

Die wirtschaftliche Zukunft der Windkraft im Burgenland außerhalb des Förderregimes

Thomas Nacht⁽¹⁾, Tobias Sebastian Fischer⁽²⁾, Johannes Paeck⁽³⁾ Manfred Tragner⁽⁴⁾,
Christina Wiedemaier⁽⁵⁾

⁽¹⁾ 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, +43 664 88500 336 thomas.nacht@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at, ⁽²⁾ QUADRA Energy GmbH, Peter-Müller-Straße 14, 40468 Düsseldorf, Deutschland, +49 211 96069035, tobiassebastian.fischer@quadra-energy.com, <http://www.quadra-energy.com/>, ⁽³⁾ Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, Kasernenstraße 9, 7000 Eisenstadt, +43 5 7770 1271, johannes.paeck@energieburgenland.at, www.energieburgenland.at, ⁽⁴⁾ 4ward Energy Research GmbH, Tannengasse 18/6, 1150 Wien, +43 664 88500 337, manfred.tragner@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at, ⁽⁵⁾ 4ward Energy Research GmbH, Reininghausstraße 13A, 8020 Graz, christina.wiedemaier@4wardenergy.at, www.4wardenergy.at

Kurzfassung:

Die Einspeiseförderung regenerativer Energieträger in Österreich hat zum Ziel den Ausbau Erneuerbarer voranzutreiben und den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu garantieren. Nach Auslaufen der Förderung sind neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, um die weitere Wirtschaftlichkeit zu garantieren. Im Rahmen des Projektes *Windvermarktung* werden eben solche Geschäftsmodelle für die Vermarktung der Erzeugung von Windkraftanlagen, die keine Förderung mehr erhalten, erarbeitet. Die derzeitige Strategie der Energie Burgenland zur Vermarktung der Windenergie umfasst den Day-Ahead und Intraday-Handel und die operative Steuerung und Regelung der Windkraftanlagen. Diese Strategie kann aufgrund von Prognoseunsicherheiten und den marktgegebenen Vorlaufzeiten beim Handel und der damit verbundenen resultierenden Ausgleichsenergie in Kosten oder Abschaltungen produzierender Anlagen münden. Aufbauend auf der Analyse der Kosten werden neue Geschäftsfelder definiert. Es werden die relevanten Geschäftsfelder ausgewählt und in Geschäftsmodelle übergeführt, deren relevante Charakteristika erhoben werden. Als nächste Schritte sollen die Geschäftsmodelle anhand von Simulationen bewertet und eine optimale Vermarktung von Windenergie erreicht werden.

Keywords: Windenergie, Geschäftsmodelle, Ausgleichsenergie, Vermarktung

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die 20 20 20 Ziele der EU [1] sollen den Anteil erneuerbarer Energie im Gesamtenergiebedarf bis 2020 auf 20 % erhöhen. Um zu diesem europaweiten Plan beizutragen, gilt für Österreich ein Zielwert von 34 % bis zum Jahr 2020. Um dieses Ziel zu erreichen und gleichzeitig den Betrieb und Ausbau erneuerbarer Anlagen wirtschaftlich zu gestalten, wurden Fördersysteme eingeführt. Diese sollen durch Einspeiseförderungen oder Errichtungsförderungen die Wirtschaftlichkeit regenerativer Energieerzeuger garantieren. In Österreich wurden die ersten Windkraftanlagen 1994 gefördert [2]. Mit 1998 wurde eine fixe Abnahme der Windkraftenerzeugung erstmals im EIWOG geregelt, welche im Ökostromgesetz von 2002 erweitert wurde. Durch diese Fördermaßnahmen wurde der erste große Bauboom der Windkraft in Österreich ausgelöst, vergleiche Abbildung 1. Gemäß § 16 ÖSG 2012 beläuft sich die Dauer der Förderung mit einem fixen Einspeisetarif auf 13 Jahre.

Nach Ablauf dieser Periode können die erneuerbaren Anlagen nicht mehr zum geförderten Tarif einspeisen. Im Detail werden im Projekt *Windvermarktung* jene Windkraftanlagen der Energie Burgenland untersucht, die davon betroffen sind.

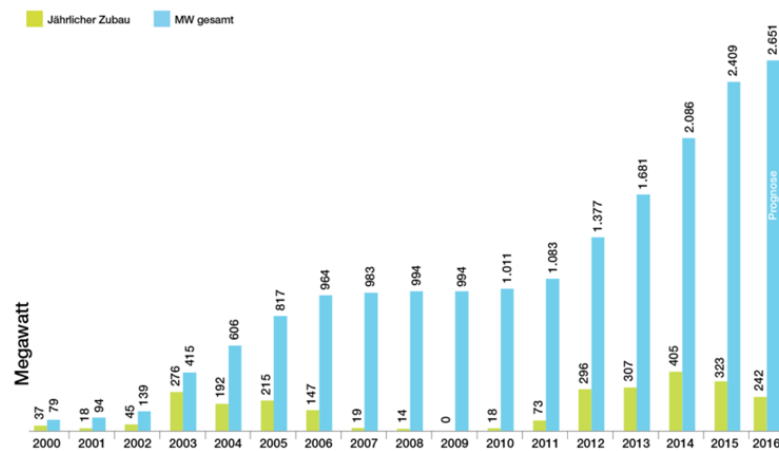


Abbildung 1: Entwicklung der Windkraft in Österreich [3]

Derzeit wird für diese Kraftwerke die Vermarktung am Day-Ahead und Intra-Day-Markt gewählt, welches bei einem volatilen Energieträger wie Windkraft zu folgenden Problemen führt: 1) Da sich die Zeitfenster für den Handel zeitlich vor der tatsächlichen Lieferung schließen, ist ein Prognoseaufwand gegeben. Anhand der Prognosen soll die Erzeugung der Windkraftanlagen zum Lieferzeitpunkt abgeschätzt werden. 2) Durch den volatilen Charakter der Windenergie kommt es vor, dass die Prognose nicht die exakte Leistung zum Lieferzeitpunkt bestimmt hat, die Folge ist ein Ausgleichsenergiebedarf der zusätzliche Kosten verursachen kann, siehe Abbildung 2. Diese Kosten treffen den Erzeuger von erneuerbarer Energie erst mittelbar, wenn die Förderung ausgelaufen ist und die erneuerbare Energie an der Strombörse gehandelt werden soll.

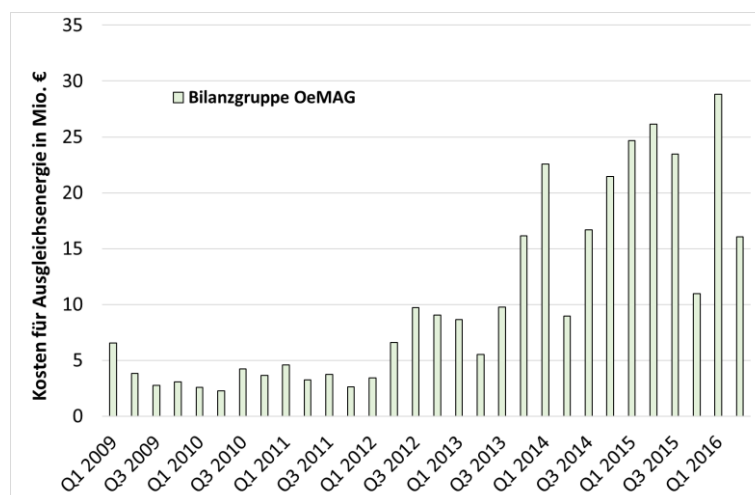


Abbildung 2: Entwicklung der Kosten für Ausgleichsenergie in der Bilanzgruppe der OeMAG

Um die Wirtschaftlichkeit der Windkraft auch nach Auslaufen der Förderung sicherzustellen wird im Rahmen des Vorzeigeregion-Energie-Projektes *Windvermarktung* nach neuen Ge-

schäftsmodellen gesucht. Dabei werden die verschiedenen Möglichkeiten der gewinnbringenden Vermarktung von Windkraft im Burgenland in Zusammenarbeit mit der Energie Burgenland untersucht.

Diese Veröffentlichung behandelt daher die folgenden Punkte:

- **Analyse des IST-Standes der Windvermarktung im Burgenland:** Hier wird die aktuelle Vermarktungsstrategie der Windkraft erhoben und diskutiert. Besonderes Augenmerk wird auf die Analyse der Ausgleichsenergiekosten gelegt, da diese ein maßgeblicher Faktor für die Erstellung der Geschäftsmodelle sind.
- **Definition von Geschäftsfeldern:** Um einen ersten Überblick über die Möglichkeiten der Windvermarktung zu erhalten, werden in einem Erhebungsprozess verschiedene Geschäftsfelder (Einsatzgebiete) für die Windenergie erhoben und klassifiziert.
- **Ableiten von Geschäftsmodellen:** Aufbauend auf der Analyse der Geschäftsfelder werden jene gewählt die für eine weitere Untersuchung in Frage kommen. Diese werden in Geschäftsmodelle überführt und diskutiert.

2 Methodische Vorgangsweise

Die Ermittlung der neuen Geschäftsmodelle für die Vermarktung der Windkraft ist einem schematischen Ablauf untergeordnet: 1) Es wird zuerst die aktuelle Situation der Windvermarktung bei der Energie Burgenland beleuchtet. Dabei stehen die Windkraftanlagen, für die die Förderung ausgelaufen ist im Fokus. Bei diesen Windkraftanlagen wird Einnahmen- und Ausgabenseite der Vermarktung analysiert. 2) Nach der Erhebung des Ist-Standes wird eine Matrix unterschiedlicher Geschäftsmodelle erstellt und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen abgesteckt. Die Erhebung des Ist-Standes soll bei dieser Betrachtung und vor allem bei den Berechnungen der Geschäftsmodelle als Grundlage dienen.

2.1 Erhebung des IST-Standes

Zur Erhebung des IST-Standes wird die Windkrafteinspeisung der Energie Burgenland, für die bislang (*Stichtag 12. 2016*) die Förderung ausgelaufen ist, untersucht. Dabei handelt es sich insgesamt um 39,6 MW installierter Leistung. Derzeit hat die Energie Burgenland als Geschäftsmodell für die Vermarktung der Windkraft den Ansatz gewählt, die Winderzeugung an Day-Ahead und Intra-Day Markt zu vermarkten. Dabei wird auf die ¼-stündigen Prognosewerte $Prog_{Day-Ahead}(t)$ [MW] für den nächsten Tag zurückgegriffen. Diese geben die entsprechenden Leistungswerte $P_{Day-Ahead}(t)$ [MW] die am Day-Ahead Markt zu vermarkten sind vor. Gehandelt werden stets ganze Stundenkontrakte mit selber Leistung, die sich aus dem Mittelwert der Prognosen für die ¼-Stundenwerte ergeben.

Mit näher rückendem Lieferzeitpunkt ändern sich die Prognosewerte für die Winderzeugung zum Lieferzeitpunkt und werden in den meisten Fällen genauer. Der Betrieb der Windkraftanlagen der Energie Burgenland und die Aufzeichnung der Leistungseinspeisungen habe gezeigt, dass die Prognose der Einspeisung eine hohe Genauigkeit aufweist. Beobachtet wurde jedoch, dass die Prognosemodelle hohe Abweichungen im Fall von Gewitterfronten aufweisen. Um hier die Möglichkeit der Anpassung an die aktuellste Prognose zu haben, wird ein erneuter Handel am Intraday Markt durchgeführt. Dafür wird die aktuellste mögliche Prognose $Prog_{Intraday}$ [MW] herangezogen. Die Leistungswerte des Intraday Handels

$P_{Intra-Day}(t)$ [MW] ergeben sich für jede ¼-Stunde wie folgt, wobei $h(t)$ die Stunde des aktuellen Zeitpunktes darstellt:

$$P_{Intra-Day}(t) = Prog_{IntraDay}(t) - \overline{P_{Day-Ahead}}(h(t)) \quad (1)$$

Ist der Wert positiv, bedeutet dies, dass die aktuellste Prognose eine höhere Menge an Energie antizipiert als ursprünglich (am Vortag) gedacht. Es können demnach zusätzliche Energiemengen am Intraday-Markt verkauft werden. Ist der Wert negativ, wurde zu viel Energie im Vorfeld verkauft, und es müssen weitere Energiemengen am Intraday-Markt zugekauft werden. Die gesamt vermarktete Leistung $P_{Verm}(t)$ [MW] ergibt sich aus:

$$P_{Verm}(t) = \overline{P_{Day-Ahead}}(h(t)) + \overline{P_{Intraday}}(h(t)) \quad (2)$$

Tritt der Zeitpunkt der tatsächlichen Stromlieferung $P_{Wind}(t)$ [MW] ein, führt jede Abweichung zwischen vermarkteter Leistung und realer Einspeisung zu einem Ausgleichsenergiebedarf $P_{Ausgl}(t)$ [MW].

$$P_{Ausgl}(t) = P_{Wind}(t) - \overline{P_{Verm}}(h(t)) \quad (3)$$

Es gilt dabei: 1) Ist der Wert der Ausgleichsenergie positiv liegt ein Erzeugungsüberschuss oder eine Ausgleichsenergielieferung vor. Die Prognose hat die tatsächliche Erzeugung also unterschätzt. 2) Liegt ein negativer Wert vor, gibt es ein Erzeugungsdefizit oder einen Ausgleichsenergiebezug. Die Prognose hat die tatsächliche Erzeugung überschätzt.

Aus den Leistungen des Day-Ahead und Intraday-Marktes lassen sich mit den Marktpreisen die Einnahmen und Ausgaben an diesen Märkten bestimmen, diese stehen jedoch zu diesem Zeitpunkt nicht im Fokus der Untersuchung. Für die Berechnung der Ausgleichsenergiekosten gelten die in Tabelle 1 angeführten Zusammenhänge.

Tabelle 1 Zusammenhänge zwischen Ausgleichsenergielieferung und -bezug und den Ausgleichsenergiepreisen

Ausgleichsenergie	Preis	Effekt
Lieferung (Erzeugung > gehandelte Menge)	Positives Vorzeichen	Einnahme
Lieferung (Erzeugung > gehandelte Menge)	Negatives Vorzeichen	Ausgaben
Bezug (Erzeugung < gehandelte Menge)	Positive Vorzeichen	Ausgaben
Bezug (Erzeugung < gehandelte Menge)	Negatives Vorzeichen	Einnahmen.

Bei der Berechnung der Kosten durch Ausgleichsenergie ist also darauf Rücksicht zu nehmen, dass das Auftreten eines Ausgleichsenergiebedarfs nicht zwingend mit Kosten verbunden ist. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass eine Verrechnung der Ausgleichsenergie erst verzögert zum Auftreten der Ausgleichsenergie auftritt. Das liegt am Abrechnungsschema für Ausgleichsenergie, welches sich durch ein erstes Clearing im Folgemonat und ein zweites Clearing 15 Monate nach Auftreten der Ausgleichsenergie auszeichnet.

Damit ergeben sich die Gesamteinnahmen bzw. Kosten $B_{GES}(t)$ für jede ¼ Stunde in Abhängigkeit des Day-Ahead-Preises $p_{Day-Ahead}(t)$ des Intraday-Preises $p_{Intraday}(t)$ und des Ausgleichsenergiepreises $p_{Ausgl}(t)$.

$$B_{GES}(t) = \frac{\overline{P_{Day-Ahead}}(h(t))}{4} \cdot p_{Day-Ahead}(t) + \frac{\overline{P_{Intraday}}(h(t))}{4} \cdot p_{Intraday}(t) + \frac{P_{Ausgl}(t)}{4} \cdot p_{Ausgl}(t) \quad (4)$$

Betrachtet man die Einnahmen bzw. Kosten des Day-Ahead-Marktes $B_{Day-Ahead}(t)$, des Intraday-Marktes $B_{Intraday}(t)$ sowie die Einnahmen bzw. Kosten der Ausgleichsenergie $B_{Ausgl}(t)$, gelten die folgenden Zusammenhänge:

$$B_{Day-Ahead}(t) = \frac{\overline{P_{Day-Ahead}}(h(t))}{4} \cdot p_{Day-Ahead}(t) \quad (5)$$

$$B_{Intraday}(t) = \frac{\overline{P_{Intraday}}(h(t))}{4} \cdot p_{Intraday}(t) \quad (6)$$

$$B_{Ausgl}(t) = \frac{P_{Ausgl}(t)}{4} \cdot p_{Ausgl}(t) \quad (7)$$

Anhand der Bilanzen jeder $\frac{1}{4}$ Stunde lässt sich die Gesamtbilanz über die Summe der einzelnen $\frac{1}{4}$ -Stunden bilden.

Als Vorbereitung für die Bestimmung zukünftiger Geschäftsmodelle ist in erster Linie die Bilanz aus der Ausgleichsenergie (7) von Interesse, da diese in der derzeitigen Vermarktungsstrategie der Energie Burgenland deutlich negativ ausfällt. Die durchgeführten Untersuchungen erstrecken sich über den Zeitraum Juli bis November 2016 und werden anhand von $\frac{1}{4}$ -Stundenwerten durchgeführt.

2.2 Definition zukünftiger Geschäftsmodelle

Aufbauend auf der aktuellen Vermarktungsstrategie und den Erkenntnissen aus deren Analyse werden unterschiedliche Geschäftsmodelle erstellt. Um diesen kreativen Prozess in Gang zu bringen, ist es notwendig einige Klassifizierungen zu treffen.

- **Definition der verwendeten Energieform:** Dies sei nur der Vollständigkeit wegen erwähnt, da das Untersuchungsgebiet die Windkraft ist und daher die Verwendung von Windenergie im Mittelpunkt steht.
- **Definition der zur Anwendung kommenden Energieform:** Dabei ist nun zu unterscheiden in welcher Energieform die Windenergie schlussendlich ihrem Zweck zugeführt wird. Diese Definition ist notwendig, um in weiterer Folge den Einsatzbereich, bzw. den Markt abstecken zu können.
- **Definition des Einsatzbereichs:** Hier wird eindeutig festgelegt, welchem Einsatzzweck die umgewandelte Windenergie zugeführt wird. Dieser Einsatzbereich kann durch einen bereits bestehenden Markt repräsentiert werden, oder durch gänzlich neue Bereiche in denen es bisher noch keinen Markt gibt.

Anhand dieser Grobgliederung wird ein erster Abriss der möglichen Einsatzgebiete von Windenergie erstellt. Dieser Abriss soll eine Vorabinformation der Geschäftsmodelle sein und in weiterer Folge eine Vorabauswahl ermöglichen. Durch Anwendung des Ausschlussprinzips, werden einzelne der Geschäftsbereiche bereits im Vorfeld von der weiteren Untersuchung ausgeschlossen. Dabei kommen unterschiedliche Ausschlusskriterien zum Zug. Darunter

fallen bspw., dass bereits bekannt ist, dass nicht genügen Potentiale für die sinnvolle Anwendung in einem Geschäftsfeld vorhanden sind.

Sobald die Geschäftsfelder abgesteckt sind, wird eine detaillierte Analyse dieser Geschäftsfelder durchgeführt, um diese in Geschäftsmodelle überzuführen. Dabei werden die folgenden zentralen Punkte erhoben:

- **Ziel und Zweck des Geschäftsmodells**
- **Welcher Teil der Windenergie wird vermarktet:** Diese Frage ist als kritisch zu bewerten, da in Analogie zur aktuellen Vermarktungsstrategie ebenfalls unterschieden werden kann, ob: 1) die tatsächliche gesamte Erzeugung vermarktet wird, 2) die Langfristprognose vermarktet wird, 3) die Kurzfristprognose oder die Differenz zwischen Langfrist und Kurzfristprognose vermarktet wird oder 4) die Differenz zwischen Kurzfristprognose oder Langfristprognose und der tatsächlichen Einspeisung vermarktet wird.
- **Technische, rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen**
- **Hemmnisse**
- **Mögliche Kombinationen mit anderen Geschäftsmodellen**

Durch die Festlegung dieser zentralen Punkte sind die Geschäftsmodelle definiert, und könne in weiterer Folge anhand von Simulationsmodellen überprüft werden. Dies ist jedoch nicht mehr Teil dieser Veröffentlichung, da das Forschungsprojekt *Windvermarktung* derzeit gerade in der Phase der Erstellung dieser Simulationsmodelle ist.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Erhebung des IST-Standes dargestellt. Weiters werden erhobene Geschäftsfelder dargestellt und die für die weiteren Untersuchungen ausgewählten Geschäftsmodelle aufgezeigt.

3.1 Ergebnisse der Analyse des IST-Standes

Eine Erhebung der tatsächlich auftretenden Abweichungen zwischen gehandelter Energie und erzeugter Energie ergibt die in Abbildung 3 dargestellte Verteilung. Dabei wird zwischen einer Ausgleichenergielieferung (Produktion > verkaufte Energiemenge) und einem Ausgleichsenergiebezug (Produktion < verkaufte Energiemenge) unterschieden. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die am Häufigsten auftretenden Ausgleichsenergieereignisse mit einer Leistung zwischen -0,5 MW und 0,5 MW zu beziffern sind, dies beinhaltet auch jene Situationen in denen der Ausgleichsenergiebedarf genau 0 entspricht. Mit steigendem Betrag der Leistung der Ausgleichsenergie sinkt die Häufigkeit sehr schnell ab. Dieses Ergebnis ist als positiv zu bewerten, da dadurch gezeigt wird, dass der Ausgleichsenergiebedarf tendenziell geringere Leistungen aufweist.

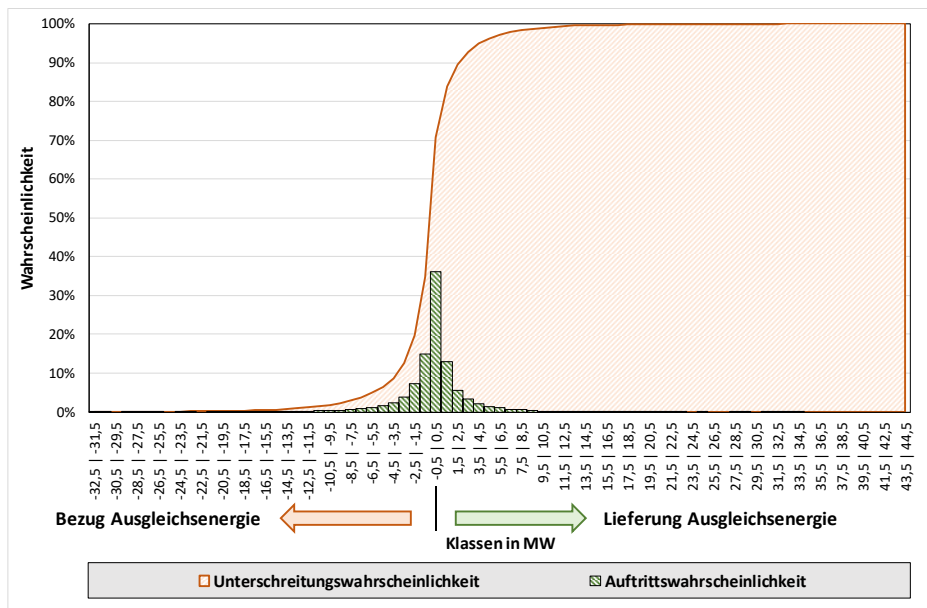


Abbildung 3: Verteilung der Ausgleichsenergieereignisse der Windkraft im Burgenland

Die Eingliederung in Kosten und Einnahmen durch das Entstehen von Ausgleichsenergie (AE), siehe Tabelle 1, legt nahe, dass Ausgleichsenergie nicht zwingend negative finanzielle Auswirkungen haben muss. Eine detaillierte Analyse der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise ist in Abbildung 4 dargestellt.

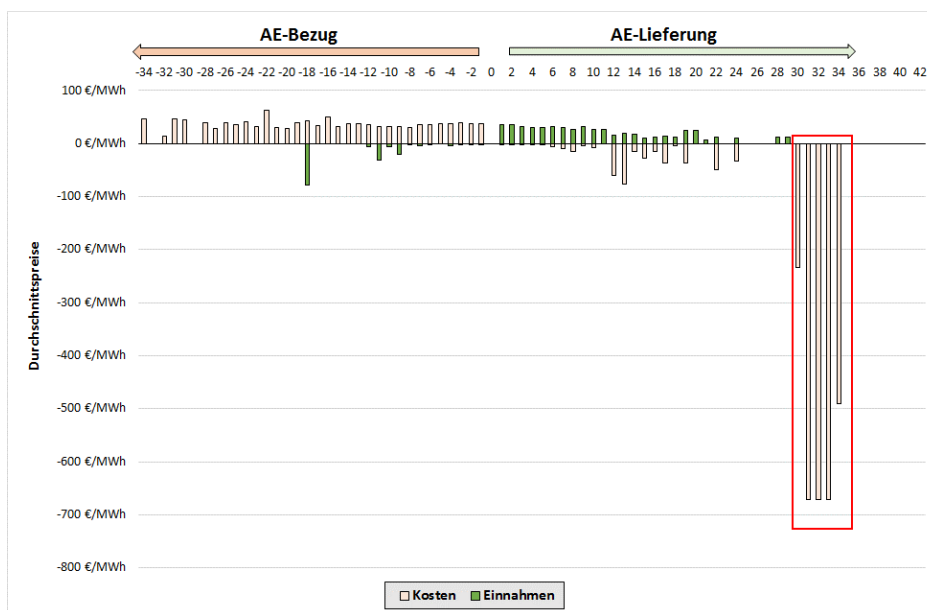


Abbildung 4: Darstellung der durchschnittlichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise für die unterschiedlichen Leistungsklassen. Betrachtungszeitraum Juli 2016 bis November 2016

Neben der Unterscheidung zwischen positiven und negativen Preisen, wird auch zwischen AE-Lieferung und AE-Bezug unterschieden. Die Abbildung zeigt eindeutig, dass nicht jede Ausgleichsenergiesituation negative wirtschaftliche Folgen mit sich bringen muss. Gerade Ausgleichsenergielieferungen mit niedriger Leistung führen in Kombination mit den Ausgleichsenergiepreisen zu nachträglichen Einnahmen. Erst hohe Ausgleichsenergielieferungen weisen deutlich hohe negative Ausgleichsenergiepreise auf. Anders verhält es sich beim Ausgleichsenergiebezug, hier entstehen fast ausschließlich Kosten.

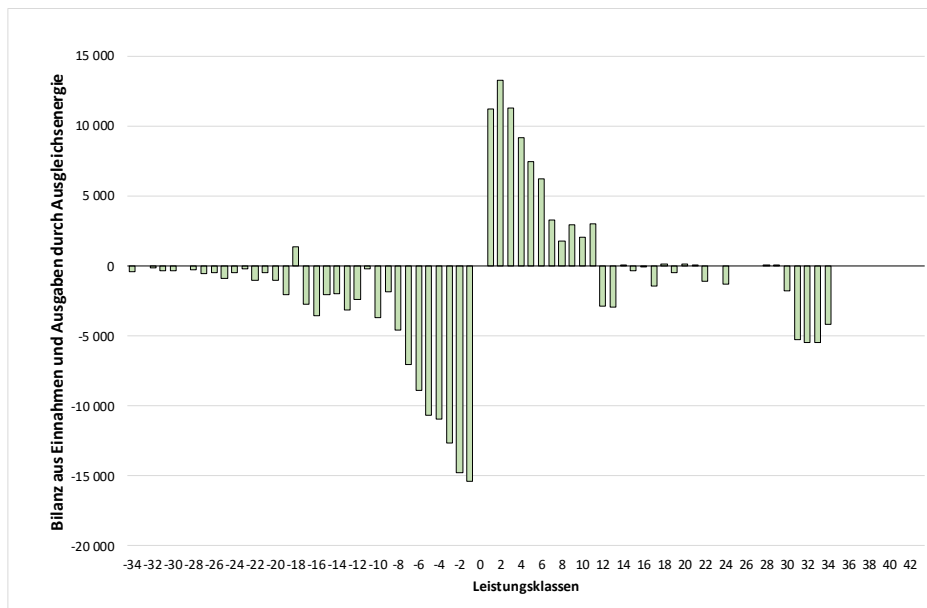


Abbildung 5: Bilanz aus Einnahmen und Ausgaben aus der Ausgleichsenergieabrechnung. Betrachtungszeitraum Juli 2016 bis November 2016

Neben den durchschnittlichen AE-Preisen sind vor allem die resultierenden Kosten und Einnahmen von Interesse und für die Geschäftsmodelldefinition von maßgeblicher Bedeutung. Abbildung 5 zeigt die resultierenden Einnahmen und Kosten aus dem Bezug und der Lieferung von Ausgleichsenergie.

Aus den Resultaten der Abbildung wird ersichtlich, dass gerade geringe Ausgleichsenergiebezüge für den Großteil der Kosten verantwortlich sind, wohingegen geringe Ausgleichsenergielieferungen deutliche Einnahmen verursachen. In Summe ergeben sich für den Zeitraum Juli 2016 bis November 2016 Ausgleichsenergiekosten in der Höhe von etwa € 70.000.

3.2 Festgelegte Geschäftsfelder für die Vermarktung von Windenergie

Die Erarbeitung der Geschäftsfelder ergab das in Abbildung 6 dargestellte Resultat. Daraus lassen sich die unterschiedlichen Geschäftsfelder und deren Rahmenbedingungen ableiten.

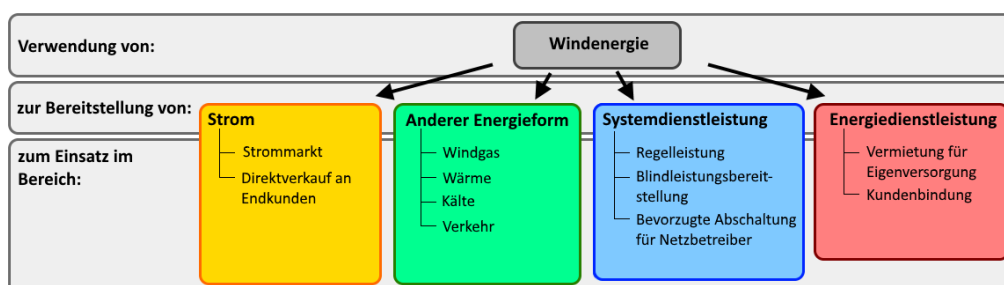


Abbildung 6: Resultierende Einsatzgebiete der Windvermarktung

Im Rahmen des Diskussionsprozesses wurden folgende Geschäftsfelder für eine weitere Untersuchung herangezogen:

- **Strom/Strommarkt:** Dieses Geschäftsmodell beruht darauf, die erzeugte Energie an Day-Ahead und Intraday-Markt zu verkaufen. Dies ist das aktuelle Geschäftsmodell der Energie Burgenland und wurde bereits beschrieben.

Die weiteren Untersuchungen die sich hier in Kombination mit Flexibilitäten anbieten sind:

- Die **entstehende Ausgleichsenergie** durch die Nutzung von Demand Side Management bei Endkunden zu **kompensieren**. Dabei sind vor allem Industrie- und Großkunden für die Energie Burgenland von Interesse, da nur diese ein genügend großes Potential aufweisen. Aus den Analysen in Abbildung 5 geht hervor, dass nicht alle Ausgleichsenergieereignisse kompensiert werden müssen. Hier bestehen die nächsten Schritte darin, die Potentiale für DSM im Burgenland einzuholen und die Preise für die Bereitschaft zur Bereitstellung von DSM zu erheben.
 - Die Nutzung von Großspeichern. Diese nutzen die Möglichkeiten elektrische Energie zu speichern und wieder abzugeben dazu die **entstehenden Ausgleichsenergien** abzufedern. Wird Ausgleichsenergie geliefert, nimmt der Speicher diese auf, wird Ausgleichsenergie benötigt, liefert der Speicher diese. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, Energie aus **Windkraft zu Zeiten niedriger Strompreise am Markt zu speichern und zu Zeitpunkten höherer Preise zu verkaufen**. Hier sind die kritischen Punkte die technischen Parameter des Speichers (Leistung und Kapazität) sowie die Wirtschaftlichkeit des Systems. Die nächsten Schritte für dieses Geschäftsmodell sind eben diese kritischen Punkte zu klären.
 - Die Nutzung von Power to Heat zur **Kompensation der Ausgleichsenergie**. Dabei kann nur ein Überschuss der Erzeugung (es wurde weniger Energie gehandelt als erzeugt wurde) abgenommen werden. Der nächste Schritt ist hier die Analyse der positiven Effekte durch die Nutzung dieser Flexibilität.
- **Strom/Direktverkauf an Endkunden:** Dieses Geschäftsfeld zielt darauf ab, die **gesamte Erzeugung** einer, oder mehrerer Windkraftanlagen an einen Kunden zu ermöglichen. Durch Nutzung einer **Direktleitung** [4] wird ermöglicht, die Energie nicht über das öffentliche Netz, sondern direkt zu liefern. Dadurch müssen keine Netzentgelte entrichtet werden, was von Vorteil für den Lieferanten und den Endkunden ist. Der Lieferant kann einen höheren Preis für den Strom verlangen als am Markt, und der Kunde bekommt einen günstigeren Tarif als von seinem regulären Lieferanten. Hierbei ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden: 1) Der Kunde hat einen genügend hohen Verbrauch um die gesamte Erzeugung der Windkraftanlage(n) zu jedem Zeitpunkt abzunehmen, der Restbezug erfolgt aus dem öffentlichen Netz. 2) Der Kunde hat nur einen geringen Verbrauch, hier wird der Überschuss ins öffentliche Netz eingespeist. Um die Durchführbarkeit dieses Geschäftsmodells zu überprüfen, werden erste Großkunden für eine entsprechende Datengrundlage gesucht.
Dem gegenüber steht der Verkauf des Stromes an einen Endkunden über das öffentliche Netz. Hier ist darauf zu achten, dass für den gelieferten und bezogenen Strom Netztarife zu entrichten sind. Demnach ist die Flexibilität hinsichtlich Preisgestaltung deutlich geringer. Die Mehrkosten der Netznutzung sind den Mehrkosten der Direktleitung gegenüber zu stellen.
Zu untersuchen sind hier die Flexibilitäten des Kunden hinsichtlich der Nutzung von DSM und der Nutzung von Speichern um seinen Verbrauch besser der Erzeugung der Windkraftanlagen anzupassen.

- **Wärme/Power to Heat:** Für dieses Geschäftsmodell soll die **gesamte Erzeugung** über **elektrische Wärmeerzeugungsanlagen** abgenommen werden. Dabei sollen bevorzugt Großwärmeerzeuger angesprochen werden, die einen gesonderten Tarif für den bezogenen Strom erhalten sollen.
Hier ist eine Erhebung der vorhandenen Potentiale und eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit notwendig. Außerdem ist zu überprüfen inwieweit sich Erzeugung und Last harmonisieren lassen. Die Flexibilität, die hier zu tragen kommen sind Wärmespeicher, die eine zeitliche Entkopplung des Verbrauchs und der Erzeugung zulassen.
- **Bevorzugte Abschaltung durch Netzbetreiber:** Dieses Geschäftsmodell sieht vor, dass im Falle eines hohen Regelenergiebedarfs, durch eine Übererzeugung in der Regelzone, der Regelzonenführer APG eine Abschaltung einzelner Windkraftanlagen beantragen darf, um den Überschuss in der Regelzone zu verringern. Dadurch sollen die Kosten für das Gesamtsystem gesenkt werden. Die abgeschalteten Windkraftanlagen sollen eine Kompensation erhalten, ähnlich wie in dem in Deutschland angewendeten Modell, dem Einspeisemanagement [5].
Hier werden erste Gespräche zwischen der Energie Burgenland und der APG geführt.
- **Kundenbindung:** Dieses Geschäftsmodell zielt ebenso darauf ab, die entstehenden **Ausgleichsenergielieferungen** zu **kompensieren** oder die **gesamte Erzeugung** abzunehmen. Dafür werden innovative Kundenbindungsmaßnahmen angedacht, die sich von Gratis-Strom für die Region bis zu Direktverkauf über das öffentliche Netz als Regionalstrom erstrecken. Eine genaue Definition wurde noch nicht festgelegt. Fest steht jedoch, dass hier die Kundenbindung im Vordergrund steht, und die Wirtschaftlichkeit sich dahinter einreicht.
- Ein vermeintlich vielversprechendes Geschäftsmodell, welches nicht mehr weiter verfolgt wurde, ist jenes der **Regelenergiebereitstellung durch Windkraft**. Der Grund dafür ist, dass bei derzeitigem Stand der Präqualifizierung für Regelenergie, die gesamte angebotene Leistung der Windkraftanlage durch bedarfsgerechte Back-Up Erzeugung besichert sein muss.
In Deutschland ist dies nicht gefordert, hier reichen probabilistische Prognosen oder Punktprognose zur Bestimmung der Angebotsmenge [6]. Unter solchen Präqualifizierungsregeln wäre dieses Geschäftsmodell weiter zu untersuchen.

Die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Geschäftsmodelle ist derzeit in Arbeit.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Durch den Wegfall der Förderung von Windenergie steht die Energie Burgenland vor der großen Herausforderung die Windkraftherzeugung möglichst gewinnbringend zu vermarkten. Derzeit wird die Strategie verfolgt, die Energie am Day-Ahead Markt und am Intraday-Markt zu vermarkten und gegebenenfalls in die Steuerung der Windkraftanlagen einzugreifen. Dadurch wird eine bedingte Anpassung der Prognoseschwankungen ermöglicht. Durch die zeitliche Verschiebung zwischen Handelszeitpunkt und Lieferzeitpunkt am Intraday-Markt können weitere Unterschiede zwischen Prognose (dieser Wert wird gehandelt) und Erzeugung (dieser Wert wird geliefert) entstehen. Daraus resultieren hohe Ausgleichsenergiekosten (etwa € 70.000 für einen Zeitraum von 3 Monaten). Ausgleichsenergie muss aber nicht zwingend nur

Kosten verursachen, sondern kann auch Einnahmen mit sich bringen. Die Analyse der unterschiedlichen Leistungsklassen in Verbindung mit den Ausgleichsenergiepreisen zeigt, dass Ausgleichsenergiebezüge fast ausschließlich mit Kosten verbunden sind. Ausgleichsenergielieferungen jedoch, gerade im niedrigen Leistungsbereich, können Einnahmen mit sich bringen.

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden Geschäftsfelder definiert, aus denen die folgenden Geschäftsmodelle abgeleitet wurden: 1) Vermarktung am Strommarkt (aktuelle Strategie der Energie Burgenland, 2) Direktverkauf an Endkunden, 3) Power to Heat, 4) Abschaltung für den Netzbetreiber und 5) Maßnahmen zur Kundenbindung.

Als zukünftige Schritte sollen die einzelnen Geschäftsmodelle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit überprüft und anschließend bewertet werden. In weiterer Folge sollen die einzelnen Geschäftsmodelle mit Flexibilitäten (Speicher, DSM, etc.) kombiniert werden um die Wirtschaftlichkeit weiter zu erhöhen. Dafür sollen Simulationsmodelle erstellt und die notwendigen (Flexibilitäts-)Parameter, die für das Geschäftsmodell notwendig sind, erhoben werden.

Im kommenden Jahr werden zunehmend mehr Anlagen keine Förderung mehr erhalten, wodurch die Thematik neue Geschäftsmodelle zu finden und deren Parameter abzustecken zunehmend an Wichtigkeit erlangt.

Literatur

- [1] E-Control, „20-20-20 Ziele E-Control,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.e-control.at/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele>.
- [2] IG Windkraft, „Geschichte der Windkraft,“ 2016. [Online]. Available: [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1045](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1045).
- [3] IG Windkraft, „Windfakten,“ 2016. [Online]. Available: [https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1234](https://www.igwindkraft.at/fakten/?xmlval_ID_KEY[0]=1234). [Zugriff am 10 10 2016].
- [4] M. Tragner, T. Nacht, E. Hummer und P. Ramharter, „Gebäudeübergreifender Energieaustausch,“ *Proceedings: 14th Symposium Energy Innovation*, 10. - 12. February 2016.
- [5] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur - Einspeisemanagement,“ 10 03 2014. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet-undGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html. [Zugriff am 05 01 2017].
- [6] 50hertz; Amprio; Tennet; Transnet BW, *Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase*, 2016.

Das zugrundeliegende Forschungsprojekt „Windvermarktung - Musterlösungen über innovative Pilotanwendungen zur intelligenten Vermarktung von Windenergie im Burgenland“ wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds im Rahmen der Förderung Vorzeigeregion Energie gefördert.

