziert.

Formelle Anforderungen beinhalten

- Zuordnung zu einem Bilanzkreis
- Genehmigungen
- Vertrag mit dem ÜNB

Finanzielle Anforderungen beinhalten

- Personalkosten
- Kosten für IT Ausstattung
- Messkosten

Zentrale Hemmnisse für das Angebot von Minutenreserve und Regelernergie allgemein sind Kosten für Personal und die notwendige IT Ausstattung. Diese Kosten können teilweise auf eine aggregierte größere Anzahl kleinerer Stromerzeuger aufgeteilt werden. Eine Aggregation von Einheiten ist oft zwingend erforderlich, wenn technische Anforderungen durch einzelne Erzeuger nicht erfüllt werden können (siehe nachfolgendes Kapitel).

2 Voraussetzungen für eine erfolgreiche Marktteilnahme

2.1 Technische Anforderungen an die Marktteilnahme in Deutschland

Innovative Vermarktungskonzepte erfordern von den Erzeugern die Erfüllung einer Reihe von technischen und normativen Vorgaben. In diesem Zusammenhang sind regulatorische Vorgaben von besonderer Wichtigkeit. Der folgende Abschnitt beschreibt in Kurzform die technischen Anforderungen an kleinerer Erzeuger für die Teilnahme an den besonders erfolgversprechenden Märkten, die im vorangegangenen Kapitel beschrieben wurden. Dabei beschränkt sich die vorliegende deutsche Kurzfassung auf Deutschland; Beschreibungen für Dänemark, Großbritannien und Polen sind im Hauptbericht enthalten.

Die sicherlich für Deutschland wichtigste Vermarktungsoption ist der Handel über die Strombörse EEX – European Energy Exchange, gefolgt von einer anderen sehr attraktiven Vermarktungsoption: dem Minutenreservemarkt.

Die deutsche Strombörse EEX

Ganz allgemein umfasst die EEX mehrere Strommärkte: den Terminmarkt mit den Strom EEX Power Derivatives und den EPEX Spot Markt, welcher sich wiederum in den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt aufteilt. Für dezentrale Erzeugung mit hohen Erzeugungsfrequenzen ist in erster Linie der Spot Markt relevant, wengleich auch in diesen Fällen eine Kombination zwischen Spotmarkt und Terminmarkt durchaus üblich ist. Auktionen im Day-Ahead-Markt sind geschlossene Auktionen, bei denen die Preisbildung nach einem Merit-Order-Prinzip erfolgt. Im Intraday-Markt gibt es kontinuierliche Auktionen, bei denen Geschäfte jederzeit zustande kommen können.

Die folgende Tabelle fasst die technischen und sonstigen Vorschriften für eine Teilnahme am deutschen Spotmarkt zusammen.

Tabelle 2.1. Technische und sonstige Bedingungen für die Teilnahme am deutschen Spotmarkt

Technische Vorschriften	Sonstige Bedingungen
<ul style="list-style-type: none"> – Mindestvolumen 1 MW (i.e. 0,1 MW für 1 h) – Inkrement 0,1 MWh – Anschluss an das EEX Handelssystem (einfachste Lösung: Webzugang über Internet) – Energiemessung als Viertelstundenwerte (Standard) 	<ul style="list-style-type: none"> – Zur Erlangung einer Handelslizenz an der EEX – Der Händler muss einem bestehenden oder einzurichtenden Bilanzkreis in einer der Regelzonen zugeordnet ein, ein Vertrag mit einem Bilanzkreisverantwortlichen muss bestehen (was weitere Anforderungen nach sich zieht, wie beispielsweise finanzielle Sicherheiten) – 50.000 € Eigenkapital – Akkreditierung als “clearing / non-clearing” Teilnehmer an der ECC (European Commodity Clearing), beinhaltet die Bereitstellung von Sicherheiten – Verlässlichkeit und professionelle Qualifikation von Händler und Geschäftsführer

Eine grundlegende Bedingung für den Handel an der EEX ist die Zuordnung zu einem existierenden (oder neu zu bildenden) Bilanzkreis in einer der Regelzonen der vier regelzonen-

verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Anlagen innerhalb einer Regelzone können kombiniert (im Pool betrieben) werden, wodurch sich leicht das minimale Bietevolumen erreichen und das Risiko unprognostizierter Abweichungen minimieren lässt.

Hinsichtlich des technischen Zugangs zur EEX Handelsplattform gibt es verschiedene Möglichkeiten, die sich hauptsächlich nach ihrer Redundanz unterscheiden. Der einfachste Weg ist der Internetzugang („WebAccess“), bei dem der Händler einen Usernamen und ein Passwort erhält sowie ein Zertifikat für eine sichere Verbindung. Zu berücksichtigen ist, dass alle Kosten für die Datenverbindung beim Händler auflaufen und nicht in der EEX Gebühr für die technische Verbindung enthalten sind.

Minutenreserve

In Deutschland werden alle Arten von Regelenergie über eine spezielle Handelsplattform www.regelleistung.net gehandelt, auf der auch die Preise und Ergebnisse für die täglichen Auktionen veröffentlicht werden. Auf Grund der technischen Restriktionen für die anderen Regelenergieprodukte erscheint aus Sicht des Projektes MASSIG nur die Teilnahme am Markt für Minutenreserve als besonders erfolgversprechend.

Die folgende Tabelle fasst die technischen und sonstigen Anforderungen für eine Teilnahme am Markt für Minutenreserve zusammen.

Tabelle 2.2. Technische und sonstige Anforderungen an eine Teilnahme am deutschen Markt für Minutenreserve

Technische Vorschriften	Sonstige Bedingungen
<ul style="list-style-type: none"> - Mindestvolumen 15 MW, Inkrement 1 MW (aber Option zur Poolbildung gegeben) - Leistungsgradient: volle Leistung 15 Minuten nach Abruf (analog für Deaktivierung) - Pflicht zur Protokollierung und Datenübermittlung an Übertragungsnetzbetreiber - 100 % Verfügbarkeit - 100-120% Leistungserbringung - Minutengenaue Leistungsmessung 	<ul style="list-style-type: none"> - Genehmigung vom <ul style="list-style-type: none"> - Bilanzkreisverantwortlichen - Anlageneigner oder -betreiber - Alle betroffenen Verteilnetzbetreiber - Übertragungsnetzbetreiber (1. Präqualifikation der Einzelanlagen, auch im Pool; 2. Rahmenvertrag) - Verbot von Parallelvermarktung der Anlagen (positive Regelreserve) - Zuordnung der Anlage zu Bilanzkreisen

Ein wichtiger Aspekt hierbei ist, dass keine aufwändige Kommunikationstechnik für eine direkte Steuerung benötigt wird, da die Aktivierung der Minutenreserve über Telefon oder vereinbarte Fahrpläne erfolgt. Andererseits ist dadurch die ständige Verfügbarkeit von Personal erforderlich. Hinsichtlich der Datenaufzeichnung im Abruffall gibt es besondere Anforderungen: so muss eine elektronische und graphische Datenaufzeichnung erfolgen und die Daten müssen ex-post innerhalb von 10 Tagen an den Netzbetreiber übermittelt werden.

2.2 Maßnahmen zur Anpassung an die Markterfordernisse

Die Marktteilnahme kleinerer dezentraler Erzeuger, insbesondere im Fall fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien, wird hauptsächlich durch zwei Probleme erschwert: die geforderten Mindestleistungen an den Marktplätzen (EEX: 1 MW) und die Notwendigkeit einer Sicherstellung der physischen Lieferung, was wiederum eine hohe Prognosegenauigkeit

der Erzeugung oder technische Maßnahmen zur Sicherstellung der Lieferfähigkeit erfordert. Innerhalb von MASSIG wurden Maßnahmen diskutiert, speziell diese zwei Herausforderungen zu bewältigen. Dabei spielt die gemeinsame Vermarktung („Pooling“) einer Zahl mehrerer kleinerer Erzeuger oder die Kombination mit Speichern oder auch steuerbaren Lasten eine entscheidende Rolle.

Ein solches Pooling kann gleich mehrere Funktionen erfüllen:

- Erreichen der minimalen Gebotsleistung und Realisierung des geforderten Leistungszuwinkrements,
- Beeinflussbarkeit der Energieerzeugung durch Kombination mit steuerbaren Erzeugungstechnologien (wie Wasserkraft oder BHKW),
- Reduktion der Schwankungen der Stromlieferung an dem Markt bei Einzelein speisung fluktuierender Erzeuger,
- Höhere Flexibilität bei der Anpassung der Erzeugung an den Bedarf der Netze und Märkte.

Grundsätzlich sind verschiedene Formen des Poolings möglich: mehrere verschiedene verteilte Erzeuger miteinander oder auch beliebige Kombinationen mit konventionellen Erzeugern, beeinflussbaren Lasten und Speichern. Dabei kommen einerseits Stromspeicher in Frage, andererseits ermöglichen Wärmespeicher eine Flexibilisierung des Betriebs von Blockheizkraftwerken.

Die Erzeuger in solchen Pools können darauf ausgelegt sein, entweder langfristig zu kooperieren oder nur zeitweise zur Erbringung bestimmter Dienstleistungen kombiniert zu werden, zum Beispiel zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes im Störfall, zur Bereitstellung von Regelleistung oder für Netzlastmanagement.

Neben der Aggregation einer Zahl von Erzeugern an *einem* Standort zur Erreichung von Mindestgebotsgrößen und zur Verringerung von Fluktuationen bietet sich insbesondere auch die „virtuelle Zusammenschaltung“ von Erzeugern an, die geographisch über eine größere Fläche verteilt sind. In Deutschland ist dieses Vorgehen insbesondere dann einfach möglich, wenn sich alle Aggregate innerhalb einer Regelzone befinden, da sie dann in einem einzelnen Bilanzkreis zusammengefasst werden können.

Insbesondere für erneuerbare Energieträger wie Windkraft oder Photovoltaik verbessert sich hierbei die Prognose der Energieproduktion, da sich die meteorologische Prognosegüte für ein größeres Gebiet im Mittel erhöht (durch nichtkorrelierte Fehlerelemente in den Modellen) und insbesondere kurzfristige Schwankungen der Einzelerzeuger in erheblichem Maße ausgeglichen werden.

Untersuchungen haben gezeigt, dass sich mit steigendem Abstand zwischen den Einzelanlagen die Korrelation von Windprognosefehlern erheblich verringert, gleichfalls steigt die Prognosegüte bei kürzen Vorhersagezeiträumen. Schon eine Entfernung von wenigen Dutzend Kilometern führt zu einer deutlichen Verringerung des Korrelationskoeffizienten. Damit verglichen führt eine Kombination mehrerer Anlagen am gleichen Standort nur zu einer geringen Verbesserung der Prognosegüte, da die Wetterbedingungen für diese Anlagen stark zueinander korreliert sind.

Eine analoge Situation ist bei Photovoltaikanlagen gegeben, wo die Prognosegüte der globalen Einstrahlung am entsprechenden Standort ein entscheidender Faktor für die Vermarktung des Solarstroms ist. Auch hier verbessert sich die Prognosegüte bei Einbeziehung einer größeren Zahl von Einzelsystemen, insbesondere dann, wenn diese über eine größere Fläche verteilt sind.

Für die Einsatzplanung und Abschätzung zur Verfügung stehender Energiemengen wurde in MASSIG eine "Intelligent Management Method (IMM)" entwickelt, die im Folgenden näher beschrieben wird. Grundgedanke der IMM ist es, Handlungsabläufe zu beschreiben, mit denen Auswahl der Art, Festlegung der Anzahl und Art und Weise der Betriebsführung von Einzelaggregaten in einem Anlagenpool beschrieben werden, um ein bestimmtes technisches oder ökonomisches Ziel (zum Beispiel erfolgreiches Angebot von Marktprodukten für den Energiemarkt) zu erreichen.

Ein solcher Handlungsablauf besteht im Fall der Existenz lokaler Lasten, die prioritär aus lokaler Erzeugung zu versorgen sind, beispielsweise aus den folgenden Schritten:

- a) Ermittlung des lokalen (bzw. aggregierten) Lastprofils aller Verbraucher, welche vorzugsweise durch die lokale Erzeugung aus dem Anlagenpool versorgt werden sollen;
- b) Ermittlung der Erzeugungsprofile fluktuierender Technologien wie Wind und PV auf Basis von Vorhersagen, Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten, Kombination dieser prognostizierten (nicht-beeinflussbaren) Erzeugung mit den Lastprofilen;
- c) Anpassung der Fahrpläne für planbare Erzeuger (BHKW, Wasserkraft) an die nach b) ermittelten, resultierenden Bedarfsprofile;
- d) Ermittlung der notwendigen Energiespeicher zum Ausgleich verbleibender Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch;
- e) Unter Beachtung obiger Ergebnisse Bestimmung und fahrplanmäßige Beschreibung der resultierenden Energiemengen, welche für eine Vermarktung an Stromhandelsplätzen zur Verfügung stehen.

Ist eine Situation gegeben, bei der die Stromproduktion eines Erzeugerpools (einschließlich BHKW) komplett an einer Strombörse vermarktet werden soll, modifiziert sich die Vorgehensweise wie folgt:

- a) Ermittlung der Erzeugungsprofile fluktuierender Technologien wie Wind und PV auf Basis von Vorhersagen, Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten;
- b) Anpassung der Erzeugungsfahrpläne steuerbarer Erzeuger (BHKW, Wasserkraft) dergestalt, dass sie komplementär zur fluktuierenden Einspeisung aus Wind oder PV erfolgt. Dabei
- c) Soweit wie möglich Anpassung an die Anforderungen der angestrebten erfolgversprechendsten Marktoption;
- d) Ggf. gezielter Einsatz thermischer Speicher für eine Entkopplung von Wärmebedarf und Stromproduktion aus BHKW zur Vergrößerung der Flexibilität des BHKW Einsatzes bei der elektrischen Erzeugungsplanung;
- e) Bestimmung des endgültigen Erzeugungsfahrplanes für die Marktteilnahme.

Die jeweilige Leistung für den Verkauf am Energiemarkt lässt sich durch die Berechnung einer Energiebilanzgleichung für den gegebenen Anlagenpool ermitteln. Entsprechend der oben geschilderten IMM Szenarien ergibt sich beispielsweise folgende Gleichung:

$$P(\text{Markt}) = P(\text{Wind}) + P(\text{PV}) + P(\text{BHKW}) + P(\text{Hydro}) - P(\text{Speicher}) - P(\text{Last})^*$$

mit:

- $P(\text{Markt})$ [kW] – am Energiemarkt handelbare Leistung,
- $P(\text{Wind})$ [kW] – Windkrafterzeugung,
- $P(\text{PV})$ [kW] – Photovoltaikerzeugung,
- $P(\text{CHP})$ [kW] – BHKW Erzeugung,
- $P(\text{Hydro})$ [kW] – Wasserkrafterzeugung,
- $P(\text{Speicher})$ [kW] – Speicherleistung (positiv: laden, negativ: entladen),
- $P(\text{Last})^*$ [kW] – Lokale Last, sofern existent und priorisiert.

Eine spezielle Möglichkeit zur Anpassung an Marktbedürfnisse ist die Anwendung der intelligenten Betriebsführung und Optimierung der Einsatzfahrpläne für steuerbare Erzeuger, speziell unter dem Blickwinkel der angestrebten Marktoption und unter Berücksichtigung der Prognosen für fluktuierende Erzeuger. Mittels entsprechender Optimierungstools gelingt es so, einerseits den Betrieb der steuerbaren Erzeuger bzw. Speicher optimal auf die fluktuierenden Erzeuger anzupassen und gleichzeitig variable Optimierungsziele und Randbedingungen zu definieren und zu berücksichtigen.

Die folgende Abbildung 2.1 illustriert den Ansatz zur Optimierung eines Ensembles von Erzeugern (erneuerbare und konventionelle), basierend auf den Daten für das Virtuelle Kraftwerk „Badenova“ in Freiburg, Deutschland, exemplarisch untersucht für einen Tag im August 2004 [Kitzing, Erge et al., 2006].

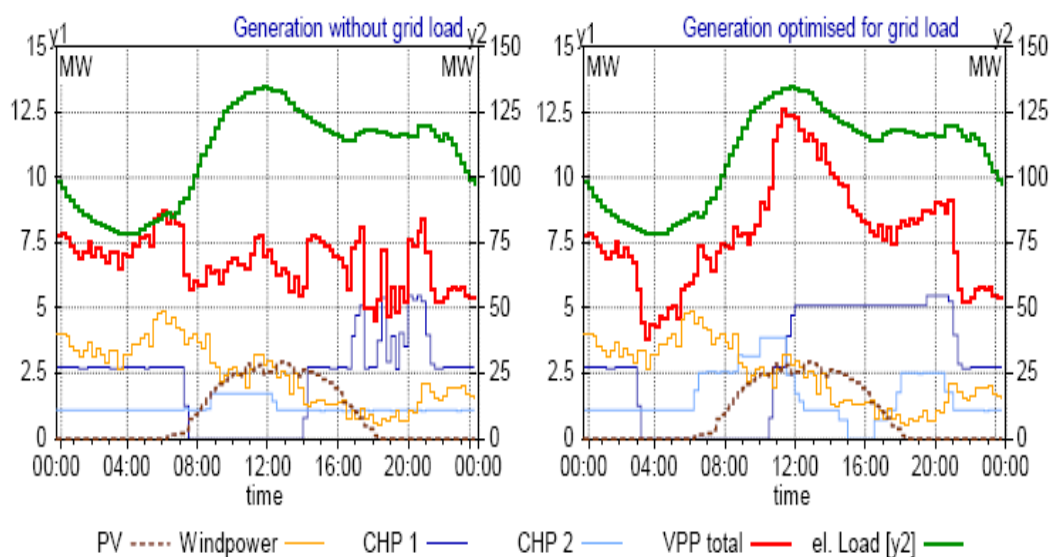


Abb. 2.1 Vergleich des nichtoptimierten Standardbetriebs eines Ensembles verteilter Erzeuger aus Photovoltaik, Wind und zwei BHKW (linke Abbildung) mit einer Situation, bei der die Einsatzfahrpläne so optimiert wurden, dass die BHKW zu Zeiten hohen Bedarfs und niedriger Windproduktion betrieben werden.

Ausgangspunkt für die im Bild dargestellte Situation ist ein Erzeugerensemble aus einer PV-Anlage, einer Windkraftanlage sowie zwei BHKW. Das linke Bild zeigt den Standardbetrieb, wie er rein aus der lokalen Betriebsführung der BHKW resultiert. Für den im rechten Bild dargestellten Fahrplanbetrieb wurde durch eine Optimierung der BHKW Betrieb auf fluktuierender Einspeiser und Lasten abgestimmt und insbesondere versucht, die Spitzenlast im lokalen Stromnetz zu senken. Deutlich ist eine Anpassung der lokalen Erzeugung (rote Kurve) an die Gesamtnetzlast (grüne Kurve) zu erkennen.

2.3 Schlussfolgerungen

Im Folgenden sollen noch einmal die grundlegenden Schlussfolgerungen hinsichtlich von Maßnahmen für eine erfolgreiche Marktteilnahme bzw. Marktanpassung zusammengefasst werden:

- Eine Poolbildung mehrerer dezentraler Erzeuger unterschiedlicher Technologie ist die erfolgversprechendste Maßnahme, um den technischen, finanziellen und sonstigen Anforderungen von Energiemärkten zu entsprechen.

- Die Schwankungen fluktuierender Erzeugung lassen sich bei Einbeziehung einer größeren Zahl von Einzelerzeugern verringern, insbesondere wenn diese geographisch über eine größere Fläche verteilt sind.
- Die Prognosegüte für Wind und Solarstrahlung verbessert sich deutlich bei Einbeziehung mehrerer Standorte, selbst wenn diese nur wenige Dutzend Kilometer voneinander entfernt sind.
- Die „Intelligent Management Method (IMM)“ erlaubt die Optimierung des Erzeugungsprofils hinsichtlich der Deckung des lokalen Bedarfes (sofern vorhanden) und der Anpassung an die Erfordernisse bestimmter Marktprodukte.
- Die jeweils handelbare Erzeugungsleistung kann über eine Energiebilanzgleichung ermittelt werden, die auf den jeweiligen Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherpool anzupassen ist.
- Die intelligente Betriebsführung eines Pools aus fluktuierender und steuerbarer Erzeugung bzw. Speicherung erlaubt die Einsatzplanung und Steuerung der steuerbaren Erzeuger und Speicher dergestalt, dass die fluktuierende Erzeugung optimal integriert und ein versorgungs- oder gewinnoptimierter Betrieb des Gesamtensembles erreicht wird.

3 Gewinn- und Verlustrechnung

3.1 Einführung

Zur Durchführung dieser Analyse wurde ein Excel-basiertes Kalkulationsblatt entwickelt, in dem Gewinne und Verluste aus der Nutzung wettbewerblicher Vermarktungsoptionen mit dem regulären Einkommen nach Einspeisetarif aus den Fördermechanismen verglichen werden. Das Kalkulationsblatt wurde dann unter Nutzung realer Marktdaten (Spotmarkt, Markt für Minutenreserve) aus dem Jahr 2008 anhand von Fallbeispielen aus den untersuchten Ländern getestet. In den folgenden Kapiteln werden der Aufbau des Kalkulationsblattes sowie die Ergebnisse der Fallbeispiele für Deutschland dargestellt.

3.2 Methodik

Das Ziel im Projekt MASSIG bestand in der Entwicklung eines einfachen und intuitiven Werkzeugs, um finanzielle Analysen und Gewinn- und Verlustrechnungen eines Wechsels der Stromvermarktung von Fördermechanismen hin zu wettbewerblicher Vermarktung an der Strombörse und den Märkten für Systemdienstleistungen durchführen zu können.

Das Werkzeug sollte gleichzeitig eine Vielzahl von Strommärkten und nationalen Besonderheiten abbilden können. Aufgrund geringer zusätzlicher Investitionskosten und einem begrenzten zeitlichen Horizont der Analyse sind die Berechnungen auf realen (undiskontierten) Zahlungsflüssen basiert.

Das Werkzeug zur Gewinn- und Verlustrechnung schließt folgende Zahlungsflüsse ein:

- Einspeisetarife für eingespeiste Energie
- Vergütungen aus dem wettbewerblichen Markt
- Finanzielle Gewinne und Verluste aus dem Ausgleichsenergiemarkt
- Zahlungen für Verfügbarkeit und Abruf aus dem Markt für Regelenergie
- Opportunitätskosten für entgangene Vermarktung am wettbewerblichen Markt
- Handelskosten an der Strombörse

Es wird die Differenz zwischen Vergütungen nach Fördermechanismen und Direktvermarktung an der Strombörse berechnet. Für den Markt für Regelenergie, auf dem sich das finanzielle Ergebnis aus Leistung und Energie in Abhängigkeit der Echtzeitkontrolle des Energiesystems ergibt, werden maximal und minimal mögliche Gewinne und Verluste berechnet.

Das Werkzeug richtet den Fokus auf mittel- und langfristige Untersuchungen (ein Jahr, einige Jahre), befasst sich also nicht mit täglicher Optimierung der Vermarktungsstrategien von Kraftwerken. Um die Analyse einfach zu halten wird angenommen, dass sich historische Erzeugerprofile durch direkte Stromvermarktung nicht verändern. Jedoch ist ein Vergleich unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien möglich, indem unterschiedliche Varianten von Erzeugungsprofilen genutzt werden.

Für die Kurzfristoptimierung der Strategien von erneuerbaren Energien und KWK bei der Teilnahme an Strombörsen und Märkten für Systemdienstleistungen können spezielle Werkzeuge genutzt werden, wie beispielsweise die Software **EnergyPro** entwickelt von EMD (www.emd.dk). Diese Werkzeuge ermöglichen es detaillierte Bietestrategien für unterschiedliche Märkte unter Nutzung von Speichern für Brennstoffe, Strom und Wärme zu entwickeln.

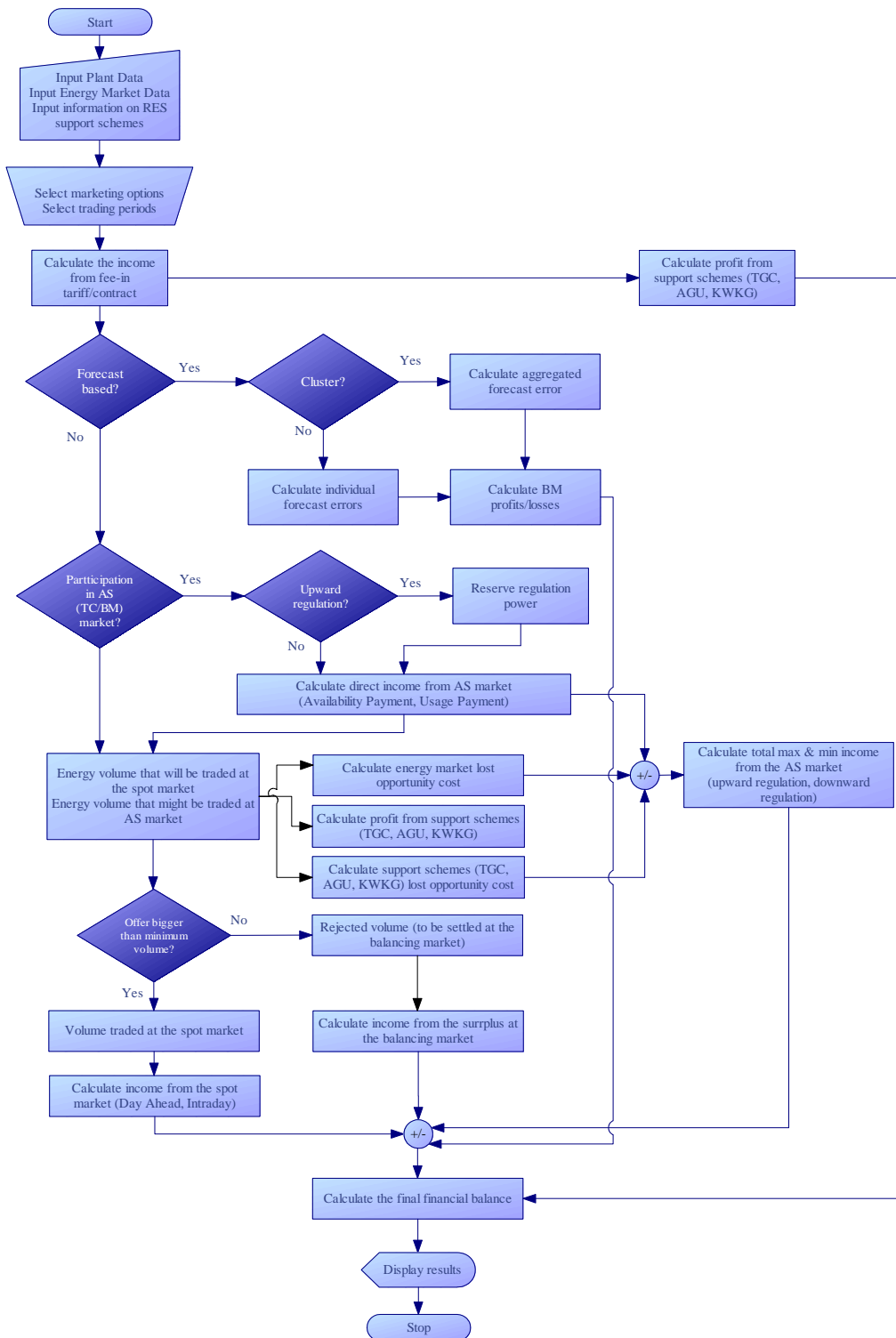


Abbildung 3.1. Das Flussdiagramm des MASSIG Werkzeugs zur Gewinn- und Verlustrechnung.

3.3 Untersuchungen

3.3.1 Eine Aggregation von kleinen KWK-Anlagen

Für den zentralen Feldversuch im Projekt MASSIG wurden neun kleine KWK-Anlagen ausgewählt, die in und um Freiburg installiert sind, von der **badenova WÄRMEPLUS GmbH & Co. KG** betrieben werden und an das Verteilnetz der **EnBW** angeschlossen sind.

Folgende Vermarktungsoptionen wurden berücksichtigt:

- Stromhandel an der Strombörse im Day-Ahead Spotmarkt,
- Stromhandel an der Strombörse im Intraday Stromhandel,
- Angebot von positiver Minutenreserve,
- Angebot von negativer Minutenreserve.

Die Ergebnisse der Berechnungen für das Jahr 2008 zeigen, dass im Fall einer Spotmarkt-Vermarktung zusätzliche Gewinne in Höhe von 102.590 € erwirtschaftet werden können. Gleichzeitig ist die Differenz der Gewinne zwischen Vermarktung nach Fördermechanismus und am Spotmarkt vergleichsweise gering und liegt für die Einzelanlagen in einer Spanne von -1.16 % und +8.43 % (anlagenspezifische Unterschiede).

Bei der Gewinn- und Verlustrechnung für die Teilnahme am Markt für Minutenreserve wurden maximal und minimal mögliche Erlöse aus Verfügbarkeit und Abruf für zwei Extremfälle berechnet. Für positive Minutenreserve wird der maximale Erlös erzielt, wenn alle gebotene Leistung akzeptiert und auch abgerufen wurde. Der minimale Erlös wird erzielt, wenn kein Abruf stattfindet und demnach nur der Preis für Verfügbarkeit bezahlt werden würde. Unter der Annahme positiver Preise für negative Regelenergie erzielen Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien mit geringen Betriebskosten den maximalen Erlös, wenn die Anlage nicht abgerufen wird (also nur der Preis für Verfügbarkeit gezahlt wird). Der minimale Erlös ergibt sich, wenn die gesamte angebotene Leistung auch abgerufen wird und die Stromerzeugung signifikant reduziert oder ausgesetzt wird.

In den analysierten Fallbeispielen für den Abruf positiver und negativer Minutenreserve wurden 10 % der prognostizierten Einspeiseleistung der Anlage für die Regelenergiebereitstellung reserviert¹.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten der Erlös aus dem Angebot positiver Minutenreserve in einem Intervall von 26,1 T€ (100% Abruf) bis -29,9 T€ (kein Abruf) liegt.

Die Teilnahme am Markt für negative Minutenreserve ist weniger risikoreich, da die Erlöse in einem Bereich von 53 T€ bis 400 T€ liegen.

¹ Diese Annahme beschreibt eine exemplarische, sehr spezifische Situation. In der Praxis werden KWK üblicherweise in der Lage sein, einen größeren Leistungsanteil auf dem Markt für Minutenreserve anzubieten, insbesondere in Kombination mit der Nutzung thermischer Speicher oder zusätzlichen Heizgeräten (z.B. Gaskessel).

3.3.2 Eine Aggregation von Photovoltaikanlagen

Als Fallbeispiel für Photovoltaik wurde eine Aggregation von fünf in Süddeutschland installierten Anlagen ausgewählt. Zwei Vermarktungsoptionen für Stromhandel an der EEX, Day-Ahead sowie Intraday Vermarktung, wurden untersucht.

In allen betrachteten Szenarios ist das Endergebnis negativ (siehe Beispiel in Abbildung 3.2). Auch im Fall, dass Kosten für Ausgleichsenergie und Handel vernachlässigt werden, bringt die Einspeisevergütung deutlich höhere Gewinne als die Teilnahme am wettbewerblichen Markt. Demnach ist ein Wechsel aus der Einspeisevergütung nach EEG zur Direktvermarktung an der Strombörse keine wirtschaftliche Option für die Photovoltaik. Diese Situation könnte sich in Zukunft durch einmalige und periodische Degression der Vergütungssätze ändern (z. B. die kürzlich beschlossene Degression von 16 % für Aufdach- und Freiflächenanlagen in Deutschland). Weiterhin sind Betreiber von Photovoltaikanlagen gezwungen, den eingespeisten Strom nach Ablauf der Zahlung von Einspeisevergütungen (20 Jahre in Deutschland) zu Marktkonditionen zu verkaufen, sofern sie die Anlagen nicht nur für den Eigenbedarf weiterbetreiben wollen.

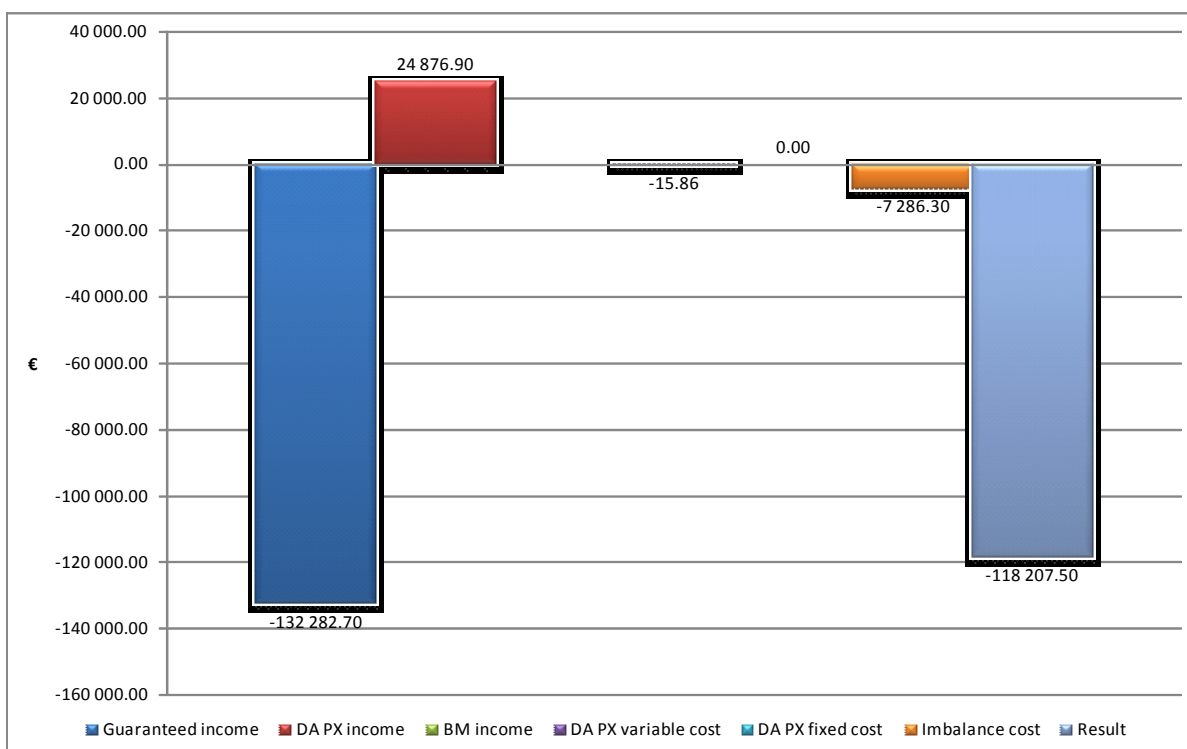


Abbildung 2.2 Ein Vergleich der Gewinne der Aggregation von PV-Anlagen zwischen Einspeisevergütung und Vermarktung am EEX Day-Ahead Spotmarkt.

3.3.3 Ein kleines Wasserkraftwerk

Dieses Fallbeispiel wurde mit Daten zur Stromerzeugung aus zwei ursprünglich in Österreich installierten Wasserkraftwerken (2,7 MW und 1,8 MW) sowie Marktpreisen der deutschen Strombörse EEX und für Minutenreserve des ÜNB EnBW gebildet. Aufgrund des relativ gleichmäßigen Verlaufs der Stromerzeugung wurde die Prognose für den Folgetag nach dem Persistenz-Prinzip erstellt (z. B. heute entspricht morgen). Die Erlöse an der Strombörse wurden dann mit den Erlösen nach geltendem Einspeisetarif verglichen. Da der Einspeisetarif in Abhängigkeit der installierten Leistung und dem Alter der Anlage steht, wurden zwei Fälle, neu installierte und Bestandsanlagen, analysiert.

Im Fall der neu (nach 2004) installierten Anlagen ist das Ergebnis an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit (2,1 T€).

Für die Bestandsanlagen mit geringerer Einspeisevergütung ist das Betriebsergebnis negativ (-259 T€), in diesem Fall ist demnach ein Wechsel von der Einspeisevergütung zur Vermarktung an der Strombörse unwirtschaftlich.

3.4 Fazit

Für die meisten der untersuchten Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien bringen die Ergebnisse der Berechnungen für die Teilnahme an wettbewerblichen Märkten nicht die erwarteten Gewinne. Hohe Einspeisetarife sowie Prognoseunsicherheiten durch die fluktuierende Stromerzeugung mancher Technologien führen zu dieser Situation.

Im Licht der durchgeführten Fallbeispiele sind kleine KWK-Anlagen unbestrittene Anführer unter den Technologien Verteilter Erzeugung in Bezug auf Direktvermarktung, sowohl an der Strombörse als auch auf dem Markt für Regelenergie. Sowohl die Degression der Einspeisetarife bzw. ein Auslaufen von Fördermechanismen (z. B. KWKG in Deutschland) als auch neue, aufkommende Vermarktungsoptionen für Systemdienstleistungen (z. B. Primärreserve in Dänemark, Minutenreserve in Deutschland) schaffen erhebliche Anreize, das System der Einspeisevergütungen zu verlassen. Insbesondere nach Erreichen der Förderungshöchstdauer müssen Anlagenbetreiber nach neuen Vermarktungsoptionen suchen.

Die Strukturen der Strommärkte sowie deren Regeln bezüglich Betrieb und Handelsperioden haben signifikante Auswirkungen auf das finanzielle Risiko, mit dem der Handel an wettbewerblichen Märkten verbunden ist. Es wurde gezeigt, dass eine Anpassung der Architektur sowie der Marktregeln (z. B. Verkürzung der Handelszeiträume, Ersatz des Einheitspreissystems für Ausgleichsenergie, Grenzpreis statt Gebotspreis im Markt für Minutenreserve) einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von kleinen Stromerzeugern aus erneuerbaren Energien und KWK bei einer Teilnahme an den verschiedenen Märkten haben.

Steigende Strompreise im Großhandel sowie eine intelligente Teilnahme an den wettbewerblichen Märkten durch strategisches Bieten und optimierte Nutzung von Speichern sollten die Wirtschaftlichkeit von Verteilter Erzeugung weiter erhöhen.

4 Der Zugang zu dem Märkten – was ist zu tun?

Im vorliegenden Kapitel 4 sollen eine Reihe genereller Schlussfolgerungen aus dem Projekt MASSIG zusammengefasst werden, die im Detail in den entsprechenden Arbeitsberichten (“Deliverables”), insbesondere des Arbeitspaketes 6 (Deliverables 6.1, 6.2 und 6.3) im Detail dargestellt sind. Alle Berichte sind auf der Projektwebseite verfügbar (in englischer Sprache).

Die Notwendigkeit des Marktzugangs auch kleinerer dezentraler Energieerzeuger zu „großen“ Strommärkten ist evident. In Energieerzeugungssystemen mit einem großem Anteil an fluktuierender Erzeugung wird es immer wichtiger, dass alle „intelligent“ steuerbaren Erzeuger, Speicher und beeinflussbaren Lasten zur Integration dieser fluktuierenden Einspeisung beitragen. Mit einem zunehmenden Anteil dezentraler Erzeuger sind auch diese zunehmend zu motivieren (evtl. auch in die Pflicht zu nehmen), ihre Energieproduktion so weit wie möglich auf die momentanen Bedürfnisse des Gesamtnetzes anzupassen und ihren Strom an Strommärkten bzw. Märkten für Regelenergie zu verkaufen.

Im Projekt MASSIG konnte gezeigt werden, dass auch eine Reihe kleinerer Erzeugertypen ein breites Spektrum an Optionen für „intelligenten“ Stromverkauf oder auch für die Erbringung von Energiedienstleistungen (wie Beiträge zur Regelenergie) offerieren. Allerdings stellt es derzeit noch eine wichtige Herausforderung dar, Zugangsbedingungen und Marktbedingungen so zu gestalten, dass auch kleinere Erzeuger eine realistische Marktchance haben. Ein Element hierbei kann die Aufspaltung integraler Märkte in Teilmärkte sein, beispielsweise im Bereich der Regelreserve in einen Markt für die Vorhaltung von Reserveleistung und in einen Markt für Regelenergie.

Neben den rein technischen Chancen der Beteiligung einer Vielzahl von auch kleineren Erzeugern an den Märkten entstehend zweifelsohne auch erhebliche sozioökonomische Vorteile, wenn Stromerzeugung zunehmend zu einer erlebbaren Angelegenheit für größere Bevölkerungsteile wird.

Der zentrale Schwerpunkt in diesem Kapitel 4 ist die marktbasierete Lieferung von Wirkleistung bzw. –energie. Allerdings darf darüber nicht vergessen werden, dass sich das System der Energieversorgung nicht auf reine Energielieferung beschränken kann. Weitere wichtige Aufgaben sind beispielsweise die Bereitstellung von Blindleistung, die Spannungshaltung, die Lieferung von Kurzschlussleistung oder Schwarzstartmöglichkeiten.

Im Projekt MASSIG hat sich gezeigt, dass von den untersuchten Ländern Dänemark die besten Rahmenbedingungen für die Betreiber kleinerer Erzeuger für eine Teilnahme an verschiedenen Märkten bietet. Bereits heute können dänische BHKW Betreiber an den Märkten für Primär- und Tertiärregelung sowie am Day-Ahead Spotmarkt teilnehmen.

Für die folgenden Beispiele stehen in erster Linie BHKW-Anlagen im Vordergrund, der grundsätzliche Ansatz ist jedoch auch auf andere Erzeugungstechnologien wie beispielsweise Windkraft sinngemäß anwendbar.

4.1 Barrieren und Einschränkungen

Aktuell existieren eine Reihe technischer, ökonomischer und regulatorischer Einschränkungen, die eine Marktbeteiligung kleinerer, dezentraler Erzeuger an den Märkten erschweren oder im Einzelfall auch unmöglich machen. Beispiele hierfür sind Mindestgebotsgrößen, langfristige Handelszeiten oder das Nichtvorhandensein einzelner Teilmärkte. Ein paar besonders

wichtige Aspekte sollen hier im Detail betrachtet werden, wobei insbesondere positive Erfahrungen aus Dänemark ausgewertet werden.

Dänemark bietet bereits heute sehr gute Marktmöglichkeiten für kleinerer Erzeuger, auch wenn es durchaus noch Optionen für Verbesserungen gibt.

Eine interessante Erfahrung ist, dass sich in Dänemark auch kleinere Erzeuger am Markt für Primärregelung beteiligen können (neben der Teilnahme am Markt für Tertiärregelung sowie dem Day-Ahead Spot Markt). Entscheidende Voraussetzungen für diese Möglichkeit sind:

- die Organisation des Marktes als Marginal Price Markt, sowie
- die Aufsplittung des Marktes in zwei Teilmärkte: einen Teilmarkt für positive Primärregelreserve und einen Teilmarkt für negative Primärregelreserve.
- Unterteilung des Marktes in sechs 4-Stunden-Blöcke.

Typischerweise kann eine Teilnahme kleinerer Erzeuger am Primärregelmarkt nur möglich sein, wenn diese gerade aktiv sind – nur so ist die geforderte Reaktionszeit von 30 Sekunden sicherzustellen. Die Untersuchungen in MASSIG haben gezeigt, dass eine geschickte Einsatzplanung der BHKW (und ein entsprechender Stromverkauf am Spot Markt) dazu führen kann, dass die BHKW gerade in den genannten 4-Stundenblöcken des Primärregelmarktes zum Einsatz kommen. Damit können diese BHKW negative Regelleistung anbieten. Ein Anbieten positiver Regelleistung ist allerdings risikobehaftet, da der Handel am Primärregelenergiemarkt am Vortag um 15 Uhr schließt, jedoch der Handelsschluss am Spotmarkt bereits um 12 Uhr stattfindet. Bieten nun die BHKW am Spotmarkt weniger als die maximal mögliche Stromproduktion (um Kapazitäten für Regelenergiebereitstellung vorzuhalten), besteht die Gefahr, dass sie mit ihren Geboten am Markt für positive Regelenergie keinen Zuschlag erhalten, was zu Opportunitätskosten für entgangene Vermarktung am Spotmarkt führt.

Daher würde es klar Vorteile bieten, wenn der Handelsabschluss für den Regelenergiemarkt vor dem Handelsabschluss am Spotmarkt stattfinden würde.

Einziges Hemmnis für die kleineren dänischen Erzeuger, derzeit nicht am Sekundärregelenergiemarkt teilzunehmen, ist die prinzipiell abweichende Organisation dieses Marktes. Dieser wird in Form von monatlichen Auktionen realisiert, bei denen alle Bieter gleichzeitig positive und negative Regelreserve anbieten müssen. Eine Veränderung dieser Organisation wäre daher höchst wünschenswert. Allerdings sollte dabei nicht die dänische Vorschrift geändert werden, dass Sekundärreserve innerhalb von 15 Minuten zu liefern ist (in Deutschland innerhalb von 5 Minuten). Diese vergleichsweise große Zeitspanne zwischen Abruf und Lieferung gibt kleineren Erzeugern die Chance, bei Abruf von Sekundärreserve termingerecht zu liefern, selbst wenn sie zum Zeitpunkt des Abrufes nicht aktiv waren.

Anpassungen bei der Organisation der Energiemärkte in Analogie zu den dänischen Lösungen sind auch für die anderen Länder Deutschland, Großbritannien und Polen relevant.

Beispielsweise ist es in Dänemark erlaubt, den Preis für abgerufene Minutenreserve (Tertiärreserve) bis zu einer Dreiviertelstunde vor dem möglichen Abrufzeitpunkt zu ändern. Eine analoge Regelung würde auch in Deutschland die Marktteilnahme kleinerer Aggregate erleichtern. An einem konkreten Beispiel sollen die Gründe hierfür illustriert werden. Dazu soll der später noch im Detail beschriebene Showcase Badenova Weingarten betrachtet werden.

Bei der Planung der Gebote für den Folgetag für Weingarten wäre es prinzipiell möglich, für 12 Stunden Strom am Spotmarkt und für 12 Stunden positive Minutenreserve anzubieten und dabei einen sehr hohen Aktivierungspreis zu wählen, so dass ein Minutenreserveabruf sehr unwahrscheinlich ist. Entsprechend wird der thermische Speicher so bewirtschaftet,

dass keine Reserven für zusätzliche Wärmeproduktion im Fall eines Abrufes von Minutenreserve vorgehalten werden.

Nun werde angenommen, dass es am Folgetag unerwartet deutlich kälter wird und der tatsächliche Wärmebedarf ungeplant so stark ansteigt, dass die geplanten 12 Stunden BHKW Betrieb (für die Strom am Spotmarkt verkauft wurde) nicht ausreichen, um den Wärmebedarf zu decken. Folglich leert sich der thermische Speicher und es kann notwendig werden, zusätzliche Wärme durch Einsatz des Gaskessels zu produzieren. Wäre es nun möglich, kurzfristig den Aktivierungspreis für Minutenreserve deutlich zu senken, würde die Abrufwahrscheinlichkeit entsprechend erhöht und es könnte statt des Gaskessels die zusätzliche Wärme über das BHKW erzeugt werden, wenn ein Abruf des Stroms als Minutenreserve erfolgt.

4.2 Lösungen und Erfolgsgeschichten

In Abschnitt 4.2 werden „Erfolgsgeschichten“ präsentiert, bei denen die im Projekt MASSIG beschriebenen bzw. entwickelten Konzepte in der Praxis umgesetzt werden. Im folgenden soll jeweils nur eine kurze Zusammenfassung für die Erfolgsgeschichten in Dänemark, Großbritannien und Polen gegeben werden, gefolgt von einer ausführlicheren Darstellung des „Showcases Badenova“. Weitere Details finden sich im Originalbericht sowie den entsprechenden Deliverables.

4.2.1 Internationale Erfahrungen

Ein Highlight in Dänemark ist die Teilnahme dänischer BHKW am Markt für primäre Regelreserve, die im vorangegangenen Abschnitt bereits im Detail beschrieben wurde. Ein wichtiger Vorteil typischer dänischer Anlagen ist dabei die Kopplung der eigentlichen BHKW mit größeren thermischen Speichern, was für ein hohes Maß an Flexibilität bei der Einsatzplanung sorgt.

Abbildung 4.1 zeigt ein 2 MW_{el} BHKW. Die großen thermischen Speicher dänischer BHKW-Anlagen haben typischerweise ein Speichervolumen von 200 m³ pro MW-Wärme (Abbildung 4.2). Einige Anlagen sind mit Kühlern ausgerüstet, die die Einsatzmöglichkeiten am Regelenergiemarkt verbessern (Abbildung 4.3).



Abbildung 4.1: Dänische KWK-Anlage



Abbildung 4.2: Große thermische Speicher

Ein wichtiger Aspekt bei der Vermarktung dänischer BHKW ist der Umstand, dass im Gegensatz zur Situation in Deutschland der Minutenreservemarkt (Tertiärregelung) in zwei Teilmärkte aufgeteilt ist: einem Markt für die Vorhaltung von Regelleistung und einen Markt für die Aktivierung. Die sich hieraus ergebenden Möglichkeiten zur kurzfristigen Preisanpassung im Abrufmarkt (bis $\frac{3}{4}$ h vor Abruf) wurden bereit oben erläutert. Bemerkenswert ist, dass für den dänischen Showcase gezeigt wurde, dass die Netto-Wärmegestehungskosten in einer exemplarisch ausgewählten Woche im Mai 2009 um 21% reduziert werden konnten, wenn eine „intelligente“ Teilnahme sowohl am Spot Markt als auch am Reserveenergiemarkt realisiert wurde.



Abbildung 4.3: Tischkühler an einer KWK-Anlage

Als Showcase für Polen wurde eine Abwasseraufbereitungsanlage in der Stadt Lodz betrachtet, bei der BHKW mit Biogas angetrieben werden. In dieser Anlage werden 170.000 – 190.000 Kubikmeter Abwasser pro Tag aus einem Gebiet mit mehr als 850.000 Einwohnern und teilweise landwirtschaftlicher Nutzung gesammelt. Drei installierte BHKW liefern eine elektrische Leistung von 2,8 MW und eine thermische Leistung von 3,5 MW. Derzeit gibt es nur eine begrenzte Speicherkapazität für Biogas in Form eines 2.500 m³ Gastanks (entspricht 2 Stunden Vollast, Abbildung 4.4).



Abbildung 4.4: Biogas-Speicher am GOS Klärwerk

Bisher wurde der erzeugte Strom an den lokalen Verteilnetzbetreiber zu einem vorgeschriebenen minimalen Strompreis verkauft. Im Zuge des Projektes MASSIG entstand die Idee eines Stromverkaufs am polnischen Day-Ahead-Markt bzw. die Prüfung von Marktoptionen am OTC Markt. Hierzu muss jedoch ein Händler gefunden werden, der bereit ist als Bilanzverantwortlicher zu agieren und damit das Bilanzierungsrisiko zu tragen. Dieses Risiko lässt sich am einfachsten bei einem Pooling und entsprechender Betriebsführung mehrerer verschiedener Erzeuger zu minimieren, was allerdings in Polen an verschiedene Auflagen gebunden ist, so beispielsweise hinsichtlich der jeweiligen Netzanschlusspunkte. Exemplarische Rechnungen zu Gewinnen und Verlusten haben für die betrachtete Abwasseranlage gezeigt, dass ein Stromverkauf an den freien Märkten die Einnahmen gegenüber der gegenwärtigen Situation verdoppeln kann.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes liefen noch Gespräche zwischen dem polnischen Projektpartner TUL, dem polnischen Regulator und den polnischen Verteilnetzbetreibern hinsichtlich der formalen Rahmenbedingungen der Teilnahme der Abwasseranlage an den Strommärkten bzw. der Beteiligung an einem entsprechenden Anlagenpool.

In Großbritannien konzentrierte sich die Showcasebeschreibung auf eine spezielle Form der Netzreserve: dem sogenannten „Short Term Operating Reserve Market STOR“. Dieser Markt ist besonders für BHKW, Pumpspeicher- und Wasserkraftwerke, aber auch steuerbare Lasten interessant.

Ausführlichere Informationen zu den britischen, dänischen und polnischen Erfolgsgeschichten werden im Originalbericht präsentiert, in der vorliegenden Übersetzung soll eine Beschränkung auf den deutschen „Showcase Badenova“ erfolgen.

4.2.2 Handelsbeteiligung am deutschen Spotmarkt

- Der Showcase Badenova -

Der Freiburger Wärmeversorger badenova WÄRMEPLUS betreibt in Freiburg die BHKW Anlage Freiburg Weingarten. Sie besteht aus 2 gasbetriebenen KWK-Einheiten mit insgesamt $5,8 \text{ MW}_{\text{el}}$ (thermische Leistung $6,3 \text{ MW}_{\text{th}}$), und 3 zusätzlichen Gaskesseln mit insgesamt $28 \text{ MW}_{\text{th}}$ zur Deckung thermischer Spitzenlasten, und einem thermischen Speicher mit einem Volumen von 360 m^3 . Die Anlage versorgt ein 40 km langes Nahwärmenetz, bei einem jährlichen Wärmeabsatz von etwa 68.000 MWh .

Seit dem 1. Januar 2010 läuft aus Altergründen für viele deutsche BHKW die Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) aus und der Strom aus diesen Anlagen muss anderweitig vermarktet werden. Badenova WÄRMEPLUS hat für solche Anlagen zunächst einen Vertrag mit einem örtlichen Händler abgeschlossen. Hierbei handelt es sich um einen 2-Tarifzeiten – Vertrag, bei dem zwischen der Lieferung zu Spitzenzeiten mit höheren und zu Nebenzeiten mit niedrigeren Tarifen unterschieden wird. Entsprechend versucht badenova WÄRMEPLUS aktuell, unter Einsatz der Wärmespeicher die Anlagen möglichst vollständig zu Spitzenzeiten zu betreiben. Allerdings erfordert der Wärmebedarf auch einen zeitweiligen Betrieb zur Niedertarifzeit. Insgesamt gesehen ist die derzeitige Betriebsführung ein Mix aus wärmegeführtem und strombedarfsgeführtem Betrieb.

Bei einer exakten Modellierung der ersten 5 Monate in 2010, welche mit dem Simulationsprogramm energyPRO ausgeführt wurde zeigte sich, dass sich bei einer Teilnahme am Spotmarkt der Strombörse EEX für Weingarten ein finanzieller Gewinn von bis zu 112 Tausend Euro gegenüber der aktuellen Situation ergeben könnte.

4.2.3 Teilnahme am deutschen Minutenreservemarkt

Für kleinere und mittlere verteilte Erzeuger (BHKW, erneuerbare Erzeuger) ist derzeit der Markt für Minutenreserve neben dem Spotmarkt die interessanteste Marktoption. In aller Regel wird es für kleinere Erzeuger notwendig sein, einem Anlagenpool beizutreten, der die Erreichung der minimalen Gebotsgröße sicherstellt. Derzeit existieren in Deutschland bereits eine Reihe von Dienstleistern, die einen solchen Service anbieten. Gegebenenfalls können auch Anlagenbetreiber, die eine größere Zahl von Einzelanlagen betreiben (beispielsweise Stadtwerke), eine direkte Marktteilnahme mit ihrem Anlagenpool in Erwägung ziehen. In jedem Fall würde eine Absenkung der minimalen Gebotsgröße an den Strom- und Reserveenergiemärkten die Eintrittsbarriere für kleinere Erzeuger deutlich senken und den Markt lebendiger werden lassen.

4.3 Die ersten Schritte zum Markt

Die konkreten Abläufe, um mit kleineren dezentralen Erzeugern an "großen" Energiemärkten teilzunehmen, hängen natürlich sehr stark vom jeweiligen Einzelfall ab, beispielsweise von der Art und Größe der Erzeugungseinheiten oder den aktuellen technischen und regulativen Rahmenbedingungen für den Marktzugang. Trotzdem lassen sich für die generelle Vorgehensweise verallgemeinerte Handlungsschritte definieren, die für den Anlagenbetreiber eine Art Leitfaden darstellen können. Im Ergebnisbericht „Deliverable 6.2“ des Projektes MASSIG wurde diese Vorgehensweise für mehrere konkrete Beispiele im Detail vorgestellt.

Für den Anlagenbetreiber oder potentiellen Investor können die folgenden 4 Schritte den Weg zu Marktteilnahme aufzeigen:

Schritt 1:

Wähle die für die jeweiligen Erzeuger erfolgversprechendsten Marktoptionen aus.

Erstelle eine Liste der aussichtsreichen großen Energiemärkte und ermittle die grundlegenden Zugangsvoraussetzungen. Besonders interessante Märkte sind der Spotmarkt (Strombörse EEX in Deutschland) sowie der Markt für Regelenergie (insbesondere Minutenreserve in Deutschland). Aber auch Marktoptionen für Systemdienstleistungen (beispielsweise die Begrenzung von Spitzenlasten) und andere durch Dienstleistungsunternehmen nachgefragte Leistungen können interessante Marktoptionen darstellen. Schau in die Projektberichte von MASSIG, wo die wesentlichen Marktoptionen in Detail beschrieben sind. Beachte aktuelle politische Entscheidungen, die das Marktumfeld der Energiedienstleistungen beeinflussen können (beispielsweise Entscheidungen zum Handel mit „Grünstromzertifikaten“). Ebenfalls lohnenswert könnte ein Blick über die Grenzen hin zu den Nachbarländern sein – grenzüberschreitender Stromhandel ist in Europa auch heute schon gängige Praxis. Am Ende dieser Überlegungen sollte eine Liste der erfolgversprechendsten Marktoptionen für das gegebene Anlagenportfolio stehen.

Schritt 2:

Kläre: sind die vorhandenen Erzeugungsaggregate aus technischer Sicht für die ausgewählten Marktoptionen geeignet?

Bestimme alle relevanten technischen Anforderungen, die für eine Teilnahme „kleiner“ Erzeuger an den "großen" Märkten gefordert werden. Beachte dabei insbesondere Kategorien wie:

- Technische Anforderungen an den Anlagenbetrieb (minimale Erzeugungsleistung, geforderte Leistungsgradienten, geforderte Verfügbarkeit, Dauer der Erbringung der Leistung, ...);
- Kommunikationsanforderungen (Standleitung für Kommunikationszugang, standardisierte Kommunikationsschnittstellen, erreichbares Bedienpersonal, ...);
- Mess- und Abrechnungsanforderungen (Zähler, Aufzeichnung, Erzeugung von standardisierten Datensätzen, ...).

Erstelle eine Checkliste für die relevanten Anforderungen und kläre zu erwartende Konflikte mit den speziellen Eigenschaften der Erzeuger bzw. der vorhandenen Kommunikations- und Messtechnik. Versuche Lösungen für diese Probleme zu finden, beispielsweise durch das Pooling mehrerer einzelner Erzeuger, durch die Installation eines intelligenten Energiemanagementsystems, durch ein Upgrade der Kommunikationstechnik oder durch die Konsultation von Spezialisten.

Streiche solche Marktoptionen von der Liste, bei denen die technischen Anforderungen vollständig inkompatibel zu den betreffenden Erzeugern sind.

Schritt 3:

Kläre: Ist die Teilnahme an den "großen" Märkten aus ökonomischer Sicht sinnvoll?

Versuche abzuschätzen, wie viel Geld sich bei einer Marktteilnahme verdienen lässt und wie groß die Risiken sind, Geld zu verlieren. Um dieses zu tun ist es notwendig, die laufenden Kosten ins Verhältnis zu den voraussichtlichen Gewinnen zu setzen. In Fällen, bei denen die Neuanschaffung von Technik zur Debatte steht, müssen die entsprechenden Investitionskosten berücksichtigt werden. Andernfalls müssen diese bei der Gewinn-Verlustrechnung nicht berücksichtigt werden.

Sammele alle Arten von Kosten, die für eine Marktteilnahme relevant sind. Vergiss insbesondere nicht Kosten wie Marktgebühren, Kosten für den Kommunikationszugang, Zählerkosten etc. zu berücksichtigen Schau in die MASSG Arbeitsberichte um erste Ideen von der Größe bisher unklarer Kostenpositionen zu erhalten.

Werte historische und aktuelle Preisdaten der gewählten Märkte aus. In liberalisierten Strommärkten werden in der Regel alle relevanten Preisdaten über das Internet veröffentlicht. Daraus lassen sich erste Abschätzungen über die zu erwartenden Gewinne ableiten. Besonders hilfreich hierfür sind Softwarewerkzeuge, mit denen es über einen längeren Zeitraum (beispielsweise ein Jahr) möglich ist, exemplarische Erzeugungs- und Preisdaten miteinander zu verknüpfen und so eine begründete Gewinn-Verlust-Analyse durchzuführen. Im Projekt MASSIG wurde ein solches Softwarewerkzeug durch den polnischen Projektpartner TUL erstellt, welches bereits Preisdaten aller relevanten Marktoptionen sowie charakteristische Erzeugungsprofile für verschiedene Arten erneuerbarer Energieerzeuger bzw. KWK-Anlagen enthält. Details hierzu sind im Deliverable 5.1 gegeben.

Vergleiche die Ergebnisse verschiedener Marktoptionen gegeneinander und wähle die erfolgversprechendste aus. Vergiss nicht, dass häufig die Betriebsführung der Erzeuger an die jeweilige Marktoption angepasst werden kann, um die Erträge zu steigern (beispielsweise kann nicht selten der BHKW Einsatz so geplant werden, dass die Aggregate zu Hochpreisen an der Strombörse EEX betrieben werden). Verwende professionelle Werkzeuge für diese Optimierung, beispielsweise das Softwarepaket energyPRO des dänischen Projektpartners EMD.

Schritt 4:
Suche einen Dienstleister, der die Anlagen an den großen Märkten platziert.

Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten: entweder selbst aktiver Marktteilnehmer zu werden oder einen Dienstleister zu finden, der diese Aufgabe übernehmen kann. Gerade bei kleineren Erzeugern wird der Eigentümer / Betreiber eher weniger motiviert sein, die Hürden für eine direkte Marktteilnahme zu überspringen, nicht nur wegen der damit verbundenen Kosten sondern auch wegen der technischen Beschränkungen für eine Marktteilnahme kleiner Erzeuger. Daher ist es in der Regel zu empfehlen, die Angebote von Energiedienstleistern zu sichten, die die Anlagen entweder direkt oder in einem Pool mit anderen kleineren Erzeugern vermarkten. In Deutschland gibt es bereits mehrere Dienstleister, die eine Bündelung und den Stromverkauf kleinerer Erzeuger an der Strombörse EEX oder am Regelenergiemarkt anbieten. Aber auch die Integration in ein Virtuelles Kraftwerk kann eine interessante Marktoption sein.

Da es sich um einen schnell wachsenden Markt mit neuen Dienstleistungsangeboten handelt, kann es aber durchaus auch eine interessante Idee sein, selbst im Markt als Dienstleister aktiv zu werden und als Aggregator für (eigene und fremde) Einzelanlagen aufzutreten.

5 Schlussfolgerung und Ausblick

Die Möglichkeiten zum Verkauf von Strom kleinerer und mittlerer Erzeuger an den „großen“ Märkten hängen von drei Hauptfaktoren ab:

- den technischen und legislativen Rahmenbedingungen für eine Marktteilnahme,
- der Bereitschaft und den Möglichkeiten der Erzeuger zur Anpassung an die Marktbedingungen und zum „intelligenten“ Vermarkten von Energie und zusätzlichen Dienstleistungen,
- der Situation hinsichtlich Fördermechanismen wie Einspeisetarifen als konkurrierende Optionen zur Vermarktung dezentraler Erzeugung.

In den meisten europäischen Ländern ist eine freie Vermarktung von Strom aus erneuerbare Energiequellen wenig lukrativ, da die typischen Fördermechanismen (wie das deutsche EEG) eine aktive Marktteilnahme weder stimulieren noch ökonomisch belohnen. Bei sinkender Einspeisevergütung, zurückgehenden Subventionen und einer Vergrößerung der Zahl „alter“ Erzeugungseinheiten, welche ihren Anspruch auf Einspeisevergütung verloren haben, wird die Zahl der an den Märkten agierenden erneuerbaren Energieanlagen in den nächsten Jahren zwangsläufig deutlich zunehmen, da für diese Anlagen eine Marktteilnahme häufig die lukrativste Option darstellen wird.

Eine Sonderposition ergibt sich für BHKW. Diese sind häufig technisch in der Lage, ihre Stromproduktion auf die Marktbedürfnisse abzustimmen und somit ihre Einkünfte aus Marktverkäufen zu maximieren. Insbesondere die gleichzeitige intelligente Teilnahme an verschiedenen Marktsegmenten (wie Spotmarkt und Regelenergiemarkt) schafft die Voraussetzung für wesentliche Zusatzeinkünfte. Die besten Marktchancen haben dabei Pools aus mehreren BHKW Einheiten, die mit Wärmespeichern und Backup – Wärmeerzeugern (z. B. Gaskessel) kombiniert sind, und die einem intelligenten Energiemanagementsystem umfassende Freiheitsgrade für einen sehr profitablen Betrieb des Erzeugungspools bieten. Diese Strategie ist bereits in Dänemark in vielen Anlagen realisiert und wird sich auch in Deutschland und anderen Ländern durchsetzen. Die MASSIG Showcases zeigen, dass dies auch heute schon möglich ist.

Sofern die jeweiligen Rahmenbedingungen existieren, ist ein Schlüssel zum Erfolg das Verständnis dafür, dass die Kombination von Stromverkauf an Strombörsen mit der Teilnahme an Märkten für Regelleistung und Reserveenergie kombinierbar ist. Technische Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die elektrische Erzeugung entweder exakt prognostizierbar ist oder durch intelligentes Erzeugungs-, Speicher- und Lastmanagement entsprechend geregelt werden kann. Eine Kombination verschiedener Erzeugungstechnologien bzw. mehrerer Erzeuger, welche über eine größere geographische Fläche verteilt sind, kann diese Herausforderung erleichtern, sofern ein solches „Clustering“ in den jeweiligen Ländern zulässig ist. Eine Vermarktung von Systemdienstleistungen scheint gegenwärtig eher wenig attraktiv zu sein, da die entsprechenden Märkte entweder nicht liberalisiert oder hinsichtlich der Marktzutrittsbedingungen auf eine kleiner Gruppe spezialisierter Kraftwerke zugeschnitten sind.

In jedem Fall sind insbesondere solche Märkte relevant, bei denen zwischen den Handelsabschlüssen und der physischen Erfüllung nur eine relativ kurze Zeitspanne liegt. Grund hierfür ist, dass sowohl erneuerbare Energieerzeuger als auch BHKW Strom in Abhängigkeit äußerer Parameter produzieren, beispielsweise der Einstrahlung oder Temperatur (bei BHKW ist der zu deckende Wärmebedarf temperaturabhängig). Diese meteorologischen Größen lassen sich jedoch nur mit begrenzter Genauigkeit prognostizieren, wobei die Unge-

naugigkeit bei einen längeren Prognosezeitraum deutlich zunimmt. Die Möglichkeit, relativ kurzfristig Marktgebote erstellen zu können, ist daher die Grundvoraussetzung einer erfolgreichen Marktteilnahme für die meisten der kleineren dezentralen Erzeuger und daher eine der Hauptforderungen, die das Projektteam MASSIG gegenüber Regulatoren und Marktoperatoren gestellt hat. Der Regelenergiemarkt in Dänemark ist ein gutes Beispiel aus der Praxis, dass ein so organisierter Markt tatsächlich funktionieren kann: Gebote können in Dänemark bis zu einer halben Stunde vor Erfüllung noch geändert werden.

Ein anderer entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Marktteilnahme kleinerer Akteure ist die Existenz von Aggregatoren und Dienstleistern, welche kleineren Anlagen die Möglichkeit offerieren, als Bestandteil eines größeren Anlagenpools mit entsprechendem Gewicht an den Märkten zu agieren. Die Erfahrungen aus dem Projekt MASSIG zeigen, dass es selbst für Betreiber von Erzeugungsanlagen im Megawattbereich schwierig und risikoreich ist, selbstständig an den großen Märkten die Erzeugung aus ihren Anlagen zu verkaufen. Insbesondere gibt es ein erhebliches finanzielles Risiko aus Fahrplanabweichungen, welche bei Einzelanlagen durchaus nicht unwahrscheinlich sind (insbesondere, wenn deren Betrieb von äußeren Faktoren beeinflusst wird). Dieses Risiko wird in einem großen Pool von Anlagen deutlich gemindert. Ein anderer Aspekt ist der Umstand, dass ein kommerzieller Pooloperator sehr wahrscheinlich professionelle Werkzeuge für Erzeugungsprognose, Anlagenmanagement und Gebotsstrategie am Marktplatz verwenden wird und dadurch bessere Marktergebnisse erreichen kann.

Aktuell gibt es nur eine begrenzte Zahl solcher Dienstleister und Poolbetreiber. Während in Deutschland ein Wettbewerb zwischen diesen Marktteilnehmern gerade beginnt, gibt es in anderen Ländern noch die Chance, als „First Mover“ neue Geschäftsmodelle zu etablieren.

2010 ist ein Jahr, in dem die Vokabel „smart“ zu einem Schlagwort wurde, welches die fundamentalen Änderungen und Anpassungen im Gesamtsystem der Energieversorgung in Deutschland beschreibt. In naher Zukunft werden wir umgeben sein von „smarten Stromnetzen“, „smarten Zählersystemen“ und „smarten Energiemanagementsystemen“. Die im Projekt MASSIG entwickelten „intelligenten“ Marktideen und Vermarktungskonzepte tragen wesentlich zur Realisierung der „Smart Grid“ Konzepte in Europa bei und profitieren gleichzeitig auch selbst von solchen smarten Lösungen, wie beispielsweise einer billigen und zuverlässigen Kommunikationstechnologie. Daher gibt es auch hier ein erhebliches zukünftiges Marktpotential und die Hoffnung, dass Marktoptionen, die heute noch nicht zu den erfolgversprechendsten gehören, in Zukunft ebenfalls interessante Optionen für die Betreiber kleinerer Erzeuger bieten werden. Die von MASSIG entwickelten Werkzeuge müssen in solchen Fällen sicherlich angepasst werden, die Grundideen und grundsätzlichen Handlungsabläufe werden jedoch für einen längeren Zeitraum ihre Relevanz behalten.

Annex 1 Datenblätter für die untersuchten Länder

Fakten für Deutschland

Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion

16,1 % (2009)

Fördermechanismen

Einspeisevergütung Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Zahlungen über 20 Jahre
Einspeisevergütung für KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), Zahlungen über 10 Jahre

Direktvermarktung nach §17 EEG

Kalendermonatliche Entscheidung zum Übergang zur Direktvermarktung möglich, auch für Teilmengen

Erfolgversprechendste Strommärkte und Produkte

Spotmarkt	EPEX Spot
Produkte	Day-Ahead Stundenkontrakte: Mindestvolumen 0,1 MWh/h, Stufung 0,1 MWh/h Intraday Stundenkontrakte: Mindestvolumen 0,1 MWh/h, Stufung 0,1 MWh/h
Regelenergiemarkt	Plattform www.regelleistung.net
Produkte	positive und negative Minutenreserve: Mindestvolumen 15 MW, 4h Blöcke, Pooling erlaubt, Day-Ahead Auktionen

Voraussetzungen für die Marktteilnahme

Spotmarkt	Börsenzulassung oder Vertrag mit Broker, Zahlung von festen (jährlichen) und variablen Kosten, Infrastruktur für Messungen mit 15 min Auflösung
Regelenergiemarkt	Präqualifikation mit Einsatztest, Verfügbarkeit der vollen Leistung bis 15 min nach Aufruf, Infrastruktur für Messungen mit 1 min Auflösung

Exemplarische Gewinn- und Verlustrechnung

Showcase	badenovaWÄRMEPLUS Weingarten BHKW Installation
Technologie	6 MW BHKW (2 Gasmotoren), zusätzliche Gasboiler, thermische Speicher
Marktprodukte	Spotmarkt, Minutenreserve
Wirtschaftlichkeit	Erhöhung der Einnahmen um 10% verglichen mit Einspeisevergütung

Schritte zur Umsetzung:

Schritt 1: Wähle geeignete "große" Energiemärkte für die geplanten / vorhandenen Erzeuger
Teilnahme am Spotmarkt und am Markt für Minutenreserve

Schritt 2: Können die Erzeuger aus technischer Sicht Produkte für die Märkte liefern?

Spotmarkt: Die Anlage in Weingarten erzeugt mehr als das geforderte Mindestvolumen. Anschlussgebühren, Lizenzen und andere feste und variable Kosten sollen über einen zu beauftragenden Energiehändler getragen werden (zu verhandeln).

Minutenreservemarkt: Für die Teilnahme ist eine Aggregation mit anderen Erzeugern notwendig. Die geforderte Aktivierungszeit von 15 min ist möglich. Die Installationen sind online angebunden zur Gewährleistung von Kommunikation und Steuerung

Schritt 3: Ist die Marktteilnahme wirtschaftlich sinnvoll?

Die Einnahmen erhöhen sich um 10% verglichen mit der Einspeisevergütung.

Schritt 4: Beauftrage einen Energiehändler, der die Anlagen an den "großen" Märkten platziert.

badenovaWÄRMEPLUS erwägt eine Kooperation mit einem Aggregator. Firmen, die derartige Angebote derzeit in Deutschland haben, sind beispielsweise MVV, Evonik, Trianel und Nordjysk Elhandel.