

ISSN 0343-5377, Volume 34, Number 2



**This article was published in the above mentioned Springer issue.
The material, including all portions thereof, is protected by copyright;
all rights are held exclusively by Springer Science + Business Media.
The material is for personal use only;
commercial use is not permitted.
Unauthorized reproduction, transfer and/or use
may be a violation of criminal as well as civil law.**

Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive

Uwe Leprich · Günther Frey · Eva Hauser ·
Christoph Hell · Andy Junker · Ulrich Rosen

Online publiziert: 23. April 2010
© Vieweg+Teubner 2010

Zusammenfassung Der Marktplatz E-Energy ist der Ort in einem Energiesystem der Zukunft, der die Märkte für Energie und Informations-/Kommunikationstechnologien (IKT) integriert. Aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive können bereits jetzt Geschäftsmodelle und Business Cases für die Teilmärkte und -bereiche Netzlastmanagement, Großhandelsmarkt und Regelenergiemarkt entwickelt werden, die als Kernelement Verbraucherlasten auch im Massenkundenbereich steuern. Es zeigt sich allerdings, dass der erwirtschaftbare Mehrwert bei allen Business Cases noch knapp bemessen und der E-Energy-Marktplatz somit kein Selbstläufer ist. Dabei ist bereits unterstellt, dass die Kosten für die notwendigen Informations- und Kommunikationstechnologien entweder gar nicht beachtet werden dürfen oder aber nicht stark ins Gewicht fallen. Zudem ist noch ein erhebliches Feintuning beim Design der Teilmärkte und der

regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig, damit die Business Cases überhaupt umgesetzt werden können. In einer längerfristigen Perspektive jedoch wird dieser Marktplatz eine wichtige Rolle spielen, wenn es darum geht, das Stromsystem um die fluktuierende Erzeugung herum zu optimieren.

The E-Energy Marketplace from the Perspective of Electricity Economics

Abstract The E-Energy Market is the place in a future energy system that integrates the markets for energy and Information/Communication Technologies (ICT). From the economic perspective of electricity, business models and business cases can already be developed for sub-markets and sub-areas of network load management, wholesale marketing and energy-market regulations, which as core elements manage consumer load in the mass customer area. As it turns out, the expected surplus value for all business cases is still tightly assessed and the E-Energy Market is therefore no automatic process. It has been assumed that the costs of the necessary information and communication technologies either do not have to be observed or are relatively insignificant. Additionally, considerable fine-tuning of the design of the sub-markets and the regulatory framework is necessary in order to enable the possibility for the business cases to be implemented. In a larger perspective, however, this market will play an important role when it comes to optimizing the power system around fluctuating power generation.

Dieser Artikel beruht auf der Teilstudie „Studie zu Geschäftsmodellen und -prozessen“ im Rahmen des Projektes „Modellstadt Mannheim in der Metropolregion Rhein-Neckar, Mannheim“ für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Dezember 2009.

Prof. Dr. U. Leprich (✉) · G. Frey · E. Hauser
IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken,
Deutschland
e-mail: leprich@izes.de

Prof. Dr. A. Junker
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes,
Waldhausweg 14, 66123 Saarbrücken, Deutschland

U. Rosen
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung,
Alfonsstraße 44, 52070 Aachen, Deutschland

WP/StB C. Hell
Dr. Dornbach & Partner GmbH, Neikestraße 3,
66111 Saarbrücken, Deutschland

1 Grundidee des Marktplatzes E-Energy

E-Energy steht für ein Energiesystem der Zukunft, in dem Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ei-

ne zentrale Rolle spielen („Internet der Energie“) und das verspricht, die beiden großen Märkte für Energie und IKT zu integrieren.

Der dabei entstehende neue Marktplatz soll u.a. automatisierte Steuerungs- und Regelsysteme bei Erzeugungsanlagen und Endgeräten, IKT-Gateways und Smart Meter, intelligente Speichermodule, Prognose- und Abrechnungssysteme, benutzerfreundliche Online-Ratgeber oder Anzeige- und Bediensysteme beschleunigt zur Entfaltung bringen.¹ Es sollen auch neue Geschäftsmodelle eine Rolle spielen, wie das Bündeln von Erzeugern und Verbrauchern, das Optimieren des privaten oder gewerblichen Lastprofils oder eine weitgehend automatisierte Steuerung von Hausgeräten unter Nutzung von bidirektionalen IKT-Gateways. Die Diskussion über diesen zukünftigen Marktplatz wird zur Zeit stark von der IKT- und der Software-Branche vorangetrieben, die hier erhebliche Absatzchancen sehen. Ob diese Märkte auch aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht chancenreich sind, ist aktuell eher ungewiss und soll im Folgenden genauer untersucht werden.

2 Geschäftsmodelle, Business Cases und Business Plan

Ein Geschäftsmodell ist die Konkretisierung einer Geschäftsidee. Es zeigt den Beteiligten die Nutzen stiftenden Mechanismen und Formen, auf welche Art und Weise zwischen den Wertschöpfungspartnern Leistungen erzielt bzw. ausgetauscht werden. Das Modell erläutert, wie ein Unternehmen am Markt durch die Gestaltung des Wertschöpfungsprozesses Werte schafft und Erträge erzielt. Ein Business Case ist demgegenüber ein grobes Szenario zur betriebswirtschaftlichen Bewertung eines Geschäftsmodells. Hier müssen erste Annahmen getroffen werden über die Kosten des Projekts und die mit seinen Ergebnissen erzielten Erträge. Daraus können dann Tendenz Aussagen über die wirtschaftlichen Aussichten des Projekts abgeleitet werden. Er kann und sollte auch mehrere Geschäftsmodelle zusammenfassen, wenn sich dadurch die Erfolgsaussichten der einzelnen Modelle am Markt verbessern.

Der Business Plan schließlich soll die Nachhaltigkeit von Business Cases und ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit durch detaillierte Befassung mit den einzelnen Parametern untermauern. In ihm sind die Marktchancen, der Wettbewerb, die Geschäftsstrategie und der Finanzbedarf zusammenfassend zu eruieren. Ein ausführlicher Business Plan eines Unternehmens zeigt die Entwicklung in den nächsten drei bis fünf Jahren auf.

Im Rahmen des E-Energy-Projektes „Modellstadt Mannheim (Moma)“² ging es zunächst darum, alle plausiblen

Geschäftsmodelle für den künftigen E-Energy-Marktplatz strukturiert zu beschreiben. Sämtliche Modelle zielten allein auf den Stromsektor ab, und der wirtschaftliche Rahmen der handelnden Akteure wurde durch die unterschiedlichen elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte abgesteckt. Dabei wurde die Funktionsfähigkeit der Teilmärkte im Sinne der wettbewerbspolitischen Leitbilder unterstellt. In einem zweiten Schritt wurden dann unterschiedliche Geschäftsmodelle zu Business Cases zusammengefasst, die von den Bearbeitern als erfolgversprechend angesehen wurden. Insgesamt wurden vier Business Cases unterschieden. Eine Zusammenfassung dieser Business Cases zu einem schlüssigen Business Plan ist in Bearbeitung.

3 Technische Voraussetzungen und sonstige Rahmenbedingungen

Die Entwicklung und konkrete Berechnung eines oder mehrerer Business Cases ist vielen externen Rahmenbedingungen unterworfen. Im Rahmen der Untersuchung war es nicht möglich, Änderungen der externen Rahmenbedingungen und deren Interdependenzen zu berücksichtigen.

Es wurde vielmehr von folgenden Prämissen ausgegangen:

- Die beteiligten Akteure werden als ‚first mover‘ im Marktplatz E-Energy angesehen, die die hier zu entwickelnden Produkte oder Dienstleistungen im Rahmen eines flächendeckenden Roll-outs ‚intelligenter Zähler‘ als erste am Markt anbieten. Damit gehen weitere Annahmen einher:
 - Die angewandte Messtechnik ist zur Messung des Verbrauchs und zur Steuerung der regelbaren Lasten der Kunden in Echtzeit (1-Minuten-Takt) fähig.
 - Wir setzen keine dynamische Entwicklung des Marktes voraus, bei der auch andere Marktteilnehmer gleiche bzw. ähnliche Produkte anböten und damit gegenseitig die Preisentwicklung für die genannten Produkte oder Dienstleistungen beeinflussen.
- Weiterhin wird hier die Frage nach der genauen Umsetzung des Messstellenbetriebs nicht betrachtet. Hier wird davon ausgegangen, dass es einen Messstellenbetreiber gibt, der entweder selbst oder im Auftrag eines Dritten agiert und dessen Aktivität rentabel ist.
- Von hoher Bedeutung ist auch, dass die Existenz eines wie auch immer ausgestalteten tariflichen Anreizsystems vorausgesetzt wird, das die Kunden zur sach- und zielgerechten Nutzung der intelligenten Zähler animiert und damit in der Lage ist, das Kunden-/Verbrauchsverhalten

¹ BMWi (2009), S.7.

² Dieses Projekt ist eines von sechs Modellprojekten, das aus der Technologie-Förderinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft

und Technologie „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ im Herbst 2008 als Sieger hervorging.

in die im jeweils verfolgten Business Case gewünschte Richtung zu steuern.

- Ebenso wird von einer Kontinuität der aktuell geltenden politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgegangen. Dies betrifft insbesondere die generellen Rahmenbedingungen, die durch geltendes europäisches und deutsches Recht vorgegeben sind, insbesondere die Anforderungen bezüglich des Unbundling der Unternehmen der Energiewirtschaft und der Anreizregulierung, aber auch die derzeit geltende Funktionsweise der verschiedenen Teilmärkte des Stromsektors und der Strombörse.

4 Elektrizitätswirtschaftliche Fokussierung

Für die konkrete Auswahl der Business Cases wurde ein dreistufiges Verfahren gewählt:

In einem ersten Schritt wurde überprüft, auf welchen Teilmärkten bzw. Teilsektoren des Stromsektors ein durch Aktivitäten auf dem Marktplatz E-Energy entstehender Mehrwert für Marktteilnehmer erreicht werden kann, und ob sich dieser Mehrwert entsprechend realisieren lässt.

Durch Überprüfung der Funktionsbedingungen auf den unterschiedlichen Märkten wurden folgende Teilmärkte bzw. -sektoren als aussichtsreich eingeschätzt: Netzlastmanagement, Großhandelsmarkt, Regelenergiemärkte sowie der Einzelhandelsmarkt. Der Bereich Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber wurde in diesem Zusammenhang als wenig aussichtsreich eingeschätzt und aus den Überlegungen zu den Business Cases ausgeklammert.

In einem zweiten Schritt wurden die möglichen Akteure für die Realisierung der Business Cases analysiert und die treibenden Akteure identifiziert. Folgende Festlegungen waren das Ergebnis:

- Netzlastmanagement: Verteilnetzbetreiber
- Großhandelsmarkt: Lieferant, Bilanzkreisverantwortlicher
- Regelenergiemärkte: wettbewerblicher Vermarkter
- Einzelhandelsmarkt: wettbewerblicher Dienstleister

Im dritten und abschließenden Schritt wurden die Geschäftsmodelle dahingehend untersucht, ob sich einzelne aus Synergiegründen zusammenfassen und zu gemeinsamen Teilmarktaktivitäten bündeln lassen. Dabei standen die Vermarktungsmöglichkeiten durch den jeweils treibenden Akteur im Vordergrund. Darüber hinaus wurden erste grobe Abschätzungen darüber angestellt, ob

- eventuelle Marktzutrittsbarrieren eine Verbindung zu den Akteuren des E-Energy-Marktplatzes behindern oder gar nicht zulassen
- der in Aussicht stehende Mehrwert ausreicht, um einen Business Case zu unterfüttern.

Im Folgenden werden drei der vier untersuchten Business Cases mit ihren jeweiligen Prämissen, Rechenschemata und Anwendungen exemplarisch dargestellt.

4.1 Business Case Netzlastmanagement

Aus Sicht des Netzbetreibers besteht ein erhebliches monetäres Interesse, seine Netzkosten zu vermindern. Zum einen schlägt sich eine Verminderung in einer erhöhten Effizienz nieder, zum anderen verbleiben Kostensenkungen zumindest innerhalb einer Regulierungsperiode in seinem Ergebnis. Wesentlicher Kostenbestandteil sind die vorgelagerten Netzkosten (u.a. abhängig von der Jahreshöchstlast), die Kapitalkosten von Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) sowie Betriebskosten (Wartung und Instandsetzung der Betriebsmittel). Alle genannten Kostenpositionen hängen direkt oder indirekt von der Lastverteilung im Gesamtnetz oder auch in Teilnetzen ab. Derzeit kann der Verteilnetzbetreiber (VNB) kaum Einfluss auf diese Lastverteilung nehmen. Im Business Case soll der VNB die Verteilung aktiv steuern und damit seine Kosten minimieren können. Die Steuerung kann durch Eingriffe in die Einspeisung (dezentrale Erzeuger) wie auch durch Schaltung von Letztverbrauchern (insbesondere größere und mittlere Abnehmer) erfolgen. Die Herausforderung besteht darin, durch die Schaffung von Anreizen genügend Teilnehmer zu finden, die einen Eingriff zulassen. Darüber hinaus müssen die aus Sicht des VNB notwendigen Daten zuverlässig und zeitnah zur Verfügung stehen. Im Idealfall kann dann die Schaltung automatisiert erfolgen.

4.1.1 Spezifische Voraussetzungen und Prämissen

- Auftreten von Netzengpässen, zumindest in Teilnetzen
- Existenz genügend schaltbarer Leistung
- ausreichende Verfügbarkeit der vorhandenen schaltbaren Leistung
- Reaktion der Verbraucher auf monetäre Anreize

4.1.2 Technische Machbarkeit

Von der Existenz der notwendigen Daten, die durch Smart Metering erhoben und verarbeitet werden, wird hier ausgegangen. Die technischen Möglichkeiten zur zentralen Steuerung von Erzeugungsanlagen wie auch Verbrauchsstellen sind heute weitgehend vorhanden und werden in Zukunft noch weiter verfeinert werden bzw. im Preis sinken. Die automatisierte Verarbeitung von Netzdaten in Echtzeit und die daraus folgende Steuerung der entsprechenden Anlagen durch den Netzbetreiber erscheint machbar.

4.1.3 Benötigte Hard- und Software

- Zählertechnik zur Aufnahme von Leistungs- und Verbrauchsdaten und zur zeitgleichen Übermittlung
- Kommunikationstechnik zur Übermittlung der Daten zum Netzbetreiber
- Schalt- und Steuerungstechnik zum „online“-Eingriff in Erzeugung und Abnahme
- Analysetool zur Auswertung der Daten in Echtzeit und automatisierter „Entscheidung“

4.1.4 Wirtschaftliche Machbarkeit

Aus Sicht des VNB sind Vorteile dann zu erwarten, wenn die zusätzlichen Kosten der Steuerung dezentraler Einspeiser bzw. Letztverbraucher durch Einsparungen auf der Kostenseite (CAPEX und OPEX) überkompensiert werden und dieser Effekt ihm nicht durch die Regulierung genommen wird.

Zusätzliche Kosten entstehen durch die Einrichtung und den Betrieb der technischen Infrastruktur. Hier sind Einmalkosten von laufenden Kosten zu unterscheiden. Einmalkosten können insbesondere durch Investitionen und Beratungskapazitäten entstehen. Laufende Kosten betreffen z.B. Zähler und Messtechnik, Übertragungstechnik sowie die Schalttechnik. Darüber hinaus sind Änderungen im Abrechnungssystem vorzunehmen.

Zusätzliche Kosten entstehen weiterhin durch die an die Einspeiser oder Letztverbraucher zu zahlende Vergütung. Diese dürften in Einmalbeträgen für die grundsätzliche Bereitschaft zur Steuerung sowie in variablen Beträgen bestehen. Die variablen Beträge wiederum sind abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme durch den VNB und bestehen insbesondere aus Vergütungen für den Einnahmeausfall bei den gesteuerten Marktteilnehmern. Entscheidend für das Funktionieren des Modells ist, dass die Zahlungen des VNB als Kosten im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte anerkannt werden. Dies zumindest dann, wenn die Kostenminderungen die anerkennungsfähige Kostenbasis verringern, was nach derzeitigem Stand zu erwarten ist.

Die Kostenminderungen entstehen direkt über vermiedene Investitionen sowie indirekt und längerfristig über ggf. verminderte Betriebskosten. Die vermiedenen Investitionen drücken sich über nicht entstehende Kapitalkosten aus. Zu deren Berechnung sind insbesondere die betriebsmittelscharfen vermiedenen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie die technischen Nutzungsdauern der Vermögensgegenstände erforderlich. Diese sind dann mit einer angenommenen Eigenkapitalquote und dem entsprechenden Eigenkapitalkostensatz in CAPEX umzurechnen.

Die Verminderung der operativen Betriebskosten betrifft z.B. vermiedene Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an

den bestehenden oder ansonsten zu installierenden Betriebsmitteln. Darüber hinaus können ggf. Kosten in der Netzbetriebsführung oder der Netzdokumentation eingespart werden, wenn bestimmte Investitionen nicht vorgenommen werden müssen bzw. wenn die neue Lastverteilung dazu führt, dass Betriebsmittel rückgebaut werden können.

Die folgende Abb. 1 fasst das Rechenschema zur Ermittlung der Tragfähigkeit des Business Case Netzlastmanagement zusammen.

4.1.5 Anwendungsbeispiel

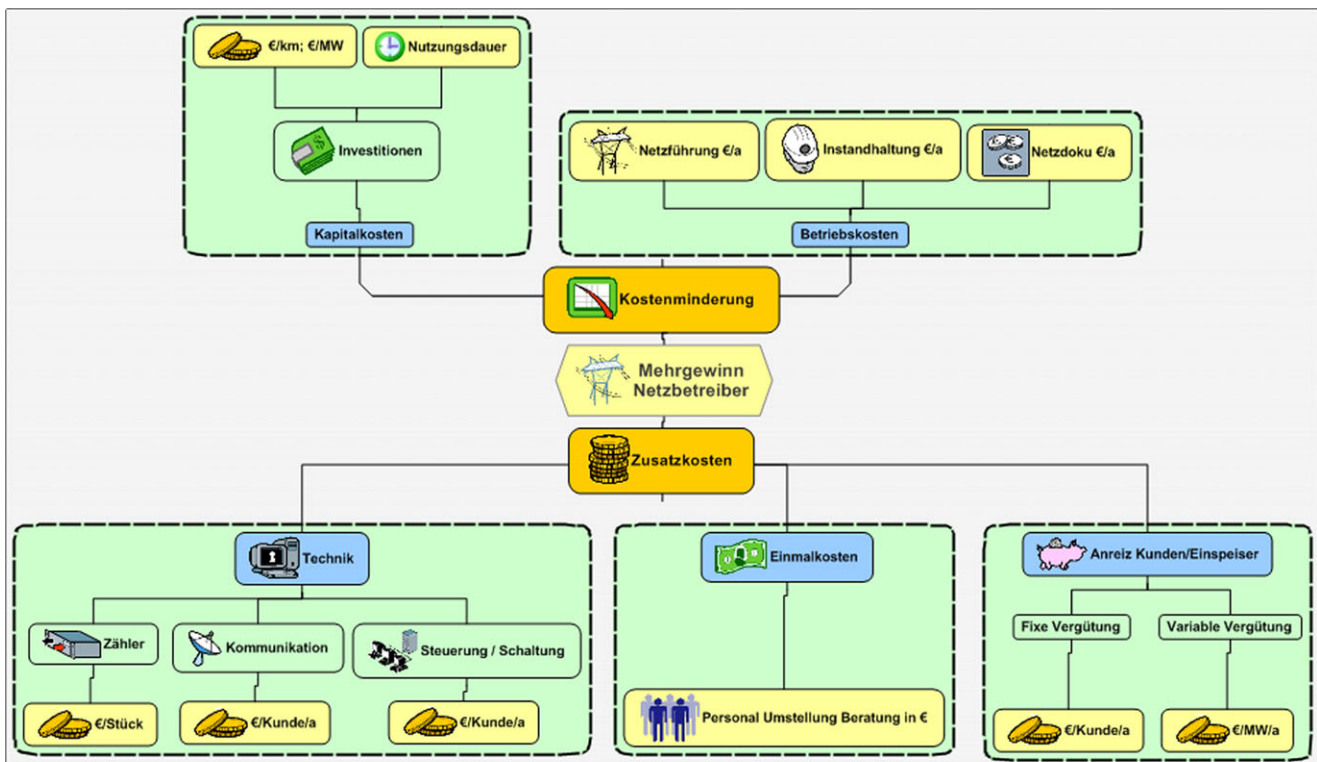
Aufgrund der guten Ausbausituation in vielen deutschen Verteilnetzen gestaltet es sich als schwierig, Netzenspässe, sei es auch nur in Teilnetzen, zu identifizieren, die aufgrund von Lastverschiebungen beseitigt oder vermindert werden könnten. Es wurde daher ein konkreter Anwendungsfall gesucht und festgelegt, dass das Netzlastmanagement „innerhalb“ eines Teilnetzes erfolgen sollte, also z.B. im Niederspannungsnetz.

In Neubaugebieten erfolgt zunehmend eine Ausstattung mit Photovoltaik-Anlagen, so dass ein Teil der dort benötigten Energie „selbst“ erzeugt wird. Gegen Ende der Ausbaustufe eines Neubaugebietes werden daher u.U. nicht so viele Trafo-Stationen benötigt, wie sie eigentlich bei der gegebenen Größe erwartet worden wären. Durch zeitweisen Einsatz einer mobilen Trafo-Station könnte dieser Entwicklung entgegengewirkt werden, da die mobile Station zu gegebener Zeit abgezogen werden kann. Dadurch werden Kosten gespart, und letztlich muss man sich auch nicht den Vorwurf gefallen lassen, man hätte „zu viel“ Kosten verursacht, um das Gebiet energetisch zu versorgen – solche Kosten würden von der Netzentur unter Umständen unter Effizienzgesichtspunkten kritisch hinterfragt. Bei bestehenden Wohngebieten könnte man u.U. einen gleichen Effekt erzielen durch Zusammenlegung zweier Niederspannungsnetze.

Letztlich bestand der konkrete Fall also in der Einsparung von Trafos und den dazugehörigen Kosten durch Netzlastmanagement innerhalb abgegrenzter Teilnetze. Zusätzliche Kosten für Technik wurden zunächst vernachlässigt, da davon ausgegangen werden kann, dass die meisten technischen Voraussetzungen durch gesetzliche Vorgaben bzw. den Einsatz in anderen Business Cases vorhanden sein werden.

Bei vermiedenen Kosten von rd. 7.000 €/a je Trafo und Teilnetz waren im betrachteten Anwendungsfall mit 300 Teilnetzen insgesamt rund 2,1 Mio. Euro an Einsparungen zu erzielen. Durch diese Einsparungen müssen allerdings die Vergütungen an die „schaltbaren“ Einspeiser und Letztverbraucher abgedeckt werden. Bezogen auf jedes unter Vertrag zu nehmende kW wären dies rund 50 €.

Vor dem Hintergrund, dass die Schaltungen nicht ständig notwendig sind, erscheint dieser Betrag zwar gering, aber



Quelle: eigene Darstellung

Abb. 1 Rechenchema Business Case Netzlastmanagement (BC NLM) (Quelle: eigene Darstellung)

nicht völlig aussichtslos. Sinnvoll wäre ein solches Modell insbesondere, wenn Kleingewerbe im Netzgebiet ansässig ist oder mittelgroße dezentrale Einspeiser, die dann allerdings ggf. überwiegend gesicherte Leistung vorhalten müssten.

4.2 Business Case Großhandelsmarkt (Lieferant)

Aus Sicht der Lieferanten stellt die Beschaffung von Energie einen wesentlichen Teil ihrer Kosten dar. Die Optimierung des Beschaffungsportfolios ist daher einer der Erfolgsfaktoren zur Erzielung positiver Ergebnisse. Eine optimierte Beschaffung kann insbesondere dann erfolgen, wenn die einzukaufenden Lasten vergleichmäßig bzw. der aktuellen Erzeugungssituation „zeitgleich“ angepasst werden können. Dies bedingt eine Veränderung des Verbraucherverhaltens des Letztverbrauchers (Privat- oder Gewerbekunden). Dort ist eine entsprechende Veränderung nur durch das Setzen von preislichen Anreizen zu erwarten. Diese werden hier zunächst als zeitabhängige (offline-) Tarife gesetzt, in nachfolgenden Schritten als lastabhängige Tarife (offline oder online). Die Herausforderung besteht darin, beim Einkauf der Energie bereits abzuschätzen, wie die Letztverbraucher auf die Tarife reagieren werden. Fraglich ist auch, wie sich die zu erwartenden Preiseffekte auf das Beschaffungsportfolio

zukünftig entwickeln werden (ggf. Einfluss auf Standardlastprofile) und inwieweit diese Effekte auf die Marktteilnehmer Lieferant und Letztverbraucher aufgeteilt werden können, so dass für alle Beteiligten positive Effekte entstehen.

4.2.1 Spezifische Voraussetzungen und Prämissen

- Lieferant muss vorab beschaffen und benötigt dafür Prognosen des Verbraucherverhaltens
- Lastabhängige Tarife sind zulässig
- Letztverbraucher reagieren auf monetäre Anreize

4.2.2 Technische Machbarkeit

Von der Existenz der notwendigen Daten, die durch Smart Metering erhoben und verarbeitet werden, wird ausgegangen. Zweitstarifzähler für die Grundvariante (zeitabhängige Zweistufentarife) sind bereits vorhanden. Notwendig werden in den Folgestufen Steuergeräte, die Tarifdaten in Echtzeit empfangen und diese in automatisierte Steuerimpulse umsetzen können. Die Zähler müssen Verbräuche und Lasten in Echtzeit erfassen und übermitteln können. Hier sind noch technische Entwicklungen notwendig, die aber als mittelfristig realistisch einzustufen sind.

4.2.3 Benötigte Hard- und Software

- Zählertechnik zur Erfassung mehrerer Tarife, zur Aufnahme von Leistungs- und Verbrauchsdaten und zur zeitgleichen Übermittlung
- Bidirektionale Kommunikationstechnik zur Übermittlung der Daten und Tarife
- Schalttechnik beim Letztverbraucher, die auf Tarifsignale reagiert
- Software zur Kalkulation der Tarife und zum Monitoring des Kundenverbrauchs

4.2.4 Wirtschaftliche Machbarkeit

Aus Sicht des Lieferanten sind Vorteile dann zu erwarten, wenn die Beschaffungskostenvorteile am Großhandelsmarkt bei Abweichung vom „üblichen“ Beschaffungs- und Erzeugungsmuster mindestens groß genug sind, dem Letztverbraucher Preisanreize für eine Umstellung des Verbrauchsverhaltens zu geben und die zusätzlichen Kosten für die technische Infrastruktur abzudecken.

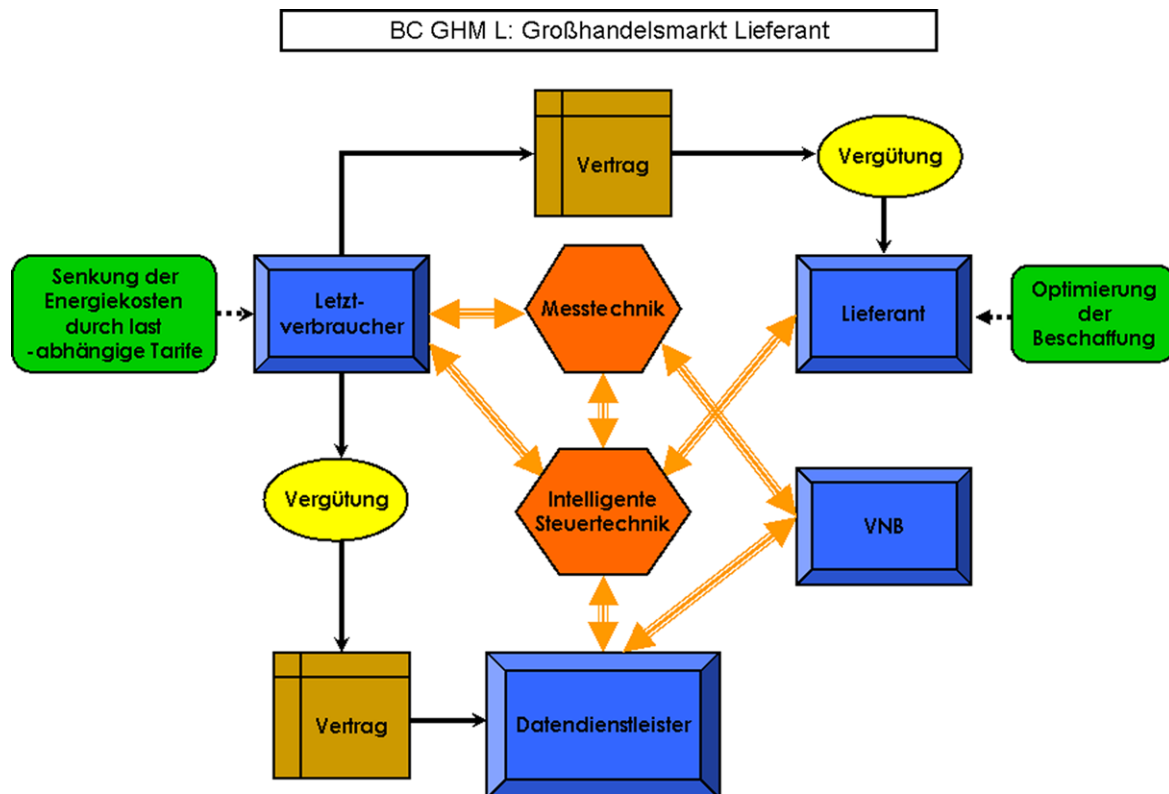
Zusätzliche Kosten entstehen durch die Einrichtung und den Betrieb der technischen Infrastruktur. Hier sind Einmalkosten von laufenden Kosten zu unterscheiden. Einmalkosten können insbesondere durch Investitionen und Beratungskapazitäten entstehen. Laufende Kosten betreffen z.B.

Zähler und Messtechnik, bidirektionale Übertragungstechnik sowie die Abrechnungssysteme.

Zusätzliche Kosten entstehen weiterhin durch die an die Letztverbraucher zu zahlende Vergütung im Rahmen von Anreizsystemen. Da keine aktive Steuerung durch den Lieferanten erfolgt, sondern der Letztverbraucher selbst aktiv entscheidet (ggf. automatisiert, aber abschaltbar), wird die Vergütung in variablen Beträgen, je nach Ausmaß der Veränderung des Verbrauchsverhaltens, bestehen. Hier wäre z.B. mit einem bestimmten Betrag pro verbrauchter kWh zu rechnen, der dem Kunden zu gute kommt. Im Idealfall könnte mit veränderten „Standardlastprofilen“ und konkreten Tarifen sowie Durchschnittsverbräuchen gerechnet werden.

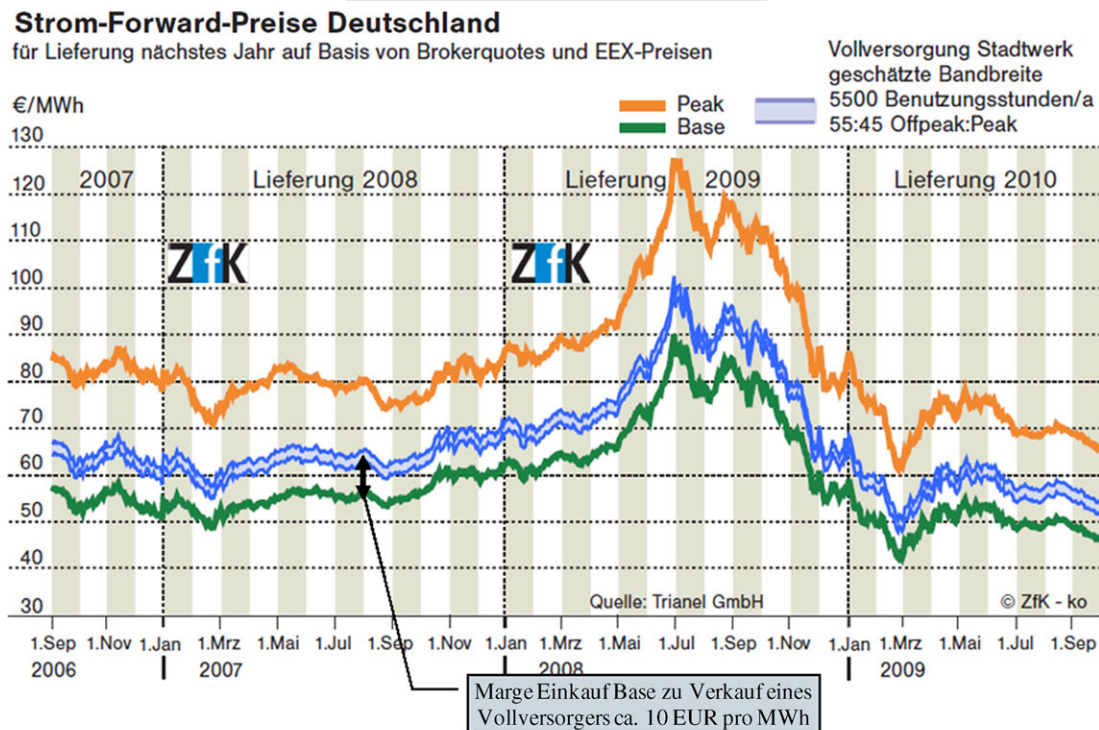
Letztlich dürfte aber eher zu ermitteln sein, wie sich die Beschaffungskonditionen ändern. Daher erscheint es sinnvoll, zunächst die mögliche Kostenminderung beim Lieferanten zu ermitteln und davon die Kosten der Infrastruktur abzuziehen. Der verbleibende Betrag ist dann der maximal an die Letztverbraucher abzugebende Vorteil. Sodann wäre zu entscheiden, ob mit genanntem Betrag ein ausreichender Anreiz zu erzielen ist, in welcher Form auch immer.

Die folgende Abb. 2 fasst die wesentlichen Zahlungsströme sowie die technischen und vertraglichen Beziehungen dieses Business Cases noch einmal zusammen.



Quelle: eigene Darstellung

Abb. 2 Rechenschema Business Case Großhandelsmarkt (Lieferanten) (BC-HHM-L) (Quelle: eigene Darstellung)



Quelle: Zeitschrift für kommunale Wirtschaft

(http://www.zfk.de/zfkGips/ZFK/zfk.de/Energie-Preise/Energie-Preise/ZfK02_10_Grafik_Forward_Strom.pdf)

Abb. 3 Strom-Forward-Preise Deutschland 2006–2009 (Quelle: Zeitschrift für kommunale Wirtschaft: http://www.zfk.de/zfkGips/ZFK/zfk.de/Energie-Preise/Energie-Preise/ZfK02_10_Grafik_Forward_Strom.pdf)

4.2.5 Anwendungsbeispiel

Zur Ermittlung des Beschaffungsvorteils beim Lieferanten sind zunächst die aktuellen Beschaffungskonditionen mit den darunter liegenden Basisdaten zu erfassen, z.B. Kundenstruktur, Beschaffungsprofil, Art der Beschaffung (Börse, Verträge, andere) oder Verbrauchsdaten. Sodann ist zu ermitteln, wie sich diese Beschaffungskosten bei einer Veränderung des Verbrauchsverhaltens ändern würden, also veränderte Lastprofile, die der Beschaffung zugrunde liegen. Im Extremfall wären Beschaffungsvorteile bei Beschaffung eines Bandes (base load) zu ermitteln. Theoretisch könnten zukünftig ggf. noch größere Beschaffungsvorteile erzielt werden, wenn der Preis bei hohen Erzeugungslasten aufgrund von EEG-Anlagen unter das heutige base load-Niveau fällt. Es soll aber im Folgenden die Beschaffung eines Bandes als günstigste Beschaffungsvariante betrachtet werden.

Wesentliche Prämisse ist die Abschätzung des aus Sicht des Lieferanten zu erreichenden Beschaffungsvorteils („Marge“). Es wird davon ausgegangen, dass die günstigste Beschaffungsvariante die Beschaffung eines Bandes (base load) ist. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass der Lieferant aktuell Vollversorgerpreise bei 5.500 Benutzungs-

stunden einkauft. Es ergibt sich für den Zeitraum 2006 bis 2009 obige Preiskurve (Abb. 3).

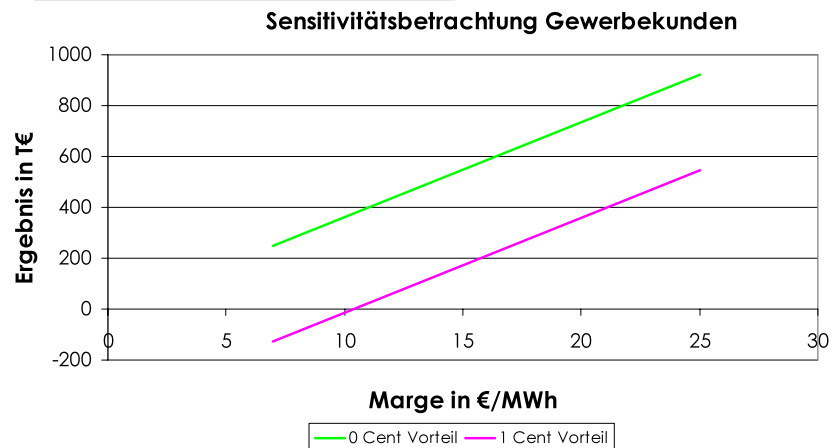
Es zeigt sich, dass die Preisdifferenz zwischen aktueller Beschaffung und Beschaffung base load sich nahezu konstant bei rd. 10 Euro/MWh bewegt. Daher wurde im Grundszenario diese Spanne angesetzt und danach variiert.

Geht man davon aus, dass das notwendige IKT-Gateway mit 100 Euro pro Jahr zu veranschlagen ist (inkl. Einbau, Abschreibungszeitraum 6 Jahre) und dass dadurch zusätzliche Abrechnungskosten in Höhe von rund 16 Euro/a anfallen, ergeben sich im Gewerbekundenbereich bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 75.000 kWh folgende Ergebnisse: bei einem Teilnahmenvorteil seitens der Gewerbekunden von 1 ct/kWh macht der Lieferant in diesem Business Case weder Gewinn noch Verlust. Bei einer höheren Marge und/oder einem geringeren Teilnahmenvorteil der einbezogenen Kunden kommt der Lieferant relativ schnell in die Gewinnzone. Die folgende Abb. 4 dokumentiert die Ergebnisse:

Insgesamt ist zu diesem Business Case noch folgendes zu ergänzen:

- Sollte der Lieferant wie im obigen Anwendungsbeispiel die vollen Kosten der Technik (Geräte und Abrechnung)

Abb. 4 Sensitivitätsbetrachtung für Gewerbekunden (Quelle: eigene Darstellung)



Quelle: eigene Darstellung

tragen müssen, erscheinen signifikante Vorteile aus seiner Sicht nur im Bereich Gewerbe erzielbar.

- Es ist schwer abzuschätzen, wie hoch der Preisvorteil beim Letztverbraucher sein muss, um den Einbau eines IKT-Gateways und damit den Eingriff in sein Verbraucherverhalten zu akzeptieren. Ohne signifikanten Vorteil erscheint eine Annahme durch den Kunden aber unrealistisch.
- Bei den Berechnungen sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass die genannten 10 Euro/MWh Beschaffungsmarge in der aktuellen Situation die angenommene maximale Einsparung darstellen, da sie ungefähr der Differenz zwischen Base und Standard-Lastprofil entsprechen. Die Erzielung würde voraussetzen, dass sich das Verbraucherverhalten deutlich ändert. Eine vollständige Vergleichmäßigung der Lasten erscheint eher unrealistisch, insofern ist der angesetzte Fall eher optimistisch.
- Wie sich die Preisdifferenz in Zukunft entwickeln wird, kann von uns nicht eingeschätzt werden. Es könnte jedoch erwartet werden, dass sie geringer wird, wenn viele Lieferanten das genannte Modell wählen und die Letztverbraucher ihr Verhalten tatsächlich anpassen. Insofern sind für die „First Mover“ Vorteile zu generieren, die aber unter Umständen nicht nachhaltig sind.
- Evtl. höhere Beschaffungsmargen und damit eine frühere „Rentabilität“ des Modells könnten durch Nutzung anderer Beschaffungsmärkte oder -modelle erreichbar sein.

4.3 Business Case Regelenenergiemarkt

Die für die Teilnahme an den Regelenenergieauktionen notwendigen Präqualifikationen bilden gegenwärtig für die gebündelte Teilnahme dezentraler Optionen sehr hohe bis fast unmöglich zu erreichende Hürden:

- Die Teilnahme an den Ausschreibungen für Primärregelleistung ist gegenwärtig nur möglich, wenn die teilnehmende technische Einheit ein „Primärregelband“ von 2 %

ihrer Nennleistung, aber mindestens von 2 MW erbringen kann.

- Die Teilnahme an den Ausschreibungen für Sekundärreserve ist seit dem Frühjahr 2009 nicht mehr an das bislang bestehende Sekundärregelband von 30 MW gekoppelt, d.h. die Mindestgrenze für einen Sekundärenergiepool liegt bei den für die Auktionen notwendigen 10 MW. Diese müssen wochentags in Zeitscheiben von 12 h zur Verfügung stehen und am Wochenende jeweils ganztätig. Eine weitere bedeutende Bedingung für die Präqualifikation im Sekundärreservemarkt liegt in der hohen Zuverlässigkeit der netztechnischen Anbindung der gepoolten Anbieter: Ob dieses Kriterium im Marktplatz E-Energy erfüllt werden kann, kann im Rahmen der hier vorliegenden Studie jedoch nicht untersucht werden.

Damit ist unter den aktuellen Bedingungen hauptsächlich die Teilnahme am Minutenreservemarkt (MR-Markt) eine realisierbare Option, der Primärreservemarkt ist aktuell nicht adressierbar, die Hürden für die Teilnahme dezentraler, gepoolter Stromerzeuger am Sekundärreservemarkt erscheinen gegenwärtig zu hoch.

4.3.1 Technische Machbarkeit

Im Vergleich zu vorhergehenden Bündelungsmodellen für den Minutenreservemarkt müssen kleinere Leistungsgrößen eingebunden und dennoch die zeitlichen und technischen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber eingehalten werden. Das bedeutet, dass die gesamte kontrahierte Leistung binnen 7 Minuten zur Verfügung stehen und für vier Stunden aufrechterhalten werden muss. Die Leistung des Bündlers besteht also darin, die Teilbeiträge der einzelnen Anbieter zu einem verlässlichen Ganzen zusammenzufassen.

Für den Minutenreservemarkt gibt es klare Voraussetzungen, dass mindestens 15 MW schaltbare Leistung für

mindestens 4 Stunden garantiert werden müssen. Allein mit Haushalts-Smart-Metern wird dies meist schwierig sein. Schaltet man beispielsweise einen Dauerverbraucher (100 W) für jeweils $\frac{1}{2}$ -h ab, so wären rund 1,2 Mio. Haushalte notwendig, wenn jeder Haushalt nur einmal angesprochen werden sollte. Daher muss bei der Berechnung des Business Case Regelenergiemarkt im Voraus genau bekannt sein, auf welche Geräte der Letztverbraucher, auf welchen Anteil von deren Leistung und über welchen Zeitraum zugegriffen werden kann.

Daher erscheint es unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen als angemessen, für diesen Business Case zu einem erheblichen Teil auf Dauerverbraucher mit mehreren hundert kW oder einigen MW zurückzugreifen.

4.3.2 Benötigte Soft- und Hardware

- Optimierungssoftware zur finanziellen Bewertung und Auswahl der geeigneten Gebotsoptionen beim Bündler (gegebenenfalls unter Einbindung der MR-Anbieter)
- Day-ahead vor Gebotsabgabe: Kommunikationstechnik zur „vortägigen“ Übermittlung von Verfügbarkeiten und verfügbaren Leistungen vom Anbieter zum Bündler
- Day-ahead nach Gebotsannahme: untertägige Bekanntgabe der Zugriffsalgorithmen und Wahrscheinlichkeiten vom Bündler an die MR-Leistungsanbieter
- Intra-day in Echtzeit: Kommunikationstechnik zur Steuerung/zum Abruf der benötigten Minutenreservearbeit

4.3.3 Wirtschaftliche Machbarkeit

Die Auktionen für die Minutenreserve finden jeweils am Vortag (bzw. bei Feiertagen am letzten davor liegenden Arbeitstag) statt. Der Bündler muss folglich die Gegebenheiten des MR-Marktes (gegebenenfalls auch der jeweiligen Regelzonen) kennen und in der Lage sein, mit den ständig wechselnden gepoolten MR-Angeboten chancenreiche Auktionsgebote für den Folgetag zu entwickeln. Die Herausforderung besteht also darin, auf der Basis wirtschaftlicher und technischer Kriterien sowohl Nutzungs-/Zugriffsalgorithmen für die einzelnen Anlagen als auch eine erfolgreiche Auktionsbietsstrategie zu entwickeln. Umgekehrt sollten auch die jeweiligen MR-Pool-Teilnehmer ausreichende Kenntnisse über ihre eigenen Opportunitätskosten der Bereitstellung der angebotenen Leistung für den jeweiligen Folgetag besitzen und ihr eigenes Angebot realistisch beurteilen können.

Tritt der Fall des Abrufs der kontrahierten Minutenreserve ein, muss der Bündler die Ansteuerung der Anlagen (entweder automatisch oder in partieller Rücksprache mit den Betreibern) in Echtzeit umsetzen können. Im Fall des Minutenreservearbeitsabrufes müssen die einzelnen Anbieter ihre Leistung und die damit verbundenen Umstellungen von

Arbeits- oder Produktionsabläufen zeitnah ein-/umplanen können.

Die aktuellen Preise am Minutenreservemarkt weisen ein recht uneinheitliches Bild auf, wie in Abb. 5 ersichtlich: Die Segmentierung des Minutenreservemarktes in sechs Zeitscheiben pro Tag, positive und negative Regelernergie und zusätzlich zwei Zahlungsrichtungen bei der negativen Regelernergie (Anbieter an Netz und Netz an Anbieter) erschweren die Beurteilung in nicht unerheblicher Weise.

Unter der Annahme, dass sich die Struktur der Regelenergiemärkte und v.a. des Minutenreservemarktes nicht ändert, sind erlösseitig zwei Komponenten im Kalkül zu beachten:

- Die Erlöse aus der Vorhaltung der (negativen bzw. positiven) Minutenreserveleistung.
- Die Erlöse aus der de facto Erbringung von Minutenreservearbeit.

Aus der Praxis wurden folgende Annahmen für den BC REM abgeleitet:

An erster Stelle wurde angenommen, dass es einen Regelernergiepool geben soll, der in jeder einzelnen Zeitscheibe in der Lage ist, sowohl im positiven als auch im negativen Minutenreservemarkt anzubieten. Damit kann unter der geltenden Bedingung von 6 Zeitscheiben pro Tag an gesamt 4380 Auktionen teilgenommen werden.

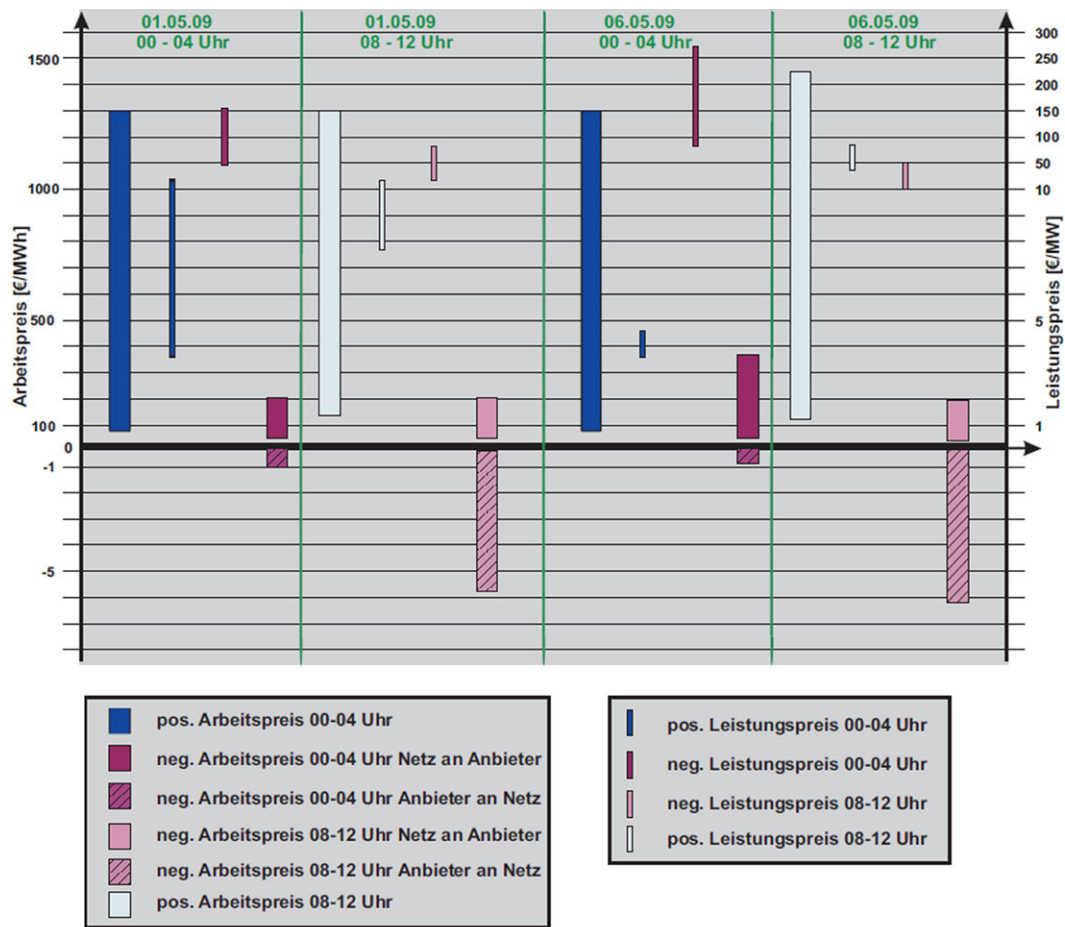
Zweitens wurde davon ausgegangen, dass die Leistungspreisgebote in den Auktionen so gestaltet sind, dass bereits diese dazu ausreichen, die gesamten Kosten der notwendigen Infrastruktur abzudecken, dass aber zusätzlich die Strategie verfolgt wird, die Gebote so zu gestalten, dass der Regelernergiepool in 90 % der Zeitscheiben zu den erfolgreichen Bietern gehört.

Weiterhin wurde angestrebt, durch die gezielte Setzung der Arbeitspreisgebote eine Minimierung der Abrufe zu erreichen (angenommene Abrufwahrscheinlichkeit $<0,5\%$). Damit werden einerseits die Kosten, aber auch die Erlöse aus den realen Abrufen eine im Vergleich zu den Erlösen aus der Bereitstellung der Regelernergie, aber auch der Investitions- und Fixkosten des Regelernergiepools zu einer vernachlässigbaren Größe.

Zuletzt wurde bei der Berechnung des Business Case von folgendem Vergütungsschlüssel ausgegangen: der Bündler und die Anbieter erhalten jeweils rund die Hälfte aus den Erlösen aus der Bereitstellung der Minutenreserve. Die Erlöse aus den Abrufen werden ebenso nach einem festen Schlüssel verteilt, diese Beträge fallen aber aufgrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit im Business Case nicht ins Gewicht.

4.3.4 Anwendungsbeispiel

Grundlage der Berechnungen sind Daten zu möglichen Erlösen aus dem Minutenreservemarkt. Hierzu wurden die maximal möglichen Erlöse der Jahre 2008 und 2009 anhand der



Quelle: eigene Darstellung

Abb. 5 Beispielhafter Auszug der Preise am Minutenreservemarkt (Quelle: eigene Darstellung)

auf www.regelleistung.net veröffentlichten Daten ermittelt. Dabei zeigt sich, dass die möglichen Erlöse starken Schwankungen unterworfen sind. Lag die Summe der höchsten akzeptierten Gebote für positive Minutenreserve 2008 im monatlichen Mittel bei rund 5.000 €, betrug sie 2009³ nur knapp 20 % hiervon, nämlich rund 2.000 €. Die negative Minutenreserve hingegen wies 2008 monatliche Maximalerlöse von rund 2.388 € auf, um im Schnitt 2009 mehr als drei Mal so teuer zu werden. Dabei ist jedoch kein einheitlicher Trend zu erkennen.

Daher wurde der Business Case mit Mittelwerten der Jahre 2008 und 2009 gerechnet, wobei vor allem die Integration von Kühllasten, d.h. zeitlich verschiebbaren Verbrauchern und somit negativer Minutenreserve im Mittelpunkt stand. Die erhaltenen Ergebnisse sind aufgrund der (zumindest mathematischen) Symmetrien beider Arten von Minutenreserve jedoch von der negativen auf die positive Minutenreserve übertragbar.

³Werte bis einschließlich November 2009.

Alle untersuchten Fälle zeigen, dass der Erfolg des BC REM an relativ hohe installierte bzw. verfügbare Leistungen je Teilnehmer gebunden ist. Dabei wären zwar in einem ertragsstarken Jahr wie 2009 Leistungen ab mindestens 50 kW an verschiebbarer/ regelbarer Last wirtschaftlich abbildbar, dennoch erscheint das Risiko der Teilnahme solch geringer Leistungen je Teilnehmer als sehr hoch, da die Erlöse aus dem Minutenreservemarkt stark schwanken. Sollte ein BC REM als alleinstehender Business Plan weiter verfolgt werden, wäre es unter den hier angenommenen Bedingungen ratsam, nur Teilnehmer mit regelbaren Lasten ab 100 kW anzuvisieren. Sollte das Ziel verfolgt werden, geringere regelbare Lasten in den Minutenreservemarkt im Marktplatz E-Energy einzubinden, so könnte dies nur mittels einer entweder straff standardisierten und/oder erleichterten Prozedur der Präqualifikation geschehen (wobei z.B. ein unabhängiger Bündler eine solche Standardisierung leisten könnte) oder mittels eines geänderten Verteilungsschlüssels für die Erlöse aus dem BC REM. Dieser wäre allerdings wirtschaftlich nur abbildbar, solange die einzelnen Anbieter und

Tab. 1 Vier ausgewählte Business Cases für den Marktplatz E-Energy

Business Case	Hauptzielgruppe	Schlüsselaspekt	Mehrwert möglich?
BC NLM	Gewerbe, dezentrale Einspeiser	Netzregulierung muss „richtig“ agieren	Nur bei Netz-engpässen
BC GHM-BKV	Standard-Lastprofil (SLP)-Kunden	SLP-Behandlung wird abgeschafft	Bei hohen Intraday-Margen
BC GHM-L	Gewerbekunden	Beschaffungsmarge muss hoch sein	Für first mover
BC REM	Endkunden/Dauerverbraucher mit mehreren 100 kW Leistung	Nur Minutenreservemarkt	Je mehr Leistung/Kunde, desto besser

gegebenenfalls auch der Bündler noch ausreichend Gewinn hätten.

5 Resümee und Ausblick

Bei den betrachteten Business Cases hat sich gezeigt, dass der erwirtschaftbare Mehrwert auf dem E-Energy-Marktplatz sehr knapp bemessen ist. Das zeigte sich im Übrigen auch bei einem weiteren Business Cases, der im Moma-Projekt eingehend analysiert wurde: dem für die Bilanzkreisverantwortlichen (BC GHM-BKV). Tab. 1 fasst die Ergebnisse dieser Untersuchungen noch einmal in aller Kürze zusammen:

Aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht ist der Marktplatz E-Energy daher alles andere als ein Selbstläufer. Dabei

ist bereits unterstellt, dass die Kosten für die notwendigen Informations- und Kommunikationstechnologien entweder gar nicht beachtet werden dürfen oder aber nicht stark ins Gewicht fallen. Zudem ist noch ein erhebliches Feintuning beim Design der Teilmärkte und der regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig, damit die Business Cases überhaupt umgesetzt werden können. In einer längerfristigen Perspektive jedoch wird dieser Marktplatz eine wichtige Rolle spielen, wenn es darum geht, das Stromsystem um die fluktuierende Erzeugung herum zu optimieren.

Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/BMWi (2009) E-Energy – auf dem Weg zum Internet der Energie, Berlin