

# Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanz- gruppe für Windkraftanlagen

Bewertung Status Quo, internationaler Vergleich und Lösungsansätze zur Reduzierung der Kosten

Studie im Auftrag der

**Interessengemeinschaft Windkraft Österreich**

**Endfassung**

**21. Mai 2014**

**e3 consult GmbH**

Andreas-Hofer-Straße 28a  
6020 Innsbruck

+43 512 908892  
office@e3-consult.at

www.e3-consult.at



---

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Ausgangslage und Zielsetzung</b> .....	<b>4</b>
<b>2 <i>Balancing</i>-Kosten für Windkraft im internationalen Vergleich</b> .....	<b>6</b>
2.1 Ausgleichsenergiekosten der OeMAG-Ökostrombilanzgruppe.....	8
2.2 Wissenschaftliche Studien und Veröffentlichungen .....	10
2.3 EEG-Bilanzkreise der deutschen Übertragungsnetzbetreiber .....	13
2.4 Vermarktungsprämien und Best Practice Direktvermarktung .....	16
2.5 Zusammenfassende Gegenüberstellung .....	19
<b>3 Bewertung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich</b> .....	<b>20</b>
3.1 Ausgleichsenergiebedarf (Mengeneffekt) .....	20
3.2 Ausgleichsenergiepreise (Preiseffekt).....	23
<b>4 Lösungsansätze zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für     Windkraftanlagen</b> .....	<b>30</b>
4.1 Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe.....	30
4.2 Anreizsystem für effiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe.....	34
4.3 Transparente Datenbereitstellung und Prozessabwicklung.....	36
4.4 Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts .....	38
4.5 Änderung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie.....	41
<b>5 Empfehlungen</b> .....	<b>42</b>
<b>6 Literatur</b> .....	<b>44</b>

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 1:	Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich 1994 - 2020 .....	4
Abb. 2:	Belastungen für geförderte Ökostromanlagen über 5 MW Engpassleistung und Einspeisung auf Netzebene 2 durch Systemdienstleistungs- und Netzentgelt, Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen im Jahr 2014 .....	8
Abb. 3:	Durchschnittliche Preise für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe 2009 - 2013 .....	9
Abb. 4:	Entwicklung von gemäß Ökostromgesetz geförderten Windkraftanlagen zu tragenden aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrative und finanzielle Aufwendungen sowie Aufwendungen für Landestechnologie- fördermittel .....	10
Abb. 5:	Bandbreite der geschätzten Kosten zum Ausgleich der Einspeiseschwankungen der Windkraft in Abhängigkeit vom Windstromanteil am jährlichen Stromverbrauch.....	11
Abb. 6:	<i>Balancing</i> -Kosten der Windstromerzeugung in den USA in Abhängigkeit vom Anteil der installierten Windkraftleistung an der gesamten Erzeugungsleistung....	12
Abb. 7:	Kosten für Ausgleichsenergie je MWh-EEG-/Ökostrom in der OEMAG- Ökostrom-Bilanzgruppe (Österreich) sowie in den ÜNB EEG-Bilanzkreisen (Deutschland) für alle erneuerbaren Energieträger.....	14
Abb. 8:	Spezifische Kosten für Ausgleichsenergie zur Bewirtschaftung der OEMAG Ökostrom-Bilanzgruppe für Windkraft sowie der ÜNB EEG-Bilanzkreise für Windkraft und Solarenergie.....	15
Abb. 9:	Ausgleichsenergie- und <i>Balancing</i> -Kosten für Windstrom in ausgewählten europäischen Ländern sowie Ergebnisse modellgestützter Studien .....	19
Abb. 10:	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe 2009 bis 2013.....	20
Abb. 11:	Ausgleichsenergiemengen in der Ökostrombilanzgruppe bezogen auf die nach Ökostromgesetz geförderten Einspeisemengen 2009 bis 2013 .....	21
Abb. 12:	Spezifische Ausgleichsenergiemengen zur Bewirtschaftung der OEMAG Ökostrom-Bilanzgruppe sowie der ÜNB EEG-Bilanzkreise .....	22
Abb. 13:	Allokation der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung und Bereitstellung von Regelenergie zwischen Erzeugern (Systemdienstleistungsentgelt) und Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie).....	23
Abb. 14:	Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt (Leistungsvorhaltung und Energieabruf) 2010 - 2013.....	24

---

Abb. 15: Entwicklung der Gesamtkosten für Ausgleichsenergie in Österreich differenziert nach Kosten für Sekundärregelung, Tertiärregelung (inkl. Market Maker und Ausfallsreserve) sowie ungewollten Austausch 2010 - 2013 .....	25
Abb. 16: Qualitative Bewertung des Kostenniveaus im Österreichischen Regelenenergiemarkt im Vergleich zur Schweiz und zu Deutschland 2012.....	26
Abb. 17: Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich, der Schweiz und Deutschland bezogen auf die jeweilige Brutto-Jahreserzeugung 2013 .....	27
Abb. 18: Prognosefehler der Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont für Gesamtdeutschland sowie die Netzgebiete dreier ÜNBs .....	31
Abb. 19: Entwicklung der mittleren Abweichungen (nRMSE) der TenneT-Windstromprognose für Deutschland .....	32
Abb. 20: Korrelation von Prognosefehler der OeMAG-Windstromerzeugung und Leistungsdefizit der APG-Regelzone im Jahr 2013 .....	33
Abb. 21: Differenz der von APG und OeMAG bis Mitte Mai 2014 veröffentlichten Ist-Werte der Windeinspeisung je Viertelstunde für das Jahr 2012 .....	37
Abb. 22: Kostenentwicklung im österreichischen Regelenenergiemarkt.....	38
Abb. 23: Bezug und Lieferung von Sekundärregelleistung aus dem Ausland sowie durch Anbieter aus der APG-Regelzone am 28. April und 2. Mai 2014.....	40
Tabelle 1: <i>Balancing</i> -Kosten für Wind-Onshore für bei einem Anteil von 10 und 30 % der Windstromerzeugung an der gesamten jährlichen Stromerzeugung .....	11
Tabelle 2: Allokation der jährlichen Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG auf Clearingpreis 1 und 2, Ausgleichsenergiemengen Regelzone APG und Ökostrombilanzgruppe sowie Kosten für Ausgleichsenergie in Ökostrombilanzgruppe .....	29



## Zusammenfassung

Windkraftanlagen müssen wie alle Ökostromanlagen die Kosten der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel, die finanziellen und administrativen Aufwendungen der OeMAG sowie die Kosten der Ausgleichsenergie innerhalb der von der OeMAG bewirtschafteten Ökostrombilanzgruppe tragen. Parallel mit der Einführung einer marktbasierter Beschaffung von Sekundärregelenergie sowie der Änderung der Systematik zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2012 sind die Kosten für Ausgleichsenergie in Österreich in den vergangenen Jahren spürbar und gegen den internationalen Trend gestiegen – seit 2011 um mehr als das 2,5 fache. Besonders die Windenergie ist von dieser Entwicklung betroffen, da diese derzeit einen Großteil der gesamtösterreichischen Kosten für Ausgleichsenergie trägt. Unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelt können die von Windkraftanlagenbetreiber nicht beeinflussbaren Belastungen damit in Summe bereits bei annähernd 20 % der Einspeisetarife bzw. 50 % der aktuellen Marktpreise liegen. Zusätzlich fließen die Kosten der Ausgleichsenergie in die Berechnung des verfügbaren Förderkontingents für Ökostrom ein – bei steigenden Kosten reduziert sich somit der Ausbau erneuerbare Energien in Österreich.

Diese Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise für Windkraftanlagen sowie der Vergleich mit anderen Ländern zeigen, dass in Österreich ein dringender Handlungsbedarf besteht, Lösungen für eine nachhaltige Reduzierung der Kostenbelastung zu identifizieren und umzusetzen. Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult GmbH von der Interessengemeinschaft Windkraft Österreich mit der Studie *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen* beauftragt, die neben der Analyse des Status Quo in Österreich eine Einordnung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen im internationalen Kontext ermöglichen sowie Lösungsansätze für eine Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen identifizieren soll. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Ausgleichsenergiekosten für Windkraft außerhalb Österreichs deutlich geringer:** Sowohl die Ergebnisse modellgestützter wissenschaftlicher Studien als auch die Analyse der für europäische Länder verfügbaren Informationen zeigt, dass die mit den Ausgleichsenergiekosten vergleichbaren Aufwendungen der Marktintegration der Windkraft i. Allg. deutlich unter 5 € je MWh-Windstrom liegen. Die von den österreichischen Windkraftbetreibern zu tragenden Ausgleichsenergiekosten liegen im Mittel um den Faktor 3 bis 4 über der analysierten Vergleichsgruppe und damit im internationalen Vergleich mit großem Abstand an der Spitze. Im Benchmark ausgewählter europäischer Ländern lässt sich das relative Einsparpotenzial für Österreichs Windkraftanlagenbetreiber mit etwa 75 % abschätzen, d. h. die spezifischen Ausgleichsenergiekosten je MWh-Windstrom könnten von heute rd. 11,4 €/MWh auf bis zu 3,0 €/MWh gesenkt werden.

- **Hohe Ausgleichsenergiemengen und -preise als Ursachen für Kostenbelastung:** Für die im internationalen Vergleich überdurchschnittlich hohe Kostenbelastung der Windkraft sind sowohl die hohen windbedingten Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe (Mengeneffekt) als auch das hohe Kostenniveau im österreichischen Regelenergiemarkt (Preiseffekt) verantwortlich. Entsprechend sollten zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen für beide Aspekte Lösungsansätze entwickelt und möglichst zeitnah umgesetzt werden.
- **Einführung Intraday-Bewirtschaftung Ökostrombilanzgruppe:** Die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die OeMAG erfolgt heute ausschließlich auf Basis von am Vortagesprognosen der eingespeisten Ökostrommengen. Die Nutzung von Kurzfristprognosen und die darauf aufbauende Intraday-Bewirtschaftung der Windportfolios stellt jedoch eine wesentliche und im internationalen Umfeld seit Jahren erfolgreich umgesetzte Möglichkeit zur Minimierung der Ausgleichsenergieaufwendungen dar.
- **Anreizsystem für effiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe:** Die auch im internationalen Vergleich eine Sonderstellung einnehmende österreichische Systematik der Marktintegration für Windstrom trennt die operative Verantwortung der Ökostromvermarktung (OeMAG) von der Verpflichtung zur Kostentragung (Windanlagenbetreiber). Durch die Einführung eines zielorientierten Anreizsystems sollte ein unmittelbarer finanzieller Vorteil für den Bilanzgruppenverantwortlichen bei einer effizienten und damit kostengünstigen Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe geschaffen werden.
- **Transparente Datenbereitstellung und Prozessabwicklung:** Für eine Verbesserung der Nachvollziehbarkeit der Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft in der Ökostrombilanzgruppe besteht noch ein erhebliches Potenzial relevanten Daten und Prozessschritte transparent darzustellen. Dies betrifft insbesondere die grundsätzliche Systematik der Prognoseerstellung sowie Zeitreihen der Prognose-, Einspeise- und Ausgleichsenergiemengen. Dabei sollte die E-Control ihre Verpflichtung zur jährlichen Erstellung eines Gutachtens zu den aliquoten Aufwendungen nutzen, um nicht nur stärker die Qualität des gesamten Umsetzungsprozesses zu evaluieren, sondern gleichzeitig eine solche ausführliche und transparente Darstellung der Gesamtprozesse zu unterstützen.
- **Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts:** Bei steigender Tendenz trägt die Windkraft bereits rd. 70 % der gesamtösterreichischen Aufwendungen für Ausgleichsenergie bzw. rd. 25 % der gesamtösterreichischen Kosten aus dem Regelenergiemarkt. Aus Sicht der Windkraft müssen daher die bereits laufenden Aktivitäten zur Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts intensiviert und konsequent weiter verfolgt werden. Vor allem der weitere Ausbau grenzüberschreitender Kooperationen sowie der Markteintritt zusätzlicher Anbieter von Regelenergie zeigen hier die vielversprechendsten Potenziale für Kostensenkungen. Zusätzlich sollten die rechtlichen und regulatorischen Randbedingungen in Österreich so angepasst werden, dass die Bereitstellung von Regelleistung auch aus tarifgeförderten Ökostromanlagen möglich ist.



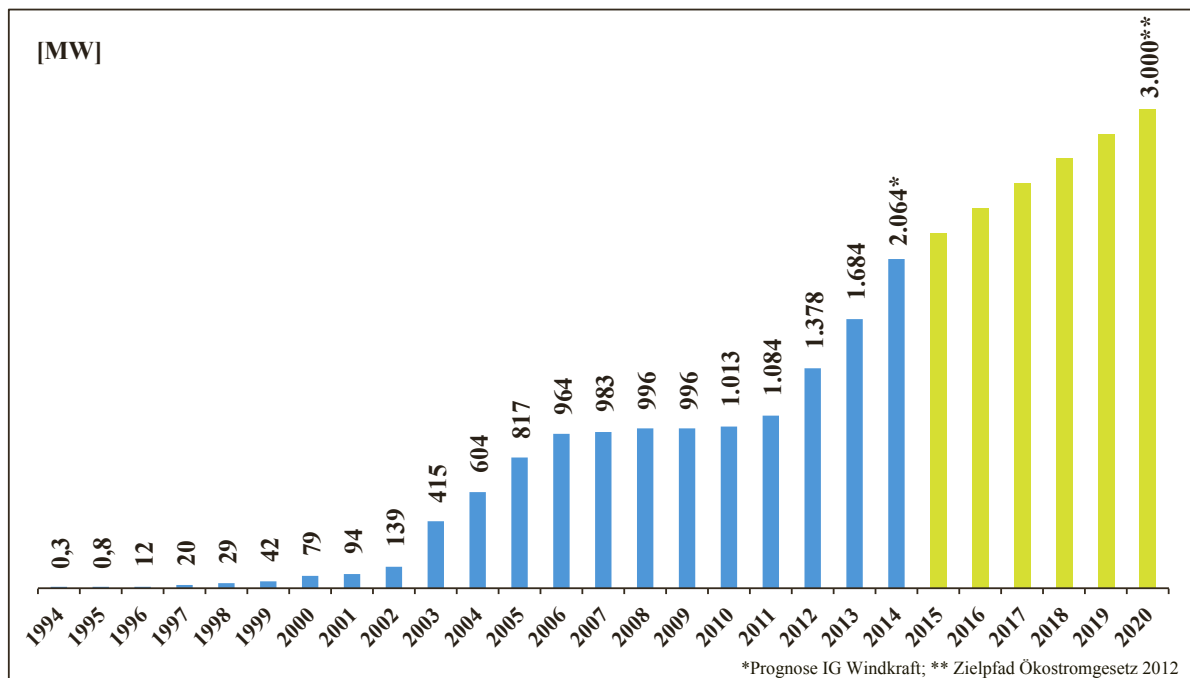
- **Änderung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie:** Durch das in Österreich angewendete Verfahren zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise trägt die Ökostrombilanzgruppe heute praktisch die gesamten über den Clearingpreis 1 anteilig verrechneten Kosten der Ausgleichsenergie. Damit scheint das Verfahren nicht geeignet zu sein, eine verursachergerechte Allokation der Ausgleichsenergiekosten über alle Bilanzgruppen zu erreichen. Entsprechend sollte nach einer Evaluierung und Bewertung der Berechnungssystematik eine kurzfristige Änderung des Verfahrens zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise umgesetzt werden.

Die unverhältnismäßig hohen Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich führen nicht nur zu einem Nachteil der österreichischen Ausbauprojekte im europäischen Wettbewerb, sondern gefährden letztendlich vor allem die wirtschaftliche Substanz der bestehenden Anlagen nach Ablauf der Ökostromförderung. Durch das damit einhergehende Risiko einer Außerbetriebnahme von unwirtschaftlichen Windkraftanlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer kann dies auch nachteilige Effekte auf die Erreichung der ehrgeizigen Ausbauzeile für Windkraft bzw. erneuerbarer Energien in Österreich haben. Insofern sind die politischen EntscheidungsträgerInnen gefordert gemeinsam mit den betroffenen Marktteilnehmern Maßnahmen auf den Weg zu bringen, die zu einer spürbaren Entlastung der Windkraft durch Ausgleichsenergiekosten führt.

## 1 Ausgangslage und Zielsetzung

Entsprechend den Zielvorgaben des EU-Energie- und Klimapakets muss Österreich den Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch von 23,3 % im Jahr 2005 auf 34 % bis 2020 erhöhen und die Treibhausgasemissionen in den nicht vom Emissionshandelssystem erfassten Sektoren um mindestens 16 % (bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005) reduzieren [1]. Vor dem Hintergrund dieser Zielvorgaben wurde in Österreich im April 2009 ein Prozess zur Neuorientierung der österreichischen Energiepolitik eingeleitet, die mit der im März 2010 präsentierten Energiestrategie Österreich eine erste Konkretisierung erfahren hat. Neben der Steigerung der Energieeffizienz, die durch eine Stabilisierung des Endenergieverbrauchs bis 2020 erreicht werden soll, kommt dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein besonderer Stellenwert innerhalb der Energiestrategie Österreich zu [2].

Im Bereich der Stromerzeugung soll neben der Wasserkraft vor allem die Windkraft einen wesentlichen Beitrag zu den Österreichischen Erneuerbaren-Zielen leisten. Mit dem Ökostromgesetz 2012 wurden dabei nicht nur die Randbedingungen geschaffen, die diesen Ausbau förderungstechnisch unterstützen sollen, sondern auch ein ambitioniertes Ausbauziel für die Windkraft von 1.000 MW im Jahr 2010 auf 3.000 MW bis 2020 definiert [3]. Als unmittelbare Folge des Ökostromgesetzes 2012 konnte nach Jahren eines faktischen Stillstandes eine deutliche Zunahme der Neuanlagen in Österreich erreicht werden (Abb. 1).



**Abb. 1:** Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich 1994 - 2020 [3], [4]

Die Einspeisetarife für Windkraftanlagen, die im Jahr 2014 Verträge mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen haben bzw. noch abschließen, sind dabei beginnend mit dem Jahr der Inbetriebnahme für 13 Jahre mit 9,36 ct/kWh (93,6 €/MWh) festgelegt [5]. Anschließend erhalten die Windkraftanlagenbetreiber den „Marktpreis“ (Abzüglich der Kosten für

Ausgleichsenergie) bzw. können den erzeugten Strom selbst vermarkten, so dass über die gesamte Lebensdauer der Anlagen die Einspeisevergütungen und Erlöse aus der späteren Stromvermarktung die Investitions- und Betriebskosten der Anlage einschließlich Finanzierungskosten und Marge abdecken müssen.

Eine Besonderheit der österreichischen Förder- und Regulierungssystematik ist allerdings, dass Ökostromanlagen über 5 MW elektrischer Engpassleistung, wie alle Einspeiser (einschließlich Kraftwerksparks), zum einen das Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelt zu entrichten haben. Zum anderen müssen alle Ökostromanlagen unabhängig von der Anlagengröße die Kosten der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel, die finanziellen und administrativen Aufwendungen der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) sowie die Kosten der Ausgleichsenergie innerhalb der von der OeMAG bewirtschafteten Ökostrombilanzgruppe tragen. In Abhängigkeit von der Netzebene der Einspeisung und vom Bundesland liegen diese Belastungen für Windkraftanlagen und Windparks über 5 MW Engpassleistung derzeit bei etwa 16 bis 17 €/MWh [6], [7].

**Vor allem die Aufwendungen für Ausgleichsenergie sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen – seit 2011 um mehr als das 2,5 fache auf über 11 €/MWh im Jahr 2014, so dass in Summe die o. a. Belastungen für Windkraftanlagenbetreiber bereits bei annähernd 20 % der Einspeisetarife bzw. 50 % der aktuellen Marktpreise liegen.** Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist dies insofern kritisch zu bewerten, als diese Kosten weder von ihnen beeinflussbar noch planbar sind und damit die Grundlage eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebes nachhaltig gefährdet ist.

Da nicht nur die sprunghafte Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise für Windkraftanlagen in der Ökostrombilanzgruppe sondern auch der Vergleich mit anderen Ländern zeigt, dass hier in Österreich ein dringender Handlungsbedarf besteht, wurde die e3 consult GmbH von der Interessengemeinschaft Windkraft Österreich (IG Windkraft) mit einer Studie zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in der Ökostrombilanzgruppe beauftragt. Die Studie soll neben einer Analyse des Status Quo in Österreich auch eine Einordnung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen im internationalen Kontext ermöglichen, Lösungsansätze für eine Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen identifizieren sowie Empfehlungen für die Politik ausarbeiten.

In Abschnitt 2 erfolgt hierzu eine Analyse der Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Österreich sowie in ausgewählten Ländern, wobei ein besonderer Fokus auf Deutschland gelegt wird. Im anschließenden Abschnitt 3 werden die aus dem Benchmark gewonnenen Erkenntnisse für Österreich bewertet und daraus in Abschnitt 4 wesentliche Lösungsansätze zur Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe abgeleitet. Die Studie schließt mit Empfehlungen für politische Entscheidungsträger in Abschnitt 5.

## 2 *Balancing*-Kosten für Windkraft im internationalen Vergleich

Die Auswirkungen der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf den Regel- und Ausgleichsenergiebedarf stehen seit langem im Fokus der Diskussionen um die Effekte der Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Versorgungssystem. Die Notwendigkeit eines Ausgleichs von Wind- oder PV-Prognosefehlern durch kurzfristig abrufbare Erzeugungskapazitäten stellt grundsätzlich keine neue Aufgabe in unserem Stromversorgungssystem dar. Auch die Lastkurve zeigt ein volatiles, nur eingeschränkt prognostizierbares Verhalten und konventionelle Kraftwerke können innerhalb von Sekunden ungeplant vom Netz gehen.

Allerdings kann es durch den in vielen Ländern bereits erreichten energiewirtschaftlich bedeutenden Ausbau der Wind- und/oder Solarstromerzeugung zu einem zusätzlichen Bedarf an schnell regelbaren Leistungsreserven (d. h. Vorhaltung von Regelleistung) kommen bzw. kann die Abrufcharakteristik der bereits vorgehaltenen Leistungsreserven wesentlich beeinflusst werden (d. h. Abruf von Regelenergie). Entsprechend wurden und werden die Auswirkungen der volatilen erneuerbaren Energien auf das Stromerzeugungssystem sowohl auf wissenschaftlicher als auch energiewirtschaftlicher Ebene international intensiv diskutiert und eine Reihe von Studien zur Frage der Kosten für den Ausgleich (engl. *Balancing*) der schwankenden und nur eingeschränkt prognostizierbaren Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie hierzu veröffentlicht.

Im Folgenden werden daher die Kosten der Ausgleichsenergie für Windkraftanlagen in der Ökostrombilanzgruppe dargestellt und vergleichbaren Zahlen aus wissenschaftlichen Studien und öffentlich verfügbaren Daten für andere Länder gegenübergestellt. Auf Grund der guten Datenlage und Vergleichbarkeit der Stromversorgungssystemen in Österreich und Deutschland liegt ein Schwerpunkt im Benchmark der Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Österreich mit den analogen Kosten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Bewirtschaftung ihrer EEG-Bilanzkreise.<sup>1</sup>

Häufig wird dabei der englische Begriff *Balancing* auch im deutschen Sprachgebrauch zur Beschreibung der Notwendigkeit eines Ausgleichs der Wind- und Solarstromschwankungen verwendet. Grundsätzlich wird im weiteren Verlauf dieser Studie der Begriff *Balancing* dann verwendet, wenn dies im Sinne einer eindeutigen begrifflichen Abgrenzung zur Ausgleichsenergie erforderlich erscheint (vgl. Fact Box Ausgleichs- und Regelenergie auf der folgenden Seite). Auf die Unterschiede zwischen *Balancing* im Allgemeinen und Ausgleichsenergie im Speziellen wird jedoch an den entsprechenden Stellen hingewiesen.

---

<sup>1</sup> Bilanzkreis: Deutsches Synonym für Bilanzgruppe in Österreich

**Fact Box: Ausgleichs- und Regelenergie**

Als Regelzonenführer ist die Austrian Power Grid AG (APG) für den sicheren und stabilen Betrieb der Regelzone Österreich und damit des österreichischen Stromversorgungssystems verantwortlich. Innerhalb der Regelzone Österreich – bzw. grundsätzlich in allen Regelzonen des europäischen Verbundsystems – muss jeder Verbraucher und Einspeiser einer sog. Bilanzgruppe zugeordnet werden. Bilanzgruppen sind virtuelle Gebilde, für die der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV; bspw. Stromhändler oder Stromvertrieb) sicherstellen muss, dass zwischen Einspeisungen und Entnahmen im ¼-Stundenraster ein Gleichgewicht besteht. Durch die Einrichtung von Bilanzgruppen wird somit die Möglichkeit geschaffen, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen über mehrere virtuelle Netzknoten zu saldieren und diese dadurch zu minimieren.

Kann ein BGV innerhalb der Bilanzierungseinheit von einer Viertelstunde entgegen den am Vortag abzugebenden Fahrplänen kein Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisungen erzielen (bspw. auf Grund von Lastprognosefehlern oder Kraftwerksausfällen), werden Ungleichgewichte durch den Bezug oder die Lieferung von Ausgleichsenergie abgedeckt. Eine Bilanzgruppe bezieht dabei Ausgleichsenergie, wenn die das Saldo aus Ein- und Ausspeisungen negativ ist, d. h. die Bilanzgruppe ist unterdeckt. Ist die Bilanzgruppe hingegen überdeckt (d. h. positives Saldo aus Ein- und Ausspeisungen) wird Ausgleichsenergie aus Sicht der Bilanzgruppe an den Regelzonenführer geliefert.

Ausgleichsenergie wird dabei primär zwischen den Bilanzgruppen untereinander ausgetauscht (bilanzieller Ausgleich). Ist die Regelzone jedoch insgesamt nicht ausgeglichen, müssen die verbleibenden Ungleichgewichte vom Regelzonenführer durch den Bezug oder die Lieferung von Regelenergie ausgeglichen werden (physikalischer Ausgleich). Regelenergie stellt damit im Gegensatz zur bilanziellen Ausgleichsenergie die physikalisch gelieferte oder bezogene Energiemenge von technischen Einheiten (in der Regel Kraftwerke und Pumpspeicher, zunehmend aber auch steuerbare Verbraucher) dar.

Ist eine Regelzone insgesamt überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Ausspeisungen) wird durch die Aktivierung negativer Regelleistung die Einspeisung soweit reduziert, dass sich ein Gleichgewicht einstellt (d. h. es wird Regelenergie von der Regelzone an die Anbieter von Regelleistung geliefert). Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzone durch die Aktivierung positiver Regelleistung die Einspeisung bis zum Erreichen eines Gleichgewichtes erhöht (d. h. Regelzone bezieht Regelenergie von den Anbietern). In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit und Zeitverfügbarkeit werden in Österreich zwischen Primär-, Sekundär und Tertiärregelleistung unterschieden, wobei je nach Regelleistungsart unterschiedliche Kraftwerkstypen für die Erbringung in Frage kommen.

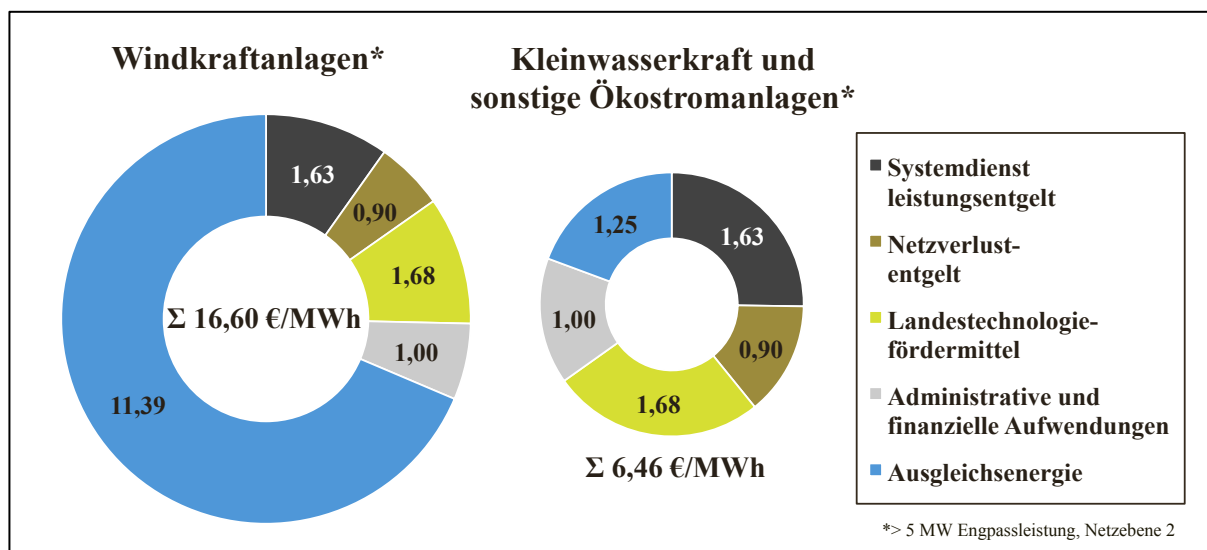
Seit 2012 werden in Österreich alle Regelleistungsprodukte marktbasierend über ein Ausschreibungsverfahren durch die APG beschafft. Die Vergütung erfolgt dabei anhand eines Leistungspreises (für Vorhaltung) und – mit Ausnahme von Primärregelleistung – eines Arbeitspreises (bei Abruf). Die Verrechnung der Kosten für die Regelleistung und -energie erfolgt über das Systemdienstleistungsentgelt an Erzeuger mit einer Engpassleistung über 5 MW sowie über die Ausgleichsenergie an die BGV (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2).

## 2.1 Ausgleichsenergiekosten der OeMAG-Ökostrombilanzgruppe

Als Verantwortliche der Ökostrombilanzgruppe übernimmt die OeMAG u. a. auch die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen aus der Ökostrombilanzgruppe. Einspeisungen stellen dabei die bei den Ökostromanlagenbetreibern erfassten Erzeugungsmengen dar. Die Ausspeisungen erfolgen in Form von am Vortag auf Basis von Einspeiseprognosen ermittelten aliquoten Fahrplänen an die Stromhändler. Die Differenz zwischen Einspeiseprognosen und der ex post bekannten tatsächlichen Ökostromerzeugung wird durch den Bezug (Prognose > Erzeugung) oder die Lieferung (Prognose < Erzeugung) von Ausgleichsenergie ausgeglichen und der OeMAG in Rechnung gestellt.

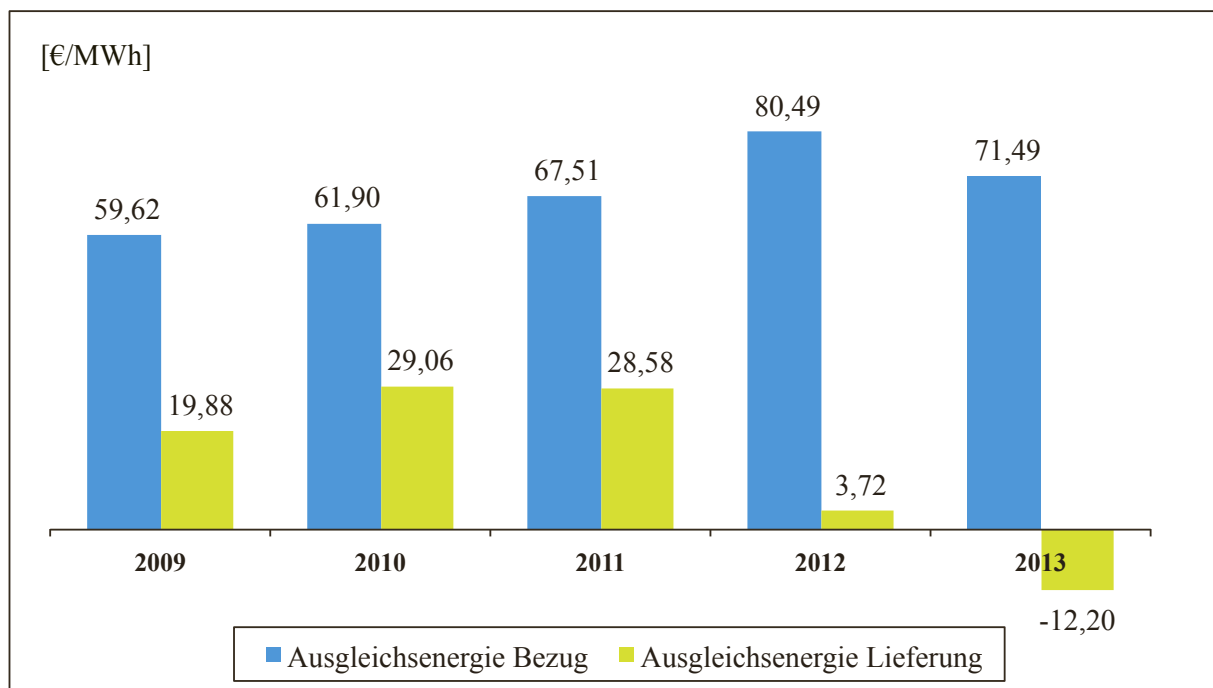
Die Kosten der Ausgleichsenergie tragen in Österreich die Ökostromanlagen selbst, wobei die unterschiedlichen Belastungen für die Windkraft einerseits sowie die Kleinwasserkraft und sonstigen Ökostromanlagen andererseits durch die E-Control in ihren jährlich gemäß Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zu erstellenden Gutachten aus den Einspeisemengen sowie unterschiedlichen Prognoseabweichungen der einzelnen Energieträger abgeleitet werden. Neben den durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie bestimmt die E-Control auch die von den Ökostromanlagen zu tragenden Kosten der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel sowie die finanziellen und administrativen Aufwendungen der OeMAG.

Zusätzlich müssen in Österreich Ökostromanlagen – wie alle Einspeiser – über 5 MW elektrischer Engpassleistung das Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelt entrichten. Das Netzverlustentgelt liegt in Abhängigkeit von der Netzebene der Einspeisung und vom Bundesland zwischen 0,38 (Vorarlberg Netzebene 1) und 4,01 €/MWh (Wien Netzebene 7). Das Systemdienstleistungsentgelt beträgt im Jahr 2014 in Österreich einheitlich 1,63 €/MWh [6]. Abb. 2 zeigt hierzu als Beispiel die Belastungen mit diesen gesetzlich geregelten Umlagen für Ökostromanlagen im Tariffördermodell auf Netzebene 2 und über 5 MW Engpassleistung.



**Abb. 2:** Belastungen für geförderte Ökostromanlagen über 5 MW Engpassleistung und Einspeisung auf Netzebene 2 durch Systemdienstleistungs- und Netzentgelt, Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen im Jahr 2014 [6], [7]

Insgesamt sind die Kosten für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Lagen die absoluten Kosten im Jahr 2011 noch bei knapp 14,2 Mio. €, musste die OeMAG (bzw. in letzter Konsequenz die Ökostromanlagenbetreiber) 2012 bereits 28,8 Mio. € und 2013 sogar 40,1 Mio. € für Ausgleichsenergie aufwenden [8]. Dabei sind vor allem die Kosten für die Lieferung von Ausgleichsenergie an die Ökostrombilanzgruppe deutlich gestiegen. Während bis ins Jahr 2012 für die Überdeckung der Ökostrombilanzgruppe (d. h. Prognose < Einspeisung) noch ein Erlös erzielt werden konnte, musste im Jahr 2013 für eine Lieferung von Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator ein durchschnittlicher Preis von 12,20 €/MWh bezahlt werden (d. h. negativer Ausgleichsenergiepreis aus Sicht der Bilanzgruppe). Abb. 3 zeigt hierzu die Entwicklung der durchschnittlichen Preise für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie der Ökostrombilanzgruppe in den Jahren 2009 bis 2013.

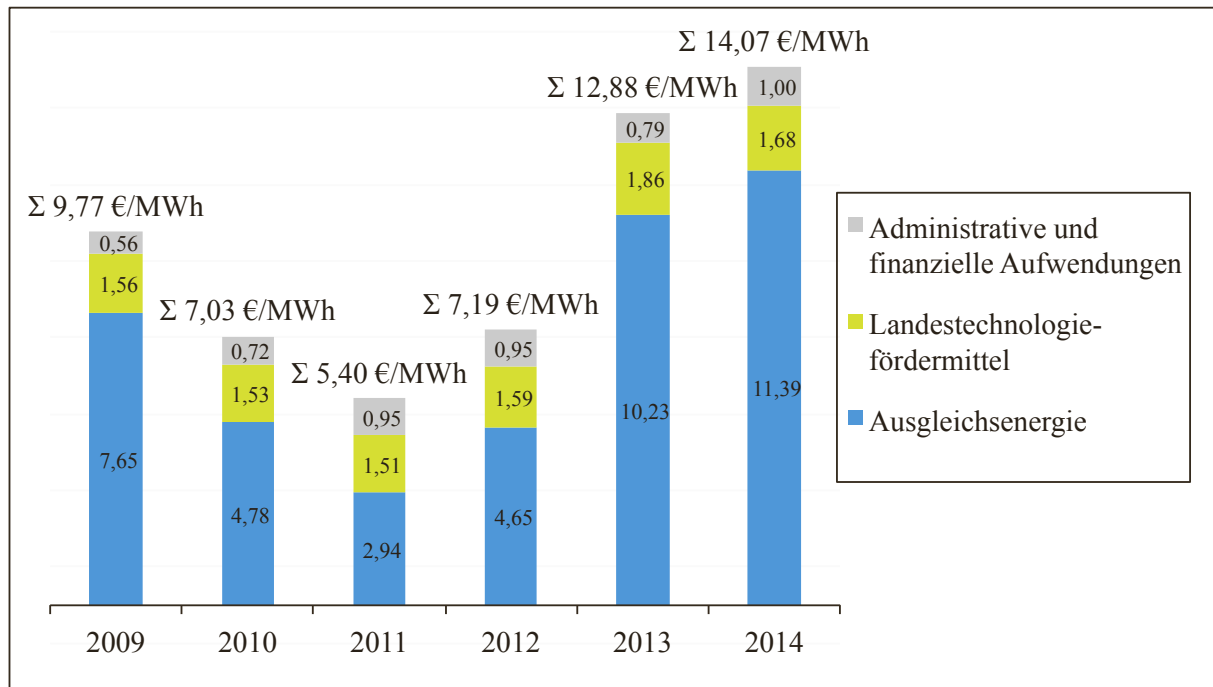


**Abb. 3:** Durchschnittliche Preise für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe 2009 - 2013 [8]

Parallel zum Anstieg der absoluten Ausgleichsenergiekosten innerhalb der Ökostrombilanzgruppe sind in der Vergangenheit auch die spezifischen Ausgleichsenergiekosten für die Windkraftanlagenbetreiber spürbar und gegen den internationalen Trend gestiegen, da die von den Windkraftbetreibern zu tragenden absoluten Kosten schneller als deren Erzeugungsmengen gewachsen sind. In Abb. 4 ist diese Entwicklung für die sog. aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen der Jahre 2009 bis 2014 dargestellt.<sup>2</sup> Zusätzlich zeigt Abb. 4 die Entwick-

<sup>2</sup> Bei der Ermittlung der spezifischen Ausgleichsenergiepreise durch die E-Control werden auch die sog. Opportunitätskosten und -erlöse berücksichtigt. Diese berechnen sich aus den über ein Gesamtjahr saldierten Mehr- oder Minderzuweisungen an die Stromhändler, die mit dem Mittelwert, der gemäß Ökostromgesetz 2012 § 41 (1) veröffentlichten Marktpreise bewertet werden.

lung der administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel, die jedoch nicht im expliziten Fokus dieser Studie liegen.



**Abb. 4:** Entwicklung von gemäß Ökostromgesetz geförderten Windkraftanlagen zu tragenden aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrative und finanzielle Aufwendungen sowie Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel (in €/MWh-Windstromeinspeisung) [7], [9], [10], [11], [12] und [13]

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass die E-Control in ihren jährlich zu erstellenden Gutachten die spezifischen Ausgleichsenergiekosten mit einem Zeitversatz von einem Jahr berechnet, d. h. dass sich bspw. die spezifischen Kosten im Jahr 2014 aus den Zahlen für das Jahr 2013 ableiten.

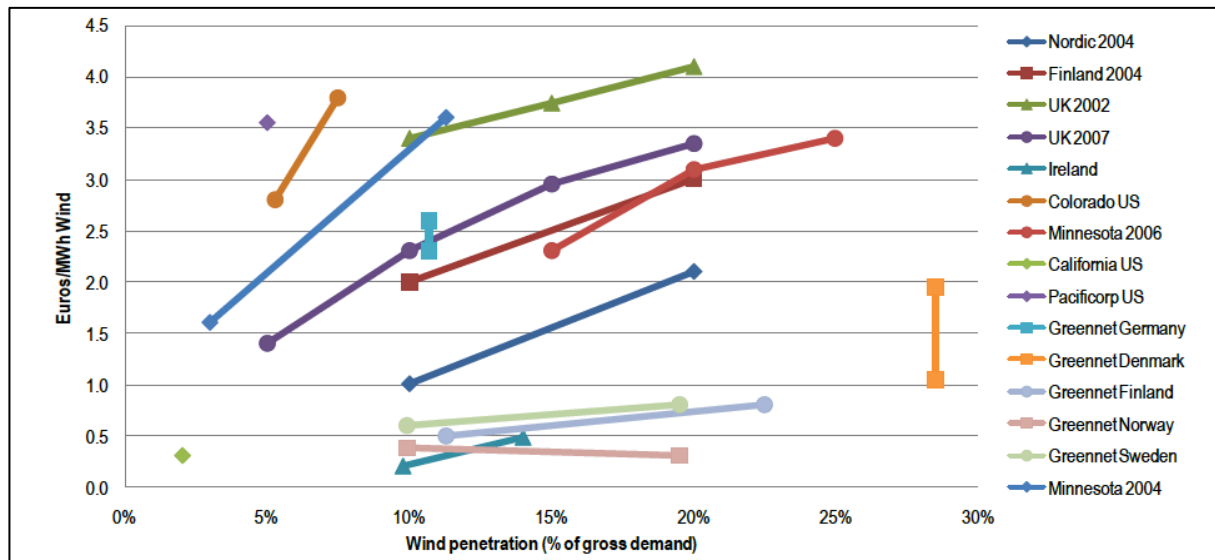
## 2.2 Wissenschaftliche Studien und Veröffentlichungen

Wie einleitend bereits ausgeführt, werden die monetären und systemrelevanten Auswirkungen der schwankenden Einspeisung aus Windkraftanlagen auf die bestehenden Stromerzeugungsstrukturen auf wissenschaftlicher Ebene intensiv diskutiert und eine Reihe von Studien haben sich vor allem in Europa und Nordamerika mit der modellmäßigen Analyse und Quantifizierung der *Balancing*-Kosten für Windstrom beschäftigt. Allerdings besteht bisher kein Konsens darüber, nach welchen vergleichbaren Kriterien und Methoden die *Balancing*-Kosten ermittelt werden können. Auch werden die unterschiedlichen Kostenelemente der Systemintegration der Windkraft nicht immer „sauber“ voneinander getrennt, so dass die eigentlichen *Balancing*-Kosten für den Ausgleich der Prognosefehler z. T. mit den Kosten des Netzausbaus oder den zusätzlichen Kosten im konventionellen Kraftwerkspark durch eine windbedingte geringere Auslastung vermischt werden.

Entsprechend groß ist die Bandbreite der in wissenschaftlichen Studien veröffentlichten Zahlen zu den *Balancing*-Kosten der Windkraft. Abb. 5 zeigt hierzu beispielhaft die Ergebnisse



einer breit angelegten Studie der Internationalen Energieagentur (IEA) aus dem Jahr 2009, die u. a. die Kosten für Ausgleich der Einspeiseschwankungen der Windkraft in Abhängigkeit vom Windstromanteil am jährlichen Stromverbrauch eines Elektrizitätsversorgungssystems aus verschiedenen Studien ermittelt hat [15].



**Abb. 5:** Bandbreite der geschätzten Kosten zum Ausgleich der Einspeiseschwankungen der Windkraft in Abhängigkeit vom Windstromanteil am jährlichen Stromverbrauch [15]

Grundsätzlich sind die modellierten *Balancing*-Kosten dabei vom Anteil der Windstromerzeugung an der gesamten Erzeugung bzw. am gesamten Verbrauch eines Stromversorgungssystems sowie der Struktur des residualen Kraftwerksparks abhängig. **Für Österreich würden sich bei einem Anteil der Windstromerzeugung von 4,3 % im Jahr 2013 aus der IEA-Analyse *Balancing*-Kosten von 1,5 bis 3,5 €/MWh ableiten lassen.** Mögliche systemrelevante Unterschiede (u. a. hoher hydraulischer Erzeugungsanteil in Österreich) sind hier nicht berücksichtigt; tendenziell gehen wissenschaftlichen Veröffentlichungen jedoch davon aus, dass Versorgungssysteme mit einem hohen Anteil an Speicherwasserkraft eher geringere *Balancing*-Kosten als Versorgungssysteme mit einem thermisch dominierten Kraftwerkspark zeigen.

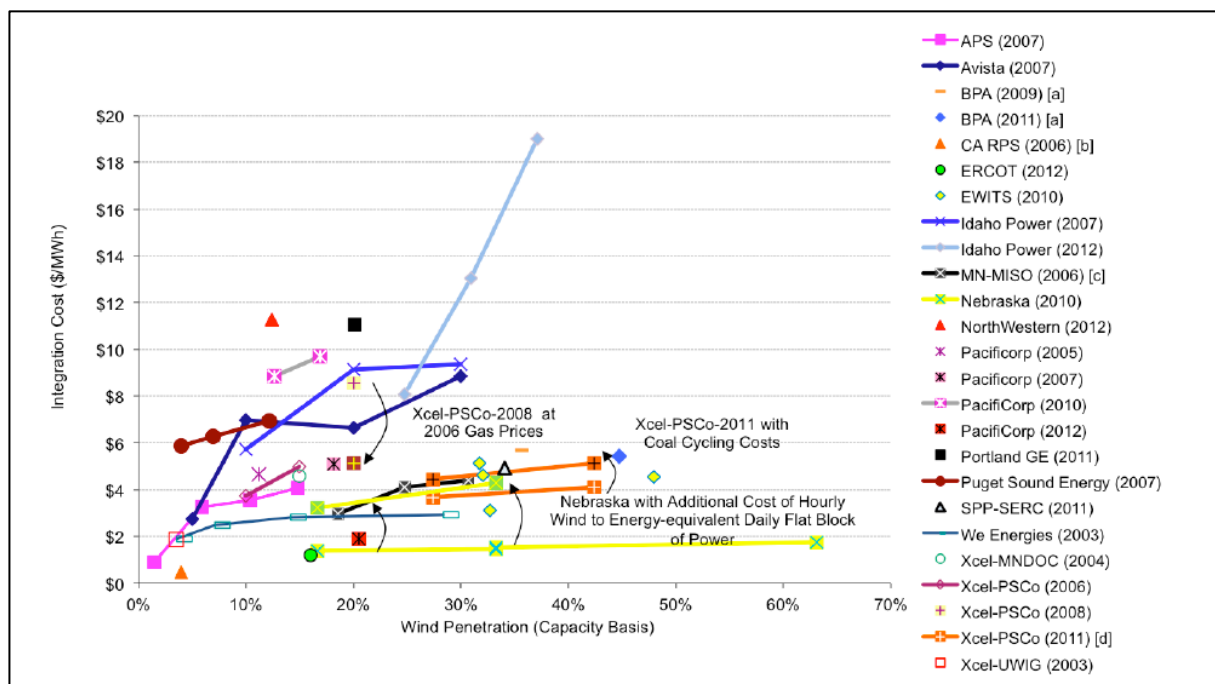
**Tabelle 1:** *Balancing*-Kosten für Wind-Onshore für bei einem Anteil von 10 und 30 % der Windstromerzeugung an der gesamten jährlichen Stromerzeugung [16]<sup>3</sup>

		Anteil Windstromerzeugung	
		10 %	30 %
Finnland	[€/MWh]	2,70	5,30
Frankreich	[€/MWh]	1,90	5,01
Deutschland	[€/MWh]	3,30	6,41
Großbritannien	[€/MWh]	7,63	14,51
USA	[€/MWh]	2,00	5,00

<sup>3</sup> Balancing refers to the ability to maintain the required system performance on a minute-by-minute basis, in the presence of uncertainty in supply and demand.

Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass die in Abb. 5 dargestellten Größenordnungen nicht nur innerhalb der wissenschaftlichen Community, sondern auch von der Energiebranche und erneuerbaren Energien gegenüber kritisch eingestellten Interessensvertretungen diskutiert und bestätigt werden. Ein Beispiel hierfür ist eine Veröffentlichung der OECD Nuclear Energy Agency aus dem Jahr 2012 [16]. Tabelle 1 zeigt die darin berücksichtigten *Balancing*-Kosten für Wind-Onshore bei einem Windstromanteil an der gesamten Jahreserzeugung von 10 und 30 %.

Das Thema *Balancing*-Kosten der Windkraft ist aber nicht nur in Europa sondern auch in den USA ein Schwerpunkt der Studien zur Systemintegration der erneuerbaren Energien. Entsprechend ist auch für die amerikanischen Strommärkte eine Vielzahl an Veröffentlichungen verfügbar, die vor allem von den Regulierungsbehörden, Erzeugungsunternehmen und systemverantwortlichen Netzbetreibern in Auftrag gegeben wurden. Im Gegensatz zu den in Abb. 5 und Tabelle 1 dargestellten Kosten für europäische Länder, basieren die in Abb. 6 zusammengefassten Ergebnisse verschiedener Studien zu den US-amerikanischen *Balancing*-Kosten jedoch nicht ausschließlich auf modellgestützte Analysen, sondern berücksichtigen auch empirische Daten aus den Auswertungen der tatsächlichen Kosten bei einzelnen Systembetreibern.



**Abb. 6:** *Balancing*-Kosten der Windstromerzeugung in den USA in Abhängigkeit vom Anteil der installierten Windkraftleistung an der gesamten Erzeugungsleistung [17]

Mit Ausnahme eines Ausreißers liegen dabei die *Balancing*-Kosten auch bei einem Anteil der Windkraftleistung von über 30 % an der gesamten installierten Erzeugungsleistung unter 12 US\$/MWh (8,7 €/MWh).

Würde man auch hier die Zahlen auf die aktuellen Verhältnisse in Österreich anwenden (Anteil der Windkraftleistung an der gesamten Erzeugungsleistung etwa 7 % im Jahr 2013), kann

ohne Berücksichtigung systemrelevanter Unterschiede eine Bandbreite der *Balancing*-Kosten von 2,5 bis 7 US\$/MWh (1,8 bis 5,1 €/MWh) abgeleitet werden. Dies stellt eine Größenordnung dar, die gut mit den aus europäischen Studien auf Österreich übertragenen Ergebnissen von 1,5 bis 3,5 €/MWh korreliert. **Im Vergleich dazu liegen die Ausgleichsenergiekosten für Windstrom in der Ökostrombilanzgruppe derzeit mit 11,4 €/MWh etwa um den Faktor 2,2 bis 7,6 höher.**

### 2.3 EEG-Bilanzkreise der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und TransnetBW GmbH sind entsprechend den Regelungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zur Aufnahme und Vermarktung der in ihren Netzgebieten eingespeisten EEG-Strommengen verpflichtet. Während in Österreich die Ökostrommengen von der OeMAG über Fahrplanlieferungen an die Stromhändler „verteilt“ werden, erfolgt in Deutschland die Vermarktung der EEG-Strommengen ausschließlich über den Day Ahead-Spotmarkt der EPEX.

Die Abweichungen zwischen den vermarkteten und den tatsächlich eingespeisten bzw. in die EEG-Bilanzkreise der ÜNBs gebuchten Strommengen werden wie in Österreich durch den Bezug oder die Lieferung von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Allerdings werden im Gegensatz zu Österreich kurzfristig noch erkennbare Prognoseabweichungen am Intraday-Markt korrigiert. Auch werden die Kosten für Ausgleichsenergie nicht auf die EEG-Anlagenbetreiber gewälzt, sondern bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz gebracht.

Die von den EEG-Bilanzkreisen der ÜNBs bezogenen und gelieferten Ausgleichsenergemengen werden viertelstundenscharf unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)<sup>4</sup> veröffentlicht, so dass die Ausgleichsenergiekosten durch Verknüpfung mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) ermittelt werden können<sup>5</sup>.

In Abb. 7 ist eine Auswertung der Kosten für Ausgleichsenergie der vier deutschen ÜNBs für alle Energieträger bezogen auf die zu vermarktende EEG-Strommenge für die Jahre 2012 und 2013 dargestellt. Dabei wurden für jeden ÜNB die Kosten einzeln bestimmt und quartalsweise aufsummiert, d. h. es erfolgte keine Saldierung der Ausgleichsenergiemengen der ÜNBs je Viertelstunde. Zusätzliche gehen bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiekosten die Opportunitätskosten bzw. -erlöse ein. Diese berücksichtigen, dass bei einer Unterspeisung des EEG-Bilanzkreises zwar Ausgleichsenergie bezogen wird, gleichzeitig aber im Rahmen der Day Ahead- oder Intraday-Vermarktung zu viel an Energie verkauft wurde, für die – außer bei negativen Spotpreisen – entsprechende Erlöse generiert werden konnten. Die Bewertung der

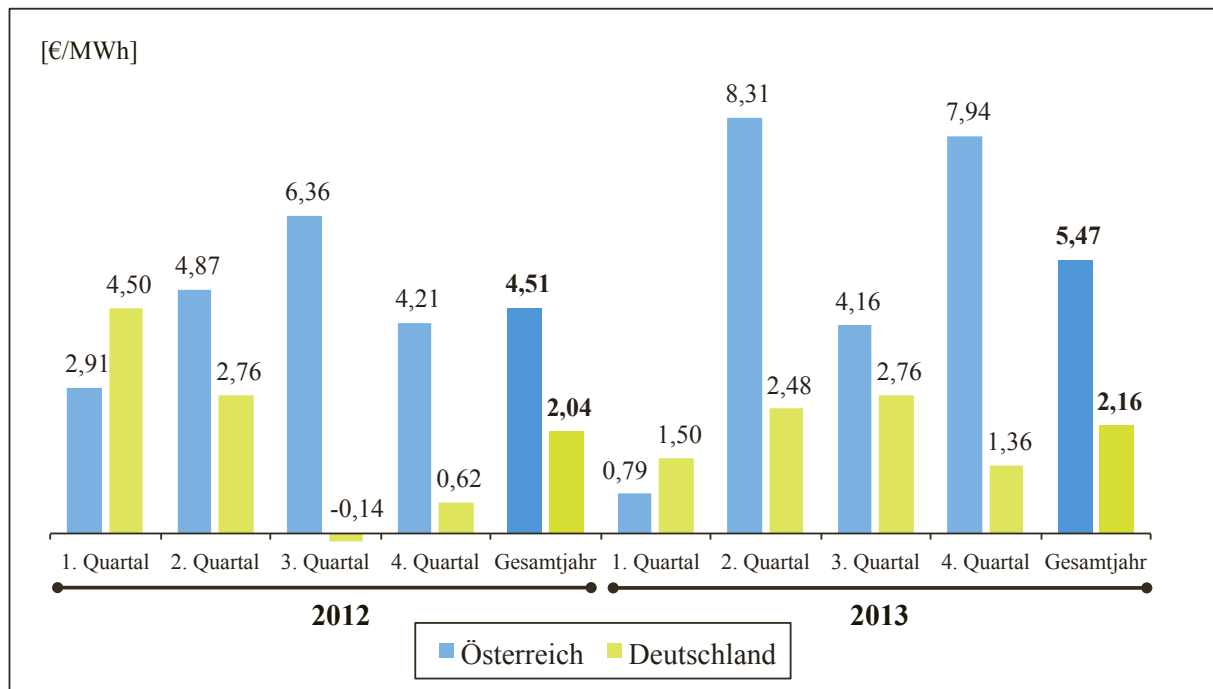
---

<sup>4</sup> [http://www.netztransparenz.de/de/Inanspruchnahme\\_Ausgleichsenergie.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Inanspruchnahme_Ausgleichsenergie.htm)

<sup>5</sup> Die reBAP-Daten werden auf den Internetseiten der ÜNBs veröffentlicht.

Opportunitätskosten bzw. -erlöse erfolgt dabei mit den für jedes Quartal gebildeten Mittelwerten der EPEX-Spot Notierungen im Day Ahead-Markt.

Zusätzlich sind in Abb. 7 die entsprechenden spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe dargestellt – diese sind auf die von der OeMAG zu vermarktende Ökostrommenge bezogen.



**Abb. 7:** Kosten für Ausgleichsenergie je MWh-EEG-/Ökostrom in der OeMAG-Ökostrom-Bilanzgruppe (Österreich) sowie in den ÜNB EEG-Bilanzkreisen (Deutschland) für alle erneuerbaren Energieträger (Daten: OeMAG, TenneT TSO GmbH, netztransparenz.de)

**Die Kosten für Ausgleichsenergie je MWh-Ökostrom in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs liegen damit im Jahresdurchschnitt um rd. 55 % (2012) bzw. 60 % (2013) unter den Kosten der von der OeMAG bewirtschafteten Ökostrombilanzgruppe.<sup>6</sup>**

Während die Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Österreich explizit verfügbar sind, kann aus den von den deutschen ÜNBs veröffentlichten Informationen nicht unmittelbar auf die windbedingten Ausgleichsenergiekosten geschlossen werden. Auch kann der für Österreich von der E-Control angewendete Ansatz, dass aus den Prognoseabweichungen der Windkraft sowie der Kleinwasserkraft und sonstigen Ökostromanlagen die Ausgleichsenergiekosten zwischen diesen beiden Ökostrom-Gruppen aufgeteilt wird<sup>7</sup>, nicht auf Deutschland übertragen werden. Zum einen hat die Photovoltaik in den EEG-Bilanzkreisen der Übertragungsnetzbetreibern auf Grund des hohen Anteils von direkt durch die Stromhändlern vermarkteten

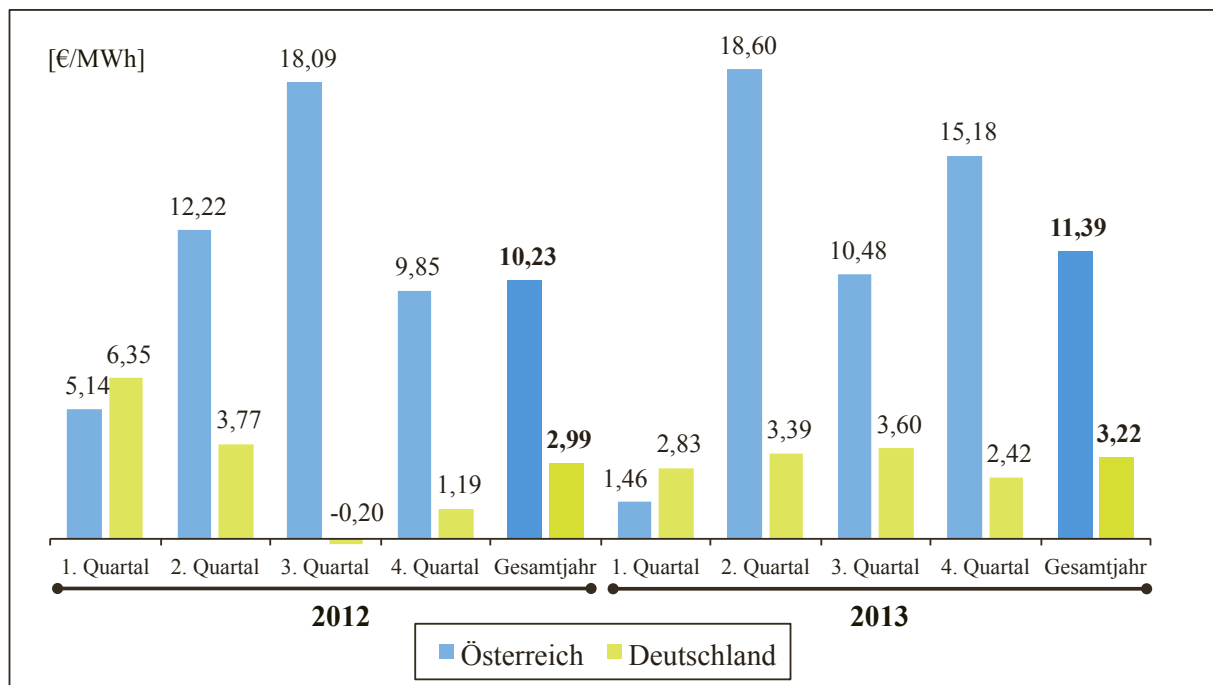
<sup>6</sup> Auf Grund der unterschiedlichen Systematik der Wälzung der Kosten für Regelleistung und -energie kann aus den Kosten für Ausgleichsenergie in Deutschland und Österreich nicht unmittelbar auf die Preisstrukturen in den jeweiligen Regelleistungsmärkten geschlossen werden. So wären bspw. die Ausgleichsenergiepreise in Österreich bei gleicher Wälzungssystematik wie in Deutschland um etwa 30 % höher.

<sup>7</sup> Auf die Windkraft entfallen in Österreich 86,69 % (2012) bzw. 88,00 % (2013) der AE-Kosten [7], [9].

Windstroms einen deutlich höheren Anteil als die Windkraft (PV-Einspeisung um Faktor 1,8 (2012) bzw. 3,6 (2013) höher als Einspeisung aus Windstrom). Zum anderen ist der Anteil der volatilen Einspeisungen aus Wind und Solar in den EEG-Bilanzkreisen mit rd. 60 % in den Jahren 2012 und 2013 insgesamt deutlich höher als der Anteil der Windkraft an der gesamten geförderten Ökostromerzeugung in Österreich (jeweils etwa 40 % in den Jahren 2012 und 2013).

Insofern wäre zu erwarten, dass der Anteil der Wind- und PV-Stromerzeugung an den gesamten Ausgleichsenergieaufwendungen in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs über dem Anteil der Windkraft an den Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe in Österreich liegen sollte. Allerdings erscheint dies auf Grund des ohnedies bereits sehr hohen Anteils der Windkraft in Österreich als eher unwahrscheinlich, zumal auch die Einspeisungen aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und Deponie-/Klär-/Grubengas eine, im Vergleich zur Windkraft und Photovoltaik zwar geringe, aber dennoch bestehende Prognoseabweichung und damit einen Bedarf an Ausgleichsenergie aufweisen.

Für den weiteren Vergleich wird daher ein konservativer Ansatz gewählt und unterstellt, dass 90 % der Ausgleichsenergieaufwendungen in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs der Windkraft und Photovoltaik zugerechnet werden können. Im Weiteren wird unterstellt, dass der spezifische Ausgleichsenergiebedarf der Windkraft und Photovoltaik gleich ist, d. h. pro MWh-Wind- und PV-Strom wird prognosebedingt die selbe Menge an Ausgleichsenergie benötigt.



**Abb. 8:** Spezifische Kosten für Ausgleichsenergie zur Bewirtschaftung der OEMAG Ökostrom-Bilanzgruppe für Windkraft sowie der ÜNB EEG-Bilanzkreise für Windkraft und Solarenergie (Daten: OeMAG, TenneT TSO GmbH, netztransparenz.de)

Mit diesen Randbedingungen lassen sich die in Abb. 8 dargestellten Ausgleichsenergiekosten je MWh-Wind- und PV-Strom in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs abschätzen. **Diese liegen in den betrachteten Jahren 2012 und 2013 um etwa 70 % unterhalb den spezifischen windkraftbedingten Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe der OeMAG.** Die für die Bewirtschaftung der EEG-Bilanzkreise durch die deutschen ÜNBs ermittelten Ausgleichsenergiekosten von rd. 3,0 € je MWh volatiler EEG-Einspeisung bestätigen dabei die in Abschnitt 2.2 diskutierten Ergebnisse modellgestützter wissenschaftlicher Studien.

## 2.4 Vermarktungsprämien und Best Practice Direktvermarktung

Während für Österreich zumindest eine über alle Energieträger quartalsweise aggregierte Darstellung der Ausgleichsenergiemengen und -kosten der Ökostrombilanzgruppe auf der Homepage der OeMAG verfügbar ist, sind vergleichbare Daten für andere Länder nur eingeschränkt verfügbar. Dies liegt zum einen an den unterschiedlichen Transparenzanforderungen in den nationalen Strommärkten. Zum anderen liegt die Verantwortlichkeit für die Systemintegration der schwankenden erneuerbaren Energien in den meisten Ländern mit liberalisierten Strommärkten bei den Stromhändlern und nicht bei einer regulatorisch bestimmten zentralen Instanz (bspw. Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, OeMAG in Österreich). Während die Veröffentlichung von Informationen für die nicht im Wettbewerb stehenden zentralen Instanzen meist gesetzlich geregelt ist, werden Stromhändler aus Wettbewerbsgründen möglichst keine konkreten Informationen zu ihren *Balancing*-Kosten zur Verfügung stellen.

Fördersysteme mit fixen Einspeisetarifen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abnahmeverpflichtungen für einen bestimmten Marktteilnehmer werden zunehmend von Systemen ersetzt oder ergänzt, in denen die Vermarktung des Ökostroms durch den Anlagenbetreiber selbst erfolgt. Bei Quoten- und Ausschreibungsmodellen sowie Modellen mit Marktprämie tragen damit die Erzeuger bzw. die mit der Vermarktung beauftragten Stromhändler das Prognose- und Vermarktungsrisiko der Ökostromanlagen. Zur Abdeckung der damit verbundenen Kosten sowie der Kosten für die Handelsanbindung erhalten die Anlagenbetreiber entweder eine zusätzliche Prämie oder es werden bspw. bei Ausschreibungsmodellen die zusätzlichen Aufwendungen im Rahmen der Kalkulation des Angebotspreises berücksichtigt.

Unabhängig vom jeweiligen Fördermodell liegt die operative und finanzielle Verantwortung für die Vermarktung der Ökostrommengen meist jedoch bei ein und der selben Person, d. h. ein Windanlagenbetreiber bzw. der für die Vermarktung des erzeugten Windstroms zuständige Stromhändler kann einen unmittelbaren finanziellen Vorteil aus einer möglichst guten Windprognose und damit geringen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ziehen. Insofern nimmt die Systematik der Marktintegration für Ökostrom in Österreich eine auch im internationalen Vergleich betrachtete Sonderstellung ein. Einerseits können die Kosten von den Ökostrom-Anlagenbetreibern nicht beeinflusst werden und andererseits besteht für die OeMAG kein unmittelbarer finanzieller oder regulatorischer Anreiz einer optimierten und damit kosteneffizienten Marktintegration.

Wie einleitend bereits ausgeführt, werden die konkreten *Balancing*-Kosten der einzelnen Anlagenbetreiber und Stromhändler in Ländern mit sog. marktnahen Fördersystemen aus Wettbewerbsgründen i. Allg. nicht veröffentlicht. Trotzdem kann für einzelne Länder zumindest aus den Aussagen einzelner Marktteilnehmer auf die jeweiligen Vermarktungskosten geschlossen werden. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in Ländern mit (erfolgreichen) Fördermodellen, die eine Prämie für die Marktintegration vorsehen, die Höhe der *Balancing*-Prämie in Relation zu den tatsächlichen Kosten steht. Im Folgenden werden daher für ausgewählte Länder die *Balancing*-Prämien sowie Best Practice Beispiele der *Balancing*-Kosten für direkt vermarktenden Stromhändlern dargestellt.

### a) Deutschland: Managementprämie Direktvermarktung

EEG-Anlagenbetreiber können zwischen der „klassischen“ fixen Einspeisevergütung oder einer Direktvermarktung durch einen Dritten wählen, wo sie neben dem Marktpreis eine Marktprämie erhalten, die im Wesentlichen die Differenz zwischen fixer Einspeisevergütung und Marktpreis abdeckt. Zusätzlich erhalten Anlagenbetreiber, die sich für das Modell der Direktvermarktung entschieden haben, eine sog. Managementprämie. Diese soll die Kosten der administrativen Abwicklung der Ökostromvermarktung, das Vermarktungsrisiko sowie die Kosten für die (unvermeidliche) Ausgleichsenergie im Bilanzkreis des Direktvermarkters abdecken.

Die Managementprämie für Windkraft- und PV-Anlagen beträgt 4,5 €/MWh im Jahr 2014 und sinkt entsprechend der aktuell gültigen Verordnung im Jahr 2015 auf 3,0 €/MWh. Fernsteuerbare Anlagen erhalten demgegenüber 6,0 €/MWh im Jahr 2014 und 5,0 €/MWh im Jahr 2015, um den zusätzlichen Aufwand für die i. Allg. erforderlichen technischen Maßnahmen zur Umsetzung einer Fernsteuerbarkeit kompensieren zu können [18].<sup>8</sup>

Gemessen am Anteil der in Direktvermarktung befindlichen Windkraftanlagen (rd. 85 % der Anfang 2014 installierten Windenergieleistung von knapp 34.000 MW<sup>9</sup>) dürfte die Managementprämie die Kosten der Marktintegration der Windstromerzeugung in jedem Fall abdecken können. Nach inoffiziellen Aussagen einzelner großer Marktteilnehmer liegen deren tatsächliche Kosten für Ausgleichsenergie im Bereich von 1 bis 2 €/je MWh-Windstrom<sup>10</sup>.

### b) Dänemark: Rückerstattung Balancing-Kosten

Windkraftanlagenbetreiber sind in Dänemark – wie alle Ökostromanlagen – selbst für die Vermarktung ihrer Stromerzeugung verantwortlich. Onshore-Windkraftanlagen, die nach dem 21. Februar 2008 ans Netz angeschlossen wurden, erhalten für die ersten rechnerischen

---

<sup>8</sup> Tritt die EEG-Novelle in der derzeitigen Form wie geplant im August 2014 in Kraft, besteht für Neuanlagen ab 500 kW Anlagenleistung eine verpflichtende Direktvermarktung. Die Managementprämie entfällt für alle direkt vermarkteten EEG-Anlagen als eigenständiges Element und wird bei der Ermittlung der Vergütungssätze berücksichtigt (4,0 €/MWh für Wind und PV bzw. 2,0 €/MWh für die restlichen Energieträger).

<sup>9</sup> vgl. [www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm)

<sup>10</sup> Bspw. nennt in.power als Kosten für Ausgleichsenergie und Profilservice 2 - 3 €/MWh [19].

22.000 Volllaststunden eine Prämie auf den Marktpreis von 250 DKK/MWh (33,5 €/MWh). Zusätzlich profitieren die Windkraftanlagen von einer zeitlich unbegrenzten pauschalen Rückerstattung der *Balancing*-Kosten in Höhe von 23 DKK/MWh (3,08 €/MWh) [20]. Aktuelle Analysen gehen davon aus, dass diese Prämie derzeit sogar über den tatsächlichen Balancing-Kosten in West-Dänemark von 1,4 bis 2,6 €/MWh liegt [21].

### c) Schweden und Finnland: Best Practice Balancing-Kosten

Für Schweden und Finnland werden die *Balancing*-Kosten, die Windanlagenbetreiber im *Nordic Regulating Power Market* aufzuwenden haben, in Abhängigkeit von der Portfoliogröße und -struktur des für die Vermarktung zuständigen Stromhändlers auf 0,3 bis 3,0 €/MWh geschätzt [21].

### d) Spanien: Best Practice Balancing-Kosten

In Spanien müssen Ökostromanlagen mit Ausnahme von PV-Anlagen kleiner 15 kW<sub>p</sub> sowohl im Prämien- als auch Einspeisetarifmodell eine Erzeugungsprognose an den systemverantwortlichen ÜNB, Red Eléctrica de España (REE), übermitteln. Abweichungen zwischen der Prognose und der tatsächlichen Einspeisung werden den Anlagenbetreibern als Ausgleichsenergie verrechnet. Allerdings werden im spanischen Regelenergiemodell Erzeugungseinheiten nur dann mit Kosten für Ausgleichsenergie belastet, wenn deren Fehlprognose das Ungleichgewicht des gesamten Versorgungssystems verstärkt. Ausgleichseffekte durch das Poolen von Ökostromanlagen sowie ein liquider Intraday-Markt führen dazu, dass die Balancing-Kosten für Windkraftanlagen in Spanien trotz eines bereits erreichten Windstromanteils von 16 % sowie der begrenzten Leitungskapazitäten zwischen Spanien und Frankreich mit 1,3 bis 1,5 €/MWh vergleichsweise moderat sind [21].

### e) Italien: Best Practice *Balancing*-Kosten

Bis Ende 2012 wurden in Italien die Kosten für Ausgleichsenergie aus den Abweichungen zwischen Day Ahead-Vermarktung und tatsächlicher Einspeisung der Ökostromanlagen über die Netzentgelte sozialisiert, wobei über ein Bonussystem ein finanzieller Anreiz für eine möglichst gute Prognose bestand. Mit Beginn 2013 wurde in Italien ein neues System eingeführt, mit dem die monetäre Verantwortung für den Ausgleichsenergiebedarf auf die Ökostromanlagen übergehen sollte. Auf Grund juristischer Unklarheiten in den Formulierungen der hierfür geschaffenen regulatorischen Rahmenbedingungen musste das neue System jedoch kurzfristig wieder ausgesetzt werden – derzeit wird eine Überarbeitung vorbereitet. Marktteilnehmer gehen dabei davon aus, dass mit den zu erwartenden regulatorischen Rahmenbedingungen die *Balancing*-Kosten für Windkraftanlagen zwischen 4,0 und 5,0 €/MWh liegen werden<sup>11</sup>.

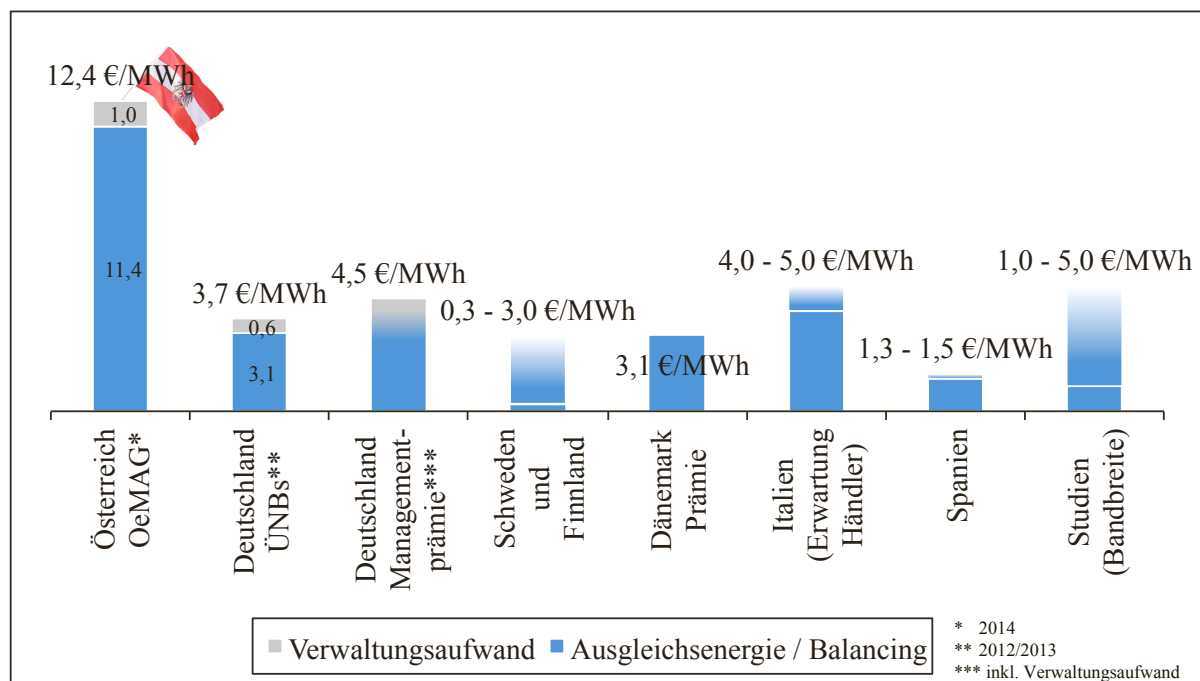
---

<sup>11</sup> vgl. u. a. <http://www.icis.com/resources/news/2014/04/11/9772038/italy-to-decide-on-renewable-electricity-imbalance-charges-in-months/>; <http://www.icis.com/resources/news/2013/10/30/9720648/italian-wind-industry-to-propose-electricity-imbalance-charge-benchmark/>



## 2.5 Zusammenfassende Gegenüberstellung

Sowohl die Ergebnisse modellgestützter wissenschaftlicher Studien als auch die Analyse der für europäische Länder verfügbaren Informationen hat gezeigt, dass die kurzfristigen Kosten der Marktintegration der Windkraft i. Allg. deutlich unter 5 € je MWh-Windstrom liegen. Abb. 9 zeigt hierzu eine Zusammenfassung der Ausgleichsenergie- und *Balancing*-Kosten für Windstrom in ausgewählten europäischen Ländern sowie Ergebnisse modellgestützter Studien. Da zumindest die Managementprämie in Deutschland neben den eigentlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie auch den Verwaltungsaufwand der Direktvermarkter abdeckt, sind ergänzend zu den Ausgleichsenergiekosten in der Ökostrombilanzgruppe und in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs die jeweiligen Aufwendungen für die Verwaltung dargestellt.



**Abb. 9:** Ausgleichsenergie- und *Balancing*-Kosten für Windstrom in ausgewählten europäischen Ländern sowie Ergebnisse modellgestützter Studien (in € je MWh-Windstrom)

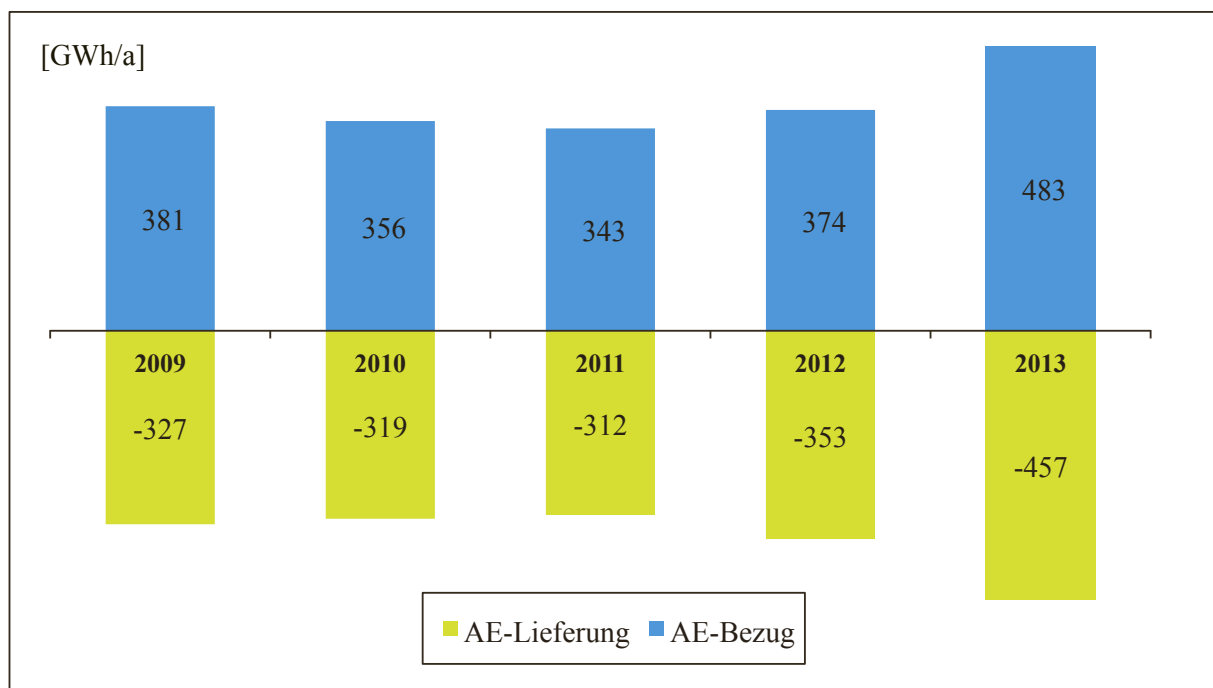
Auch wenn zwischen den einzelnen Ländern auf Grund z. T. unterschiedlicher Systematiken in den Regel- und Ausgleichsenergiemärkten nicht immer eine direkte Vergleichbarkeit der *Balancing*-Kosten für Windstrom besteht, lässt sich aus österreichischer Sicht ein eindeutiges Zwischenfazit ziehen: **Die von den österreichischen Windkraftbetreibern in der Ökostrombilanzgruppe zu tragenden Ausgleichsenergiekosten liegen um den Faktor 3 bis 4 über der analysierten Vergleichsgruppe und damit im internationalen Vergleich mit großem Abstand an der Spitze.**

### 3 Bewertung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich

Das schlechte Abschneiden der Ökostrombilanzgruppe im internationalen Benchmark der Ausgleichsenergie- bzw. *Balancing*-Kosten für Windstrom kann grundsätzlich zwei Ursachen haben. Zum einen kann es durch spezifische meteorologische Eigenschaften des Winddargebots in Österreich oder eine ineffiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe zu einem überdurchschnittlich hohen Bedarf an Ausgleichsenergie kommen (Mengeneffekt). Zum anderen können (zu) hohe Preise im österreichischen Regenergiemarkt zu vergleichsweise hohen Ausgleichsenergiepreisen führen (Preiseffekt). Diese beiden Effekte werden im folgenden Abschnitt im Einzelnen analysiert und anhand von Benchmarks mögliche Effizienzpotenziale abgeleitet, aus denen im anschließenden Abschnitt 4 der Handlungsbedarf identifiziert und Lösungsansätze beschrieben werden.

#### 3.1 Ausgleichsenergiebedarf (Mengeneffekt)

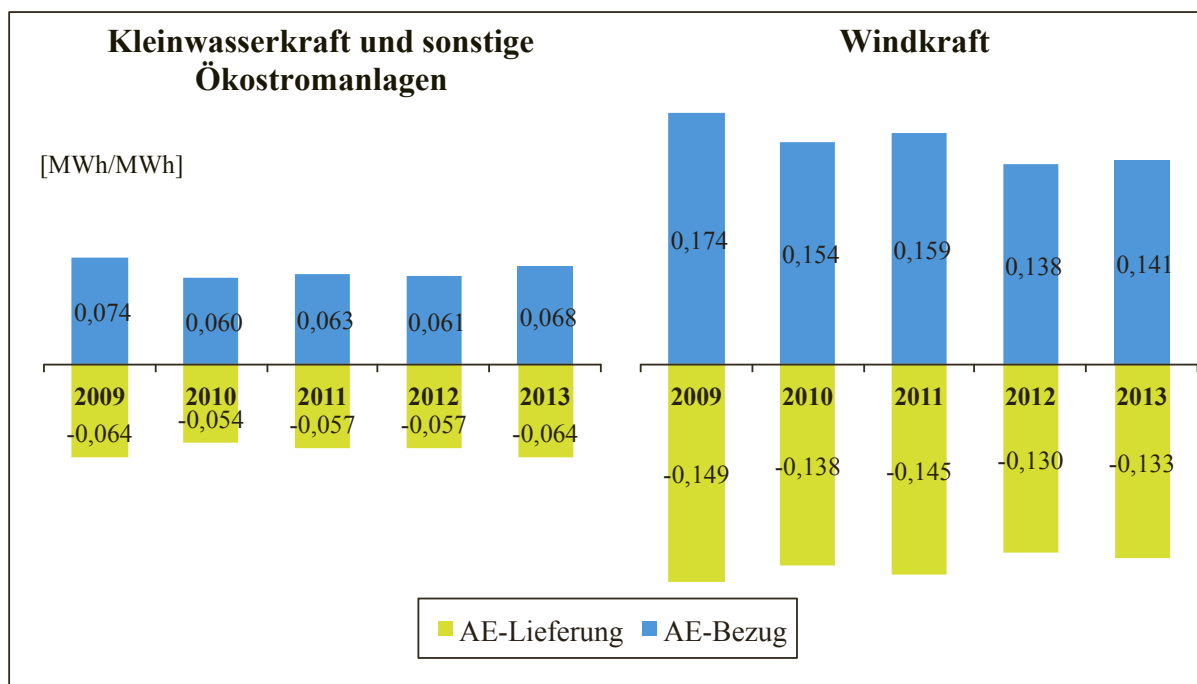
Die von der Ökostrombilanzgruppe bezogenen (d. h. Unterdeckung, wenn Prognose > tatsächlicher Einspeisung) bzw. gelieferten Ausgleichsenergiemengen (d. h. Überdeckung, wenn Prognose < tatsächlicher Einspeisung) sind 2013 nach mehreren Jahren erstmalig wieder deutlich angestiegen (Abb. 10).



**Abb. 10:** Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe 2009 bis 2013 [8]

Allerdings lassen die absoluten Ausgleichsenergiemengen noch keinen Rückschluss auf die qualitative Entwicklung der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die OeMAG zu bzw. müssen für eine Bewertung der windbedingten Ausgleichsenergiemengen diese von den restlichen Ausgleichsenergiemengen getrennt betrachtet werden.

Gemäß den jährlich von der E-Control zu erstellenden Gutachten zur Aliquotierung der Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen lag der Anteil der Windkraft an den gesamten Ausgleichsenergiemengen 2013 bei 86,69 % und 2012 bei 88,00 % [7], [9] (für 2009 bis 2011 wird näherungsweise der Mittelwert aus 2012 und 2013 von 87,35 % für die weiteren Betrachtungen herangezogen). Damit können die Ausgleichsenergiemengen nicht nur auf die insgesamt geförderte Ökostrommenge (Kleinwasserkraft und sonstige Ökostromanlagen), sondern auch auf die geförderte Windstromerzeugung bezogen und die Entwicklung der spezifischen Ausgleichsenergiemengen je MWh-Windstrom dargestellt werden (Abb. 11).



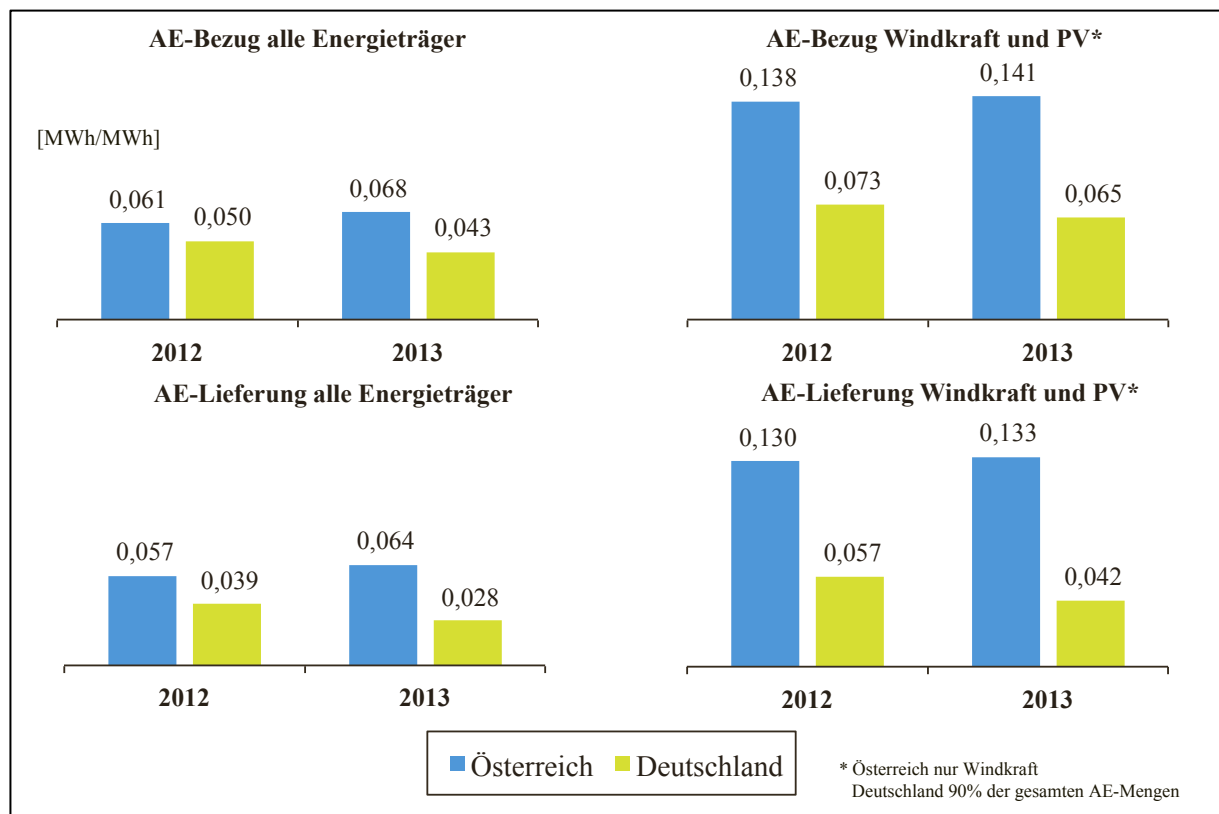
**Abb. 11:** Ausgleichsenergiemengen in der Ökostrombilanzgruppe bezogen auf die nach Ökostromgesetz geförderten Einspeisemengen 2009 bis 2013 (Daten: [8], [22])

Der spezifische Ausgleichsenergiebedarf für die Windkraft ist demnach in den zurückliegenden 5 Jahren zwar leicht zurückgegangen, liegt jedoch noch immer um den Faktor 2 über dem spezifischen Ausgleichsenergiebedarf der gesamten Ökostrombilanzgruppe. **Als erstes Zwischenfazit lässt sich daraus ableiten, dass in den vergangenen Jahren keine bzw. nur eine sehr geringe Verbesserung der Prognosequalität der Windstromerzeugung durch die OeMAG erreicht werden konnte.** Dies trifft dabei auch auf die Prognosequalität der weiteren Energieträger zu; bspw. ist nicht bekannt, ob für die vor allem im Jahr 2013 stark gestiegene Stromerzeugung aus Photovoltaik bereits ein Prognosemodell bei der OeMAG, bzw. der APG als Prognosedienstleister der OeMAG, im Einsatz ist.

Im nächsten Schritt werden nun die für Österreich ermittelten spezifischen Ausgleichsenergiemengen den Ausgleichsenergiemengen in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs gegenübergestellt. Daraus lässt sich ableiten, wie effizient die Bewirtschaftung der

Ökostrombilanzgruppe im Vergleich zu einem Benchmark – in diesem Fall die EEG-Bilanzkreise der deutschen ÜNBs – erfolgt.

In Abb. 12 sind hierzu auf der linken Seite die spezifischen Ausgleichsenergiemengen für alle Energieträger getrennt nach Lieferung (links unten) und Bezug (links oben) durch die Ökostrombilanzgruppe in Österreich bzw. EEG-Bilanzkreise in Deutschland dargestellt. Die spezifischen Ausgleichsenergiemengen über alle Energieträger liegen demnach in Deutschland trotz des wesentlich höheren Anteils an volatilen Energieträgern im gesamten von den ÜNBs zu bewirtschafteten EEG-Portfolio spürbar niedriger als in der OeMAG-Ökostrombilanzgruppe.



**Abb. 12:** Spezifische Ausgleichsenergiemengen zur Bewirtschaftung der OeMAG Ökostrom-Bilanzgruppe sowie der ÜNB EEG-Bilanzkreise<sup>12</sup> (Daten: OeMAG, TenneT TSO GmbH, netztransparenz.de)

Noch deutlicher wird dieser Unterschied, wenn man die spezifischen Ausgleichsenergiemengen der volatilen Energiequellen miteinander vergleicht (Abb. 12 rechts). In Abschnitt 2.3 wurde hierzu bereits ausgeführt, dass für Deutschland zwar keine Differenzierung der Ausgleichsenergiemengen zwischen Windkraft und sonstigem Ökostrom verfügbar ist, im Sinne eines konservativen Ansatzes jedoch unterstellt wird, dass 90 % der Ausgleichsenergieaufwendungen in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs der Windkraft und Photovoltaik

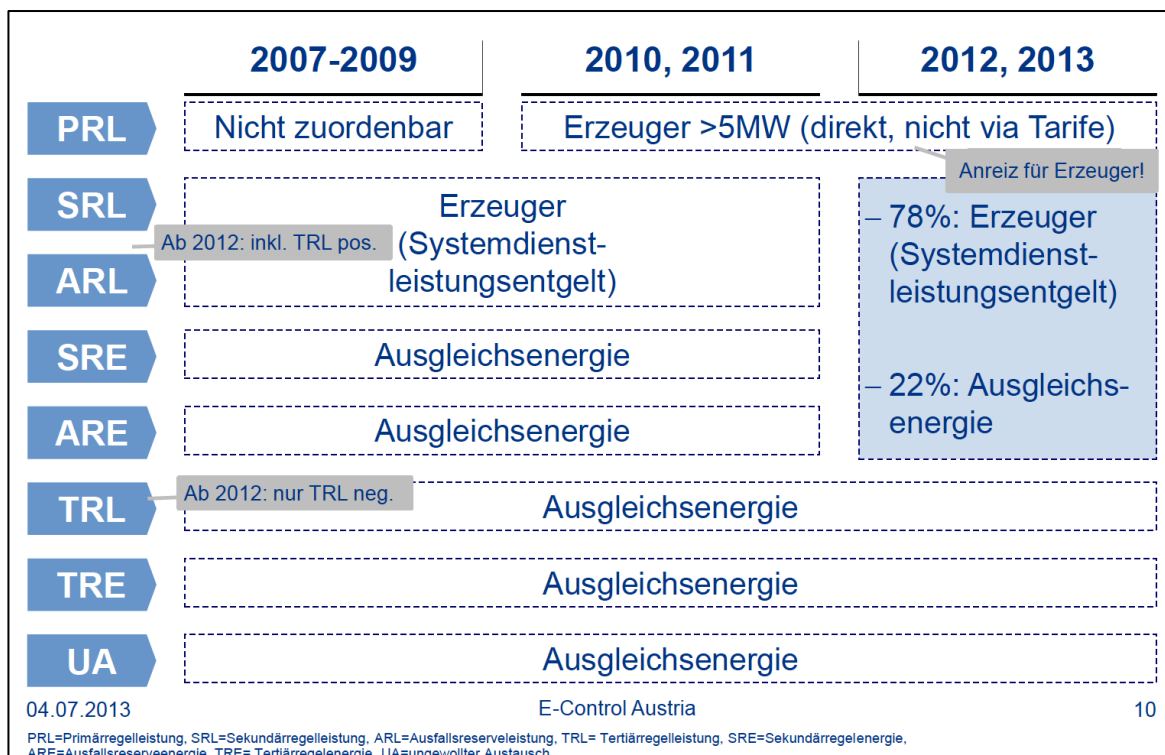
<sup>12</sup> Die AE-Lieferungen und AE-Bezüge werden getrennt für jeden ÜNB ermittelt und über alle Viertelstunden eines Jahres ÜNB-scharf aufsummiert. Die dargestellte Gesamtsumme der Über- und Unterdeckungen der EEG-Bilanzkreise ermittelt sich dann aus der Summe der Über- und Unterdeckungen der vier ÜNB-EEG-Bilanzkreise.

zugerechnet werden können. Dieser Ansatz wird auch für den weiteren Vergleich der Ausgleichsenergiemengen der volatilen Energiequellen (Wind und PV in Deutschland bzw. Wind in Österreich) herangezogen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass der windbedingte spezifische Ausgleichsenergiebedarf der Ökostrombilanzgruppe um rd. den Faktor 2 für den AE-Bezug und um rd. den Faktor 3 für die AE-Lieferung über dem Ausgleichsenergiebedarf der deutschen ÜNBs für Windkraft und Photovoltaik liegt. **Als zweites Zwischenfazit kann daraus gefolgert werden, dass bei der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe noch ein erhebliches Effizienz- und damit Kosteneinsparpotenzial besteht.** Ein möglicher Lösungsansatz hierfür stellt die zusätzliche Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe dar, wie es in vielen Ländern seit Jahren für die Bewirtschaftung von Erzeugungsportfolios mit einem hohen Anteil an volatilen Erzeugern Standard ist (vgl. Abschnitt 4.1).

### 3.2 Ausgleichsenergiepreise (Preiseffekt)

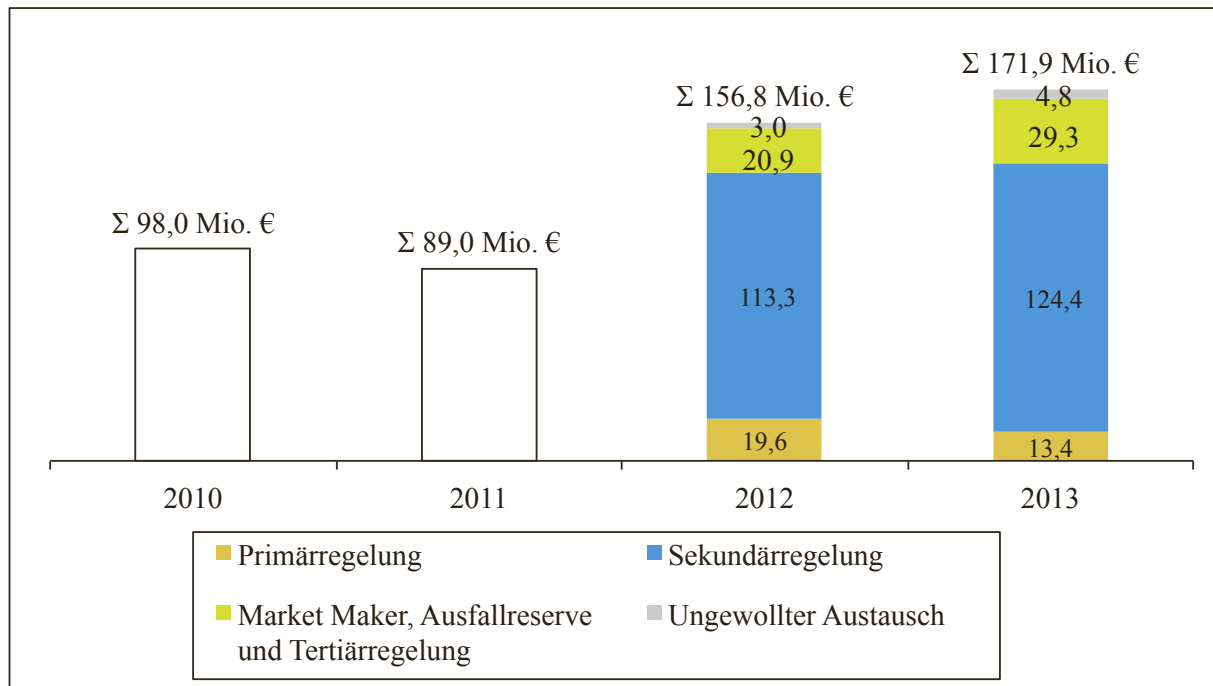
Die Ausgleichsenergiepreise werden in Österreich nach der in Abb. 13 dargestellten Systematik aus den Kosten der APG für die von ihr ausgeschriebenen Regelleistung sowie den Kosten für den sog. ungewollten Austausch mit den Nachbarländern gebildet.<sup>13</sup>



**Abb. 13:** Allokation der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung und Bereitstellung von Regelleistung zwischen Erzeugern (Systemdienstleistungsentgelt) und Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie) [23]

<sup>13</sup> Eine detaillierte Beschreibung findet sich bspw. in Friedl, W. et al (2012): Marktbasierte Beschaffung von Regelreserve. In: Conference Proceeding 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria; verfügbar unter [http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/1f/LF\\_Friedl.pdf](http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/1f/LF_Friedl.pdf).

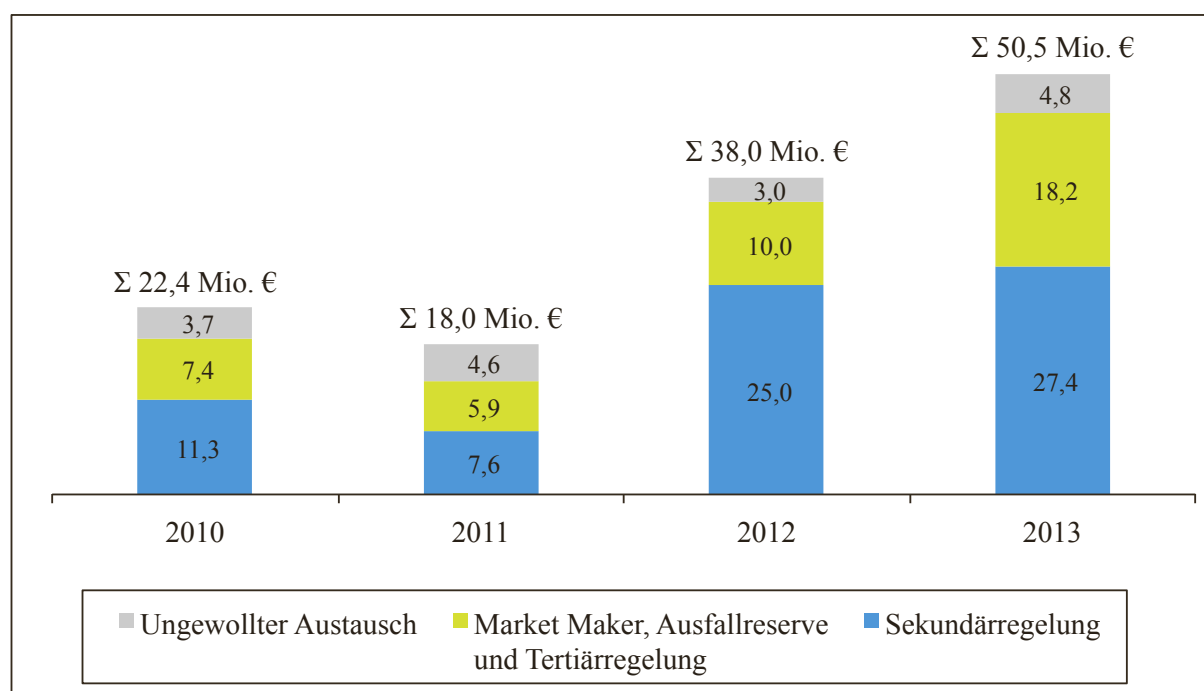
Insgesamt lagen dabei die Kosten im österreichischen Regelenergiemarkt (inkl. Regelenergie und ungewolltem Austausch) bei rd. 157 Mio. € im Jahr 2012 und rd. 172 Mio. € im Jahr 2013 was einem Plus von rd. 9 % entspricht [24],[25]. Abb. 14 zeigt hierzu die Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt zwischen 2010 und 2013, wobei für die Jahre 2012 und 2013 zusätzlich nach den unterschiedlichen Regelenergiearten differenziert wird.



**Abb. 14:** Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt (Leistungsvorhaltung und Energieabruf) 2010 - 2013 (Daten 2012 und 2013: APG; 2010 und 2011: E-Control)

Die von den Bilanzgruppen über die Verrechnung der Ausgleichsenergie zu tragenden Kostenbestandteile sind demgegenüber von 2012 (38,0 Mio. €) auf 2013 (50,5 Mio. €) mit einem Plus von 32 % deutlich stärker gestiegen, da vor allem die Kosten für negative Tertiärregelung und -energie seit Herbst 2013 überproportional zugenommen haben. Noch stärker ist die Steigerung der Kosten für Ausgleichsenergie jedoch von 2011 auf 2012 ausgefallen: Insbesondere auf Grund der Umstellung der Beschaffungssystematik für Sekundärregelung sowie der generellen Verrechnungssystematik zwischen Ausgleichsenergie und Systemdienstleistungsentgelt kam es zu einem Sprung der Kosten um mehr als 100 % – von 2011 auf 2013 sind die Kosten der an die Bilanzgruppen von der APCS verrechneten Ausgleichsenergie sogar um 180 % gestiegen (Abb. 15).

Unabhängig von der Fragen der Angemessenheit der Verrechnungssystematik der Kostenblöcke zwischen Systemdienstleistungsentgelt und Ausgleichsenergie, sind die aktuell hohen Aufwendungen der Windkraftanlagen für Ausgleichsenergie insbesondere eine Folge der hohen Preise im österreichischen Regelenergiemarkt sowie der Systematik zur Verrechnung der Ausgleichsenergie über die beiden Preiskomponenten Clearingpreis 1 und 2. Diese beiden Aspekte werden im folgenden näher diskutiert.



**Abb. 15:** Entwicklung der Gesamtkosten für Ausgleichsenergie in Österreich differenziert nach Kosten für Sekundärregelung, Tertiärregelung (inkl. Market Maker und Ausfallsreserve) sowie ungewollten Austausch 2010 - 2013 (Daten: APCS<sup>14</sup>)

#### a) Preise im österreichischen Regelenenergiemarkt

Auch wenn ein Vergleich der Preisstrukturen zwischen nationalen Regelenenergiemärkten auf Grund der (noch) unterschiedlichen Produktdefinitionen und Anforderungen an die Veröffentlichungspflichten an sich schwierig ist<sup>15</sup>, zeigt der Vergleich der Kosten des österreichischen mit dem schweizerischen und deutschen Regelenenergiemarkt, dass erhebliche Kostensenkungspotenziale in Österreich bestehen.

In Abb. 16 ist hierzu ein qualitativer Vergleich der relativen Aufwendungen in den Regelenenergiemärkten Österreich, Schweiz und Deutschland dargestellt. Ausgangspunkt für diesen Vergleich sind die gesamten Kosten im österreichischen Regelenenergiemarkt von 154 Mio. € (ohne ungewollten Austausch) bzw. die Kosten für die Leistungsvorhaltung und den ungewollten Austausch von 126 Mio. € jeweils im Jahr 2012 (100 %).<sup>16</sup>

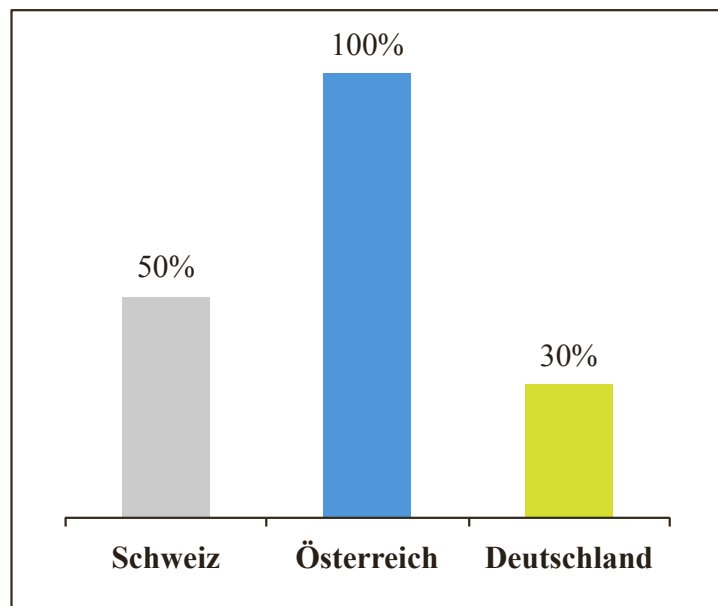
- In der Schweiz lagen im Jahr 2012 die Kosten für die Vorhaltung der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung sowie für den ungewollten Austausch bei etwa 134 Mio. € [26]

<sup>14</sup> [www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken](http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken)

<sup>15</sup> Zusätzlich sind durch eine unterschiedliche Systematik der Wälzung der Kosten aus dem Regelenenergiemarkt die Ausgleichsenergiepreise unterschiedlich betroffen. In der Schweiz werden die Kosten des Regelenenergiemarkts über einen Systemdienstleistungs-Tarif auf die Endkunden gewälzt (im Jahr 2013 rd. 2,5 €/MWh); in Deutschland werden die Kosten der Leistungsvorhaltung über die Netzentgelte der ÜNBs sozialisiert und die Kosten des Regelenenergieabrufs verursachergerecht auf die Bilanzkreise allokiert.

<sup>16</sup> Die Zahlen für 2013 stehen derzeit nur für Österreich zur Verfügung.

und damit auf einem ähnlichen absoluten Niveau wie in Österreich.<sup>17</sup> Allerdings ist die vorgehaltene Regelleistung (Summe aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) in der Schweiz auf Grund der deutlich größeren Leistungen einzelner Kraftwerksblöcke etwa doppelt so hoch wie in Österreich. Gleichzeitig ist das schweizerische Stromversorgungssystem jedoch annähernd gleich groß wie das österreichische System, d. h. es besteht grundsätzlich kein von der Systemgröße abhängiger Mehr- oder Minderbedarf an Regelleistung. Bei insgesamt vergleichbaren Gesamtkosten für die Vorhaltung von Regelleistung in beiden Ländern kann damit abgeleitet werden, dass die spezifischen Regelleistungskosten in der Schweiz etwa 50 % der Kosten von Österreich betragen.



**Abb. 16:** Qualitative Bewertung des Kostenniveaus im Österreichischen Regelenergiemarkt im Vergleich zur Schweiz und zu Deutschland 2012 (eigene Berechnungen nach [24], [26], [27])

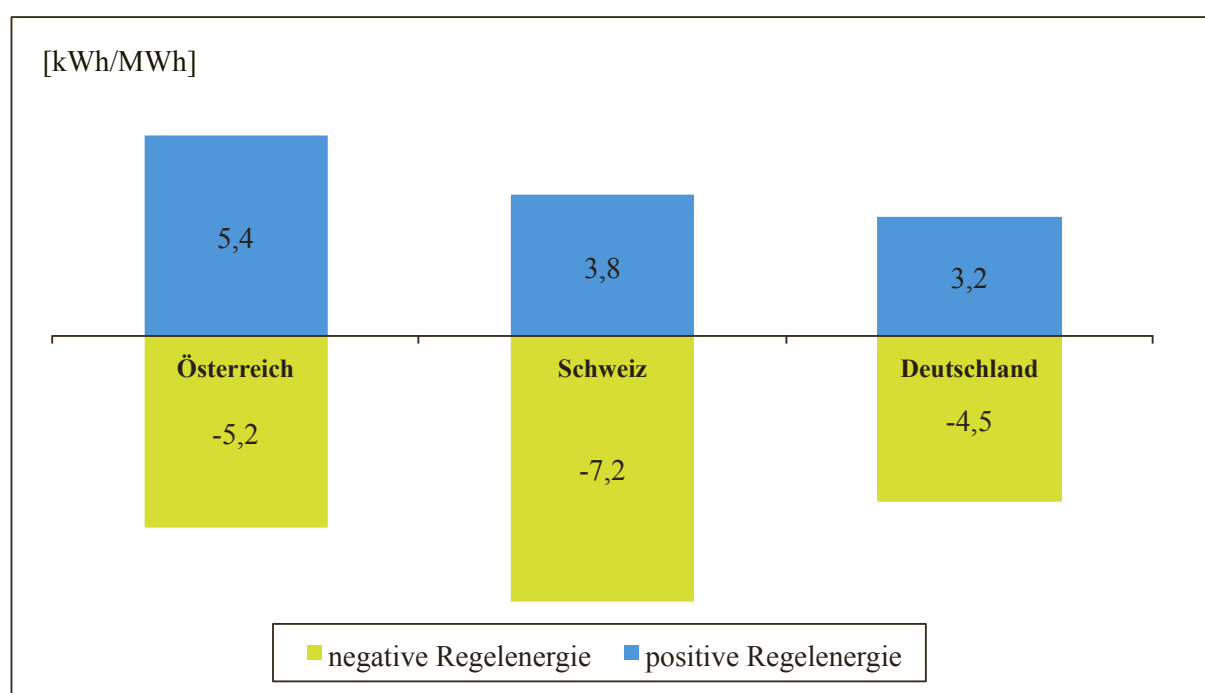
- Die Gesamtaufwendungen für Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve (Leistung und Energie; ohne ungewollten Austausch) lagen in Deutschland im Jahr 2012 bei rd. 417 Mio. € [27] und damit um den Faktor 2,7 über den entsprechenden Gesamtkosten in Österreich. Allerdings ist die vorgehaltene Regelleistungsmenge in Deutschland etwa um den Faktor 10 höher als in Österreich – ein Verhältnis das dem Größenunterschied zwischen den beiden Stromversorgungssystemen entspricht. Unter Berücksichtigung dieses systembedingten quantitativen Mehrbedarfs an Regelleistung in Deutschland leitet sich ein spezifisches Kostenniveau im deutschen Regelenergiemarkt von etwa 30 % im Vergleich zu Österreich ab.

Diese für 2012 ableitbaren Unterschiede in den spezifischen Kostenstrukturen der Regelenergiemärkte in Österreich einerseits bzw. der Schweiz und Deutschland andererseits können dabei nur zu einem kleinen Teil durch den systemimmanenten Nachteil der im Verhältnis

<sup>17</sup> Die Preise für Sekundärregelenergie werden in der Schweiz von den SwissIX-Stundenpreisen abgeleitet. Die Preise für Tertiärregelenergie werden nicht veröffentlicht.



kleinen österreichischen Regelzonen oder durch unterschiedliche Erzeugungsstrukturen erklärt werden. Dies zeigt der Vergleich mit der Schweiz deutlich, die nicht nur eine ähnliche Stromnachfrage wie Österreich zeigt, sondern auch einen hohen Anteil an Wasserkraft in ihrem Erzeugungssystem hat. Zusätzlich lassen sich in den drei analysierten Ländern keine signifikanten Unterschiede in der Abrufhäufigkeit von Regelenergie erkennen, d. h. das hohe Kostenniveau im österreichischen Regelenergiemarkt kann nicht durch einen atypisch hohen Regelenergieabruf erklärt werden. Abb. 17 zeigt hierzu den Regelenergieabruf in Österreich, der Schweiz und Deutschland im Jahr 2013 jeweils bezogen auf die Brutto-Jahresstromerzeugung.



**Abb. 17:** Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich, der Schweiz und Deutschland bezogen auf die jeweilige Brutto-Jahreserzeugung 2013 (Daten: APG, Swissgrid, TenneT TSO, BDEW, E-Control)

Österreich hat auf Grund der kleineren Regelzone im Vergleich mit Deutschland zwar einen systemimmanenten „Nachteil“ durch geringere Ausgleichseffekte zwischen den Bilanzgruppen<sup>18</sup>, jedoch liegt der spezifische Regelenergiebedarf bezogen auf die Brutto-Jahreserzeugung mit 10,6 kWh/MWh nur etwa 35 % über dem Bedarf der deutschen ÜNBs. Dadurch lassen sich die in Abb. 16 dargestellten signifikanten Unterschiede im Kostenniveau der beiden Regelenergiemärkte jedoch nicht bzw. nur zu einem geringen Teil erklären. Die Schweiz hat demgegenüber in Summe einen ähnlichen spezifischen Regelenergiebedarf im Jahr 2013 wie Österreich gezeigt, wenn gleich eine deutliche Tendenz zur Überspeisung der schweizerischen Regelzone zu beobachten ist.

<sup>18</sup> Durch Ende 2008 in Deutschland gestarteten Netzregelverbund zwischen den vier ÜNBs werden heute die Regelzonenalden der ÜNBs saldiert und nur das verbleibende Ungleichgewicht durch den Abruf von Regelleistung ausgeglichen.

**Als Zwischenfazit lässt sich damit festhalten, dass die hohen Kosten des österreichischen Regelenergiemarkts nicht durch einen systemimmanenten Nachteil der österreichischen Regelzone erklärt werden können, sondern vielmehr auf ein überdurchschnittlich hohes Preisniveau zurückzuführen sind.**

Die hohen finanziellen Belastungen der Windkraftanlagen durch die Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie sind damit nicht nur ein OeMAG-bilanzgruppenspezifisches Mengen- sondern auch ein für den österreichischen Regelenergiemarkt insgesamt bestehendes Preisproblem. Maßnahmen zur Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarktes und damit zur nachhaltigen Senkung der entsprechenden Kosten werden daher bereits seit etwa 2 Jahren branchenübergreifend diskutiert bzw. wurden auch bereits erste Maßnahmen umgesetzt (vgl. Abschnitt 4.4).

#### **b) Verrechnung der Ausgleichsenergie**

Die Verrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt in Österreich über die beiden Preiskomponenten Clearingpreis 1 und 2.<sup>19</sup> Der Clearingpreis 1 wird je Viertelstunde berechnet und ist für die gelieferte und bezogene Ausgleichsenergie gleich hoch. Wenn bspw. die Regelzone insgesamt unterdeckt ist und damit positive Regelenergie bezogen wird, müssen alle unterdeckten Bilanzgruppen den in der Regel positiven Ausgleichsenergiepreis für ihre „fehlenden“ Energiemengen bezahlen. Umgekehrt erhalten alle Bilanzgruppen die überdeckt sind und damit zu einer Entlastung des Ungleichgewichts in der Regelzone beitragen den Ausgleichsenergiepreis für die von ihnen gelieferten Ausgleichsenergiemengen.

Der Clearingpreis 2 wird demgegenüber monatlich bestimmt und auf den „gebührenpflichtigen Verbrauchsumsatz“ gemäß Clearinggebühr-Verordnung gewälzt [28]. Die Ökostrombilanzgruppe wird dabei nur durch den Clearingpreis 1 für die von ihr verursachten Ausgleichsenergiemengen belastet, da sie in der Clearinggebühr-Verordnung explizit vom Clearingpreis 2 befreit ist.

Von den gesamten Ausgleichsenergiekosten (38,0 Mio. € in 2012 und 50,5 Mio. € in 2013) wurden in den Jahren 2012 und 2013 jeweils knapp 80 % über den Clearingpreis 1 und 20 % über den Clearingpreis 2 an die Bilanzgruppen verrechnet. In Tabelle 2 sind die entsprechenden Zahlen für die Allokation der gesamten Ausgleichsenergiekosten auf den Clearingpreise 1 und 2 dargestellt. Zusätzlich zeigt Tabelle 2 die Kosten für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe sowie die positiven und negativen Ausgleichsenergiemengen innerhalb der APG-Regelzone sowie der Ökostrombilanzgruppe.

---

<sup>19</sup> vgl. Auszug aus dem Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO ([www.apcs.at/apcs/regelwerk/aktuelle\\_version/anh-ausgleichsenergiebewirtschaftung-apcs-jan-2012-v14.0.pdf](http://www.apcs.at/apcs/regelwerk/aktuelle_version/anh-ausgleichsenergiebewirtschaftung-apcs-jan-2012-v14.0.pdf))

**Tabelle 2:** Allokation der jährlichen Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG auf Clearingpreis 1 und 2, Ausgleichsenergiemengen Regelzone APG und Ökostrombilanzgruppe sowie Kosten für Ausgleichsenergie in Ökostrombilanzgruppe (Daten: OeMAG, APCS)<sup>20</sup>

	Regelzone APG					Ökostrombilanzgruppe		
	Verrechnung Clearingpreis 1	Verrechnung Clearingpreis 2	Gesamt	AE-Menge positiv	AE-Menge negativ	AE-Menge positiv	AE-Menge negativ	AE-Kosten
	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]	[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]	[Mio. €]
<b>2012</b>	30,4	7,6	38,0	1.370	1.570	374	353	28,8
<b>2013</b>	40,3	10,2	50,5	1.650	1.630	483	457	40,1

Im Ergebnis werden damit nahezu die gesamten über den Clearingpreis 1 verrechneten Aufwendungen für Ausgleichsenergie von der Ökostrombilanzgruppe getragen, die 2012 rd. 28,8 Mio. € und 2013 rd. 40,1 Mio. € an Ausgaben für Ausgleichsenergie aufzuwenden hatte. Dieser Umstand ist umso „erstaunlicher“, als die Ökostrombilanzgruppe im Mittel der beiden betrachteten Jahre nur für etwa 25 % der Ausgleichsenergiemengen aller Bilanzgruppen verantwortlich war. D. h. im Umkehrschluss, dass für die anderen Bilanzgruppen in der Regelzone der APG, die 75 % der Ausgleichsenergiemengen verursachen, in Summe praktisch keine Kosten für ihre Bilanzgruppenabweichungen entstehen.

Die Ursache für dieses Marktversagen scheint dabei in der grundlegenden Systematik zur Berechnung des Clearingpreis 1 zu liegen, die offensichtlich eine systemimmanente Benachteiligung der Ökostrombilanzgruppe nach sich zieht. **Insofern lässt sich damit als weiteres Zwischenfazit festhalten, dass neben den hohen Preisen im österreichischen Regelenergiemarkt vor allem das Verfahren zur Berechnung der viertelstündlichen Clearingpreise 1 ein wesentlicher Grund für die hohen Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft in Österreich darstellt.**

<sup>20</sup> <http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken>,  
<http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/>

## 4 Lösungsansätze zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen

Die im vorangegangenen Abschnitt 3 durchgeführten Analysen haben gezeigt, dass sowohl die hohen windbedingten Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe als auch das hohe Kostenniveau im österreichischen Regelenergiemarkt für die im internationalen Vergleich überdurchschnittlich hohen spezifischen Kosten der Ausgleichsenergie für Windstrom in Österreich verantwortlich sind. Entsprechend sollten zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen für beide Aspekte Lösungsansätze entwickelt und möglichst zeitnah umgesetzt werden.

Während die hohen Ausgleichsenergiemengen für Windstrom dabei eine in erster Linie die Ökostrombilanzgruppe und damit die OeMAG betreffende Problematik darstellen, kann die Frage der hohen Kosten im österreichischen Regelenergiemarkt grundsätzlich unabhängig von der Ökostrombilanzgruppe betrachtet werden, da von den hohen Kosten alle Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie) und Erzeuger über 5 MW Engpassleistung (Systemdienstleistungsentgelt) betroffen sind. Die Weiterentwicklung des Marktdesigns des österreichischen Regelenergiemarkts wird daher auch schon seit etwa 2 Jahren auf regulatorischer und politischer Ebene diskutiert und erste Verbesserungen wurden auch bereits umgesetzt. Für die Windkraft stellen die hohen Preise im österreichischen Regelenergiemarkt jedoch zunehmend ein existentielles Problem dar, weil bei steigender Tendenz bereits rd. 70 % der gesamtösterreichischen Aufwendungen für Ausgleichsenergie bzw. rd. 25 % der gesamtösterreichischen Kosten aus dem Regelenergiemarkt von Windkraftanlagen zu tragen sind.

Im Folgenden werden daher Lösungsansätze für eine effizientere und damit kostengünstigere Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe aufgezeigt sowie die aktuelle Diskussion zur Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts aus Sicht der Windkraft zusammenfassend dargestellt.

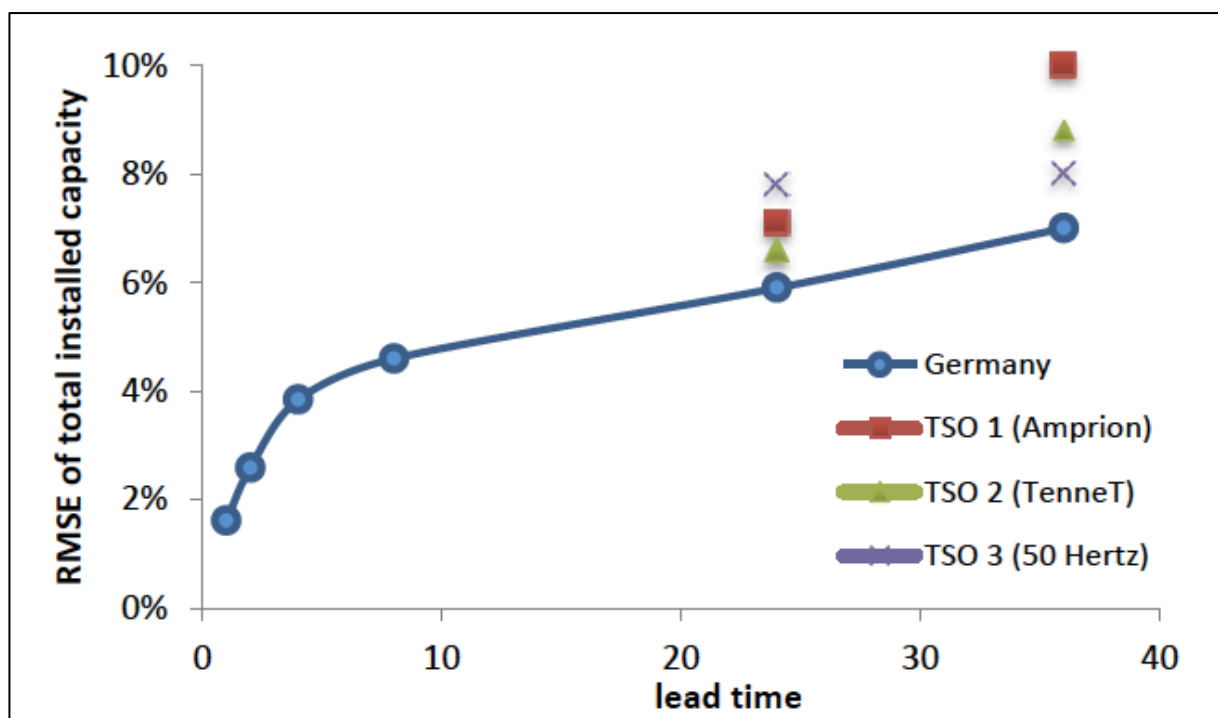
### 4.1 Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe

Gemäß § 37. Absatz 1 Ziffer 5 Ökostromgesetz 2012 ist die OeMAG als Ökostromabwicklungsstelle zur Erstellung von Prognosen über den zukünftig eingespeisten Ökostrom dessen Zuweisung über Fahrplänen an die Stromhändler verpflichtet. Der Gesetzgeber betont in diesem Zusammenhang jedoch ausdrücklich, dass „[...] auf einen möglichst geringen Anfall von Ausgleichsenergie zu achten ist [...]“. Im Weiteren führt das Ökostromgesetz 2012 in § 37 Absatz 4 aus:

*„Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie auszuschöpfen. Sie ist ermächtigt, alle zur Einhaltung der Fahrpläne erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere auch den Ein- und Verkauf von elektrischer Energie vorzunehmen.“*

Insofern wäre zu erwarten, dass die OeMAG zur Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtungen einen Prozess der kontinuierlichen Verbesserung ihrer Prognoseverfahren implementiert sowie zur Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe alle marktbasiereten Optimierungspotenziale ausschöpft. Tatsächlich erfolgt die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe jedoch noch immer ausschließlich Day Ahead, d. h. nach der Übermittlung der Fahrpläne an die Stromhändler bis 10:00 des Vortages werden mögliche Änderungen der Ökostromeinspeisung nicht mehr korrigiert. Damit werden kurzfristig prinzipiell verfügbare bzw. ableitbare Informationen zur Entwicklung der Einspeisungen aus Ökostromanlagen nicht für die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe genutzt und damit gerade nicht alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie ausgeschöpft.

Im Zusammenhang mit der Windkraft stellt die Nutzung von Kurzfristprognosen und die darauf aufbauende Intraday-Bewirtschaftung der Windportfolios eine wesentliche und im internationalen Umfeld seit Jahren erfolgreich umgesetzte Möglichkeit zur Minimierung der *Balancing*-Aufwendungen dar. Die Einspeiseprognosen für Windstrom werden i. Allg. mit abnehmendem zeitlichem Prognosehorizont besser, wobei sich eine signifikante Verbesserung im Bereich von 2 und 4 Stunden vor dem Prognosezeitpunkt einstellt. Abb. 18 zeigt hierzu exemplarisch eine Auswertung für Deutschland, in der die Prognosegüte über den Zeitverlauf anhand des mittleren quadratischen Prognosefehlers (root mean square error, RMSE) bezogen auf die installierte Windkraftleistung dargestellt ist.



**Abb. 18:** Prognosefehler der Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont für Gesamtdeutschland sowie die Netzgebiete dreier ÜNBs [29]

Bestätigt werden die Größenordnungen aus Abb. 18 dabei auch von den deutschen ÜNBs selbst; nachfolgend ist hierzu beispielhaft ein Auszug aus einer Präsentation der TenneT TSO GmbH dargestellt.

Wind	2009	2010	2011
Day-Ahead	4,86 %	3,93 %	3,69 %
Intraday	3,67 %	2,48 %	2,08 %

**Abb. 19:** Entwicklung der mittleren Abweichungen (nRMSE) der TenneT-Windstromprognose für Deutschland [30]

Entsprechend nutzen nicht nur durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, sondern praktisch alle Windstrom vermarktenden Akteure Kurzfristprognosen für eine untertägige Bewirtschaftung ihrer Windportfolien im Intraday-Markt. Die Bedeutung des Intraday-Handels für die EEG-Bilanzkreise der deutschen ÜNBs lässt sich u. a. an der Entwicklung ihrer Handelsvolumina im Vergleich zu den bezogenen bzw. gelieferten Ausgleichsenergiemengen erkennen. So wurden bspw. von den vier deutschen ÜNBs im Jahr 2012 etwa 45 % der Ausgleichsenergiemenge ihrer EEG-Bilanzkreise im Intraday-Markt (Summe An- und Verkauf 2,8 TWh) umgesetzt. Im Jahr 2013 lag die Summe der An- und Verkaufsmengen im Intraday-Markt bei 3,4 TWh und damit bereits bei 82 % der Ausgleichsenergiemengen<sup>21</sup>.

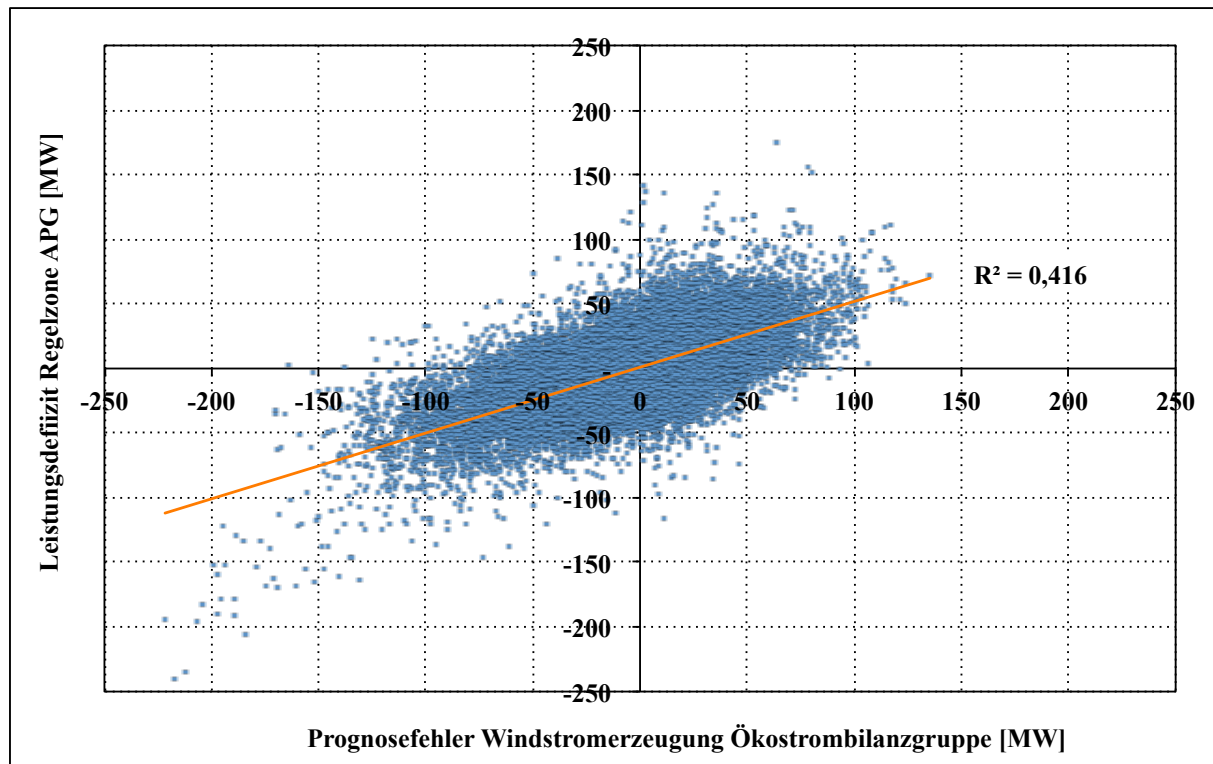
Durch die untertägigen Handelsaktivitäten können die Ausgleichsenergiemengen und -kosten deutlich reduziert werden – dies zeigt nicht zuletzt der in Abschnitt 3.1 durchgeführte Vergleich zwischen den spezifischen Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe und der EEG-Bilanzkreise. Allerdings können auch im Intraday-Handel Kosten aus den Spreads zwischen An- und Verkauf anfallen. So verbuchten die deutsche ÜNBs im Jahr 2013 knapp 75 Mio. € an Kosten für den untertägigen Ausgleich im Intraday-Markt<sup>22</sup>, wobei ein Vergleich mit den Kosten für Ausgleichsenergie nicht direkter möglich ist, da durch den Intraday-Handel insbesondere sehr hohe Bilanzkreisabweichungen mit hohen Ausgleichsenergiekosten vermieden werden konnten.

Für eine Übertragung der (positiven) internationalen Erfahrungen mit einer untertägigen Bewirtschaftung von Windstromportfolios auf Österreich muss jedoch berücksichtigt werden, dass auf Grund der relativ hohen räumlichen Konzentration der österreichischen Windkraftanlagen im Osten des Bundesgebiets der Windprognosefehler in Österreich tendenziell höher als in Ländern mit einer günstigeren geografischen Verteilung der Windkraftstandorte ist. Für die von der APG veröffentlichten Windprognose- und Wind-Ist-Daten liegt der RMSE bezogen auf die installierte Windkraftleistung im Jahr 2012 und 2013 jeweils bei rd. 9,0 %. Dies entspricht in etwa den Prognosefehlern auf Ebene der deutschen ÜNBs, wie sie in Abb. 18 dargestellt sind. Insofern sollte das Potenzial zur Reduzierung der windbedingten Ausgleichsenergiemengen durch einen untertägigen Ausgleich der Prognoseabweichungen in Österreich

<sup>21</sup> [www.netztransparenz.de/de/Strommengen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Strommengen.htm)

<sup>22</sup> [www.netztransparenz.de/de/file/2014-01-07\\_EEG-Konto\\_finanzieller-HoBA\\_2013\\_Dezember\\_gesamt.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-01-07_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2013_Dezember_gesamt.pdf) (Kosten von 80 Mio. € abzüglich unterstellter Opportunitätserlöse aus Differenz zwischen An- und Verkaufsmengen von 40 €/MWh)

zumindest ähnlich wie in Deutschland sein. Zusätzlich zur Reduzierung der windbedingten Ausgleichsenergiemengen (Mengeneffekt) sollte durch die Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe auch eine Reduzierung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise erreicht werden können (Preiseffekt), da das Leistungsungleichgewicht der APG-Regelzone heute maßgeblich von der Höhe des Windprognosefehlers beeinflusst wird (vgl. Abb. 20).



**Abb. 20:** Korrelation von Prognosefehler der OeMAG-Windstromerzeugung und Leistungsdefizit der APG-Regelzone im Jahr 2013 (Daten: APG<sup>23</sup>)

Voraussetzung zur Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe ist dabei die Verfügbarkeit laufend aktualisierter Kurzfristprognosen sowie die Echtzeit-Erfassung einer möglichst hohen Anzahl repräsentativer Windkraftstandorte für einen kontinuierlichen Abgleich zwischen Kurzfristprognose und tatsächlicher Windstromerzeugung. Kurzfristprognosen der Windstromerzeugung sind heute von einer Reihe kommerzieller Anbieter verfügbar und können mit vergleichsweise geringem Aufwand für Österreich implementiert werden.

Für die Ermittlung der Windstromerzeugung in Echtzeit werden in den Allgemeinen Bedingungen (AB-ÖKO) der Ökostromabwicklungsstelle<sup>24</sup> an sich bereits die Voraussetzungen zur

<sup>23</sup> [www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose](http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose), [www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie](http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie) und [www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/deltaregelzone) (Datenbasis 21. Mai 2014)

<sup>24</sup> B) Besondere Bestimmungen für die Rechtsbeziehung Ökostromabwicklungsstelle – Ökostrom-Erzeuger -> IV. Organisatorische Bestimmungen für die Ökobilanzgruppen -> 3. Bilanzgruppenspezifische Pflichten aller Ökostrom-Erzeugers -> Punkt (d)

Gestattung der Online-Messung und der Weiterleitung der Messdaten an die Ökostromabwicklungsstelle geschaffen. Dabei müssen grundsätzlich nicht alle Windkraftanlagen online erfasst werden, da für die Ermittlung der Windstromerzeugung in Echtzeit die entsprechenden Modelle am Markt verfügbar sind und seit Jahren bspw. für die Online-Hochrechnung der Windstromerzeugung im Rahmen des unverzüglichen horizontalen Belastungsausgleichs zwischen den deutschen ÜNBs eingesetzt werden. Zusätzlich liegt die Bereitstellung der Online-Daten auch im Interesse der Windkraftanlagenbetreiber selbst, so dass für eine ggf. notwendige direkte Datenanbindung der Windkraftanlagen an die OeMAG (bzw. deren Prognosedienstleister) eine entsprechende Lösung gefunden werden sollte.

Die operative Umsetzung der untertägigen Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe im Intraday-Markt muss dabei nicht notwendigerweise von der OeMAG selbst durchgeführt werden. Auf Grund des vergleichsweise hohen organisatorischen und personellen Aufwands für den Aufbau und die Durchführung eines eigenen 24/7-Intraday-Handels dürfte die Beauftragung eines Dienstleisters deutlich kostengünstiger sein. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass zum einen der Dienstleister über ein internationales Ausschreibungsverfahren gesucht werden sollte, damit praxiserprobte Windstromvermarkter am Ausschreibungsverfahren teilnehmen können. Zum anderen sind die Randbedingungen für den Intraday-Handel so zu definieren, dass ausschließlich Differenzen zwischen der Kurzfristprognose und den am Vortag ermittelten Fahrplanlieferungen an die Stromhändler ausgeglichen und keine spekulativen Handelsgeschäfte getätigt werden.

## **4.2 Anreizsystem für effiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe**

Wie einleitend zu Abschnitt 4 bereits ausgeführt, wäre die OeMAG an sich gesetzlich dazu verpflichtet, alle Möglichkeiten zur Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie auszuschöpfen. Auch stehen die Ausführungen im Ökostromgesetz 2012 einem untertägigen Ausgleich der Prognoseabweichungen grundsätzlich nicht entgegen. Insofern lässt sich nicht unmittelbar nachvollziehen, warum hierzu bisher keine pro-aktiven Anstrengungen von Seiten der OeMAG unternommen wurden. Offensichtlich fehlt bisher jedoch der öffentliche sowie regulatorische Druck auf die OeMAG, die zwar operativ für die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe zuständig, jedoch nicht für die Kostentragung verantwortlich ist. Dieses Paradoxon der Systematik der Marktintegration für Ökostrom nimmt auch im internationalen Vergleich eine Sonderstellung ein. Einerseits können die Kosten von den Ökostrom-Anlagenbetreibern nicht beeinflusst werden und andererseits besteht für die OeMAG kein unmittelbarer finanzieller oder regulatorischer Anreiz einer optimierten und damit kosteneffizienten Marktintegration.

Vor diesem Hintergrund sollte die Einführung eines Anreizsystems angedacht werden, mit dem die OeMAG bzw. ihre Eigentümer einen unmittelbaren finanziellen Vorteil aus der Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie ziehen können. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass ein solches Anreizsystem nur jene Effekte berücksichtigt, die von der



OeMAG selbst beeinflusst werden können, d. h. ein möglicher Effizienzbonus müsste um die vom Ausgleichsenergiemarkt induzierten Preiseffekte bereinigt werden.

Durch ein Anreizsystem sollte die OeMAG insbesondere auch dahingehend „motiviert“ werden, sich zukünftig stärker als Dienstleister für Ökostromanlagen zu definieren und damit u. a. eine kontinuierliche Verbesserung der Prognoseverfahren anzustreben. Die zeitliche Entwicklung der spezifischen Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe (Abb. 11) haben gezeigt, dass sich in diesem Bereich in den vergangenen Jahren offensichtlich wenig verbessert hat. Auch wäre ein Anreiz gegeben, dass neu errichtete Ökostromanlagen schnell und vor allem ohne große Lernkurveneffekte in den Prognosealgorithmus integriert werden. Zusätzlich könnte gewährleistet werden, dass auch die entsprechenden strukturierten Prozesse implementiert werden, um die im Vorhinein durch Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen geplanten Abschaltungen von Ökostromanlagen bei der Prognoseerstellung unmittelbar zu berücksichtigen. Derzeit ist nicht klar, wie solche geplante Nichtverfügbarkeiten bei der Erstellung der Erzeugungsprognosen durch die OeMAG berücksichtigt werden.

Neben der Option, über ein Anreizsystem die OeMAG an der monetären Verantwortung für die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe zu beteiligen, wäre eine zweite denkbare Möglichkeit zur Auflösung des beschriebenen Spannungsfelds „operative Verantwortung vs. Kostentragung“ das Aufbrechen der Monopolstellung der OeMAG. Neben dem Modell einer optionalen Direktvermarktung, bei dem die Prämie auf den Marktpreis sowohl die Differenz zum Einspeisetarif als auch die Aufwendungen für die Marktintegration abdeckt, könnte dies über eine an Effizienzkriterien geknüpfte wettbewerbliche Ausschreibung der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe erreicht werden. In beiden Fällen würden die operativ für das *Balancing* verantwortlichen Marktteilnehmer ein originäres Interesse an möglichst niedrigen Ausgleichsenergieaufwendungen haben, wodurch die Gesamtkosten der Marktintegration der Windkraft bzw. Ökostromanlagen minimiert werden können.

In wie weit solche weitreichenden Änderungen der Verantwortlichkeiten für die operative Umsetzung der Ökostrombewirtschaftung jedoch mit den neuen EU-Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen „kollidieren“ könnten, kann an dieser Stelle nicht abschließend beantwortet werden. Dies gilt grundsätzlich auch für die Einführung eines OeMAG-spezifischen Anreizsystems, wobei dies u. U. auch innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens umgesetzt werden kann.

Unabhängig davon sollte die OeMAG deutlich stärker in die Pflicht genommen werden und insbesondere darstellen, welche konkreten Maßnahmen sie zur Minimierung der Ausgleichsenergieaufwendungen bereits umgesetzt hat bzw. warum bestimmte Maßnahmen bisher (noch) nicht umgesetzt wurden. Dabei sollte auch die österreichischen Regulierungsbehörde E-Control eine klare Position einnehmen und die OeMAG auf ihrem Weg zu einer effizienteren Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe aktiv „unterstützen“. Die E-Control selbst sollte ihre in § 42 (4) Ökostromgesetz 2012 geregelte Verpflichtung zur jährlichen Erstellung eines Gutachtens zu den aliquoten Aufwendungen nutzen, um eine ausführliche und transpa-

rente Darstellung dieser Aufwendungen einzufordern und diese in ihren Gutachten entsprechend dokumentieren. Die Erklärungen zu den Steigerungen der Ausgleichsenergiekosten in den beiden bisher erstellten Gutachten sind hierzu noch nicht ausreichend [7], [9].<sup>25</sup>

### 4.3 Transparente Datenbereitstellung und Prozessabwicklung

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass für Marktteilnehmer, die keine Einflussmöglichkeit auf das Zustandekommen der von ihnen zu tragenden Kosten haben, ein hohes Maß an Transparenz eine wesentliche Voraussetzung für die Akzeptanz der für sie kostenbestimmenden Prozessschritte ist. Gerade im Zusammenhang mit der Nachvollziehbarkeit der Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft in der Ökostrombilanzgruppe besteht jedoch noch ein erhebliches Potenzial, die relevanten Daten und Prozessschritte transparent darzustellen. Dies betrifft insbesondere

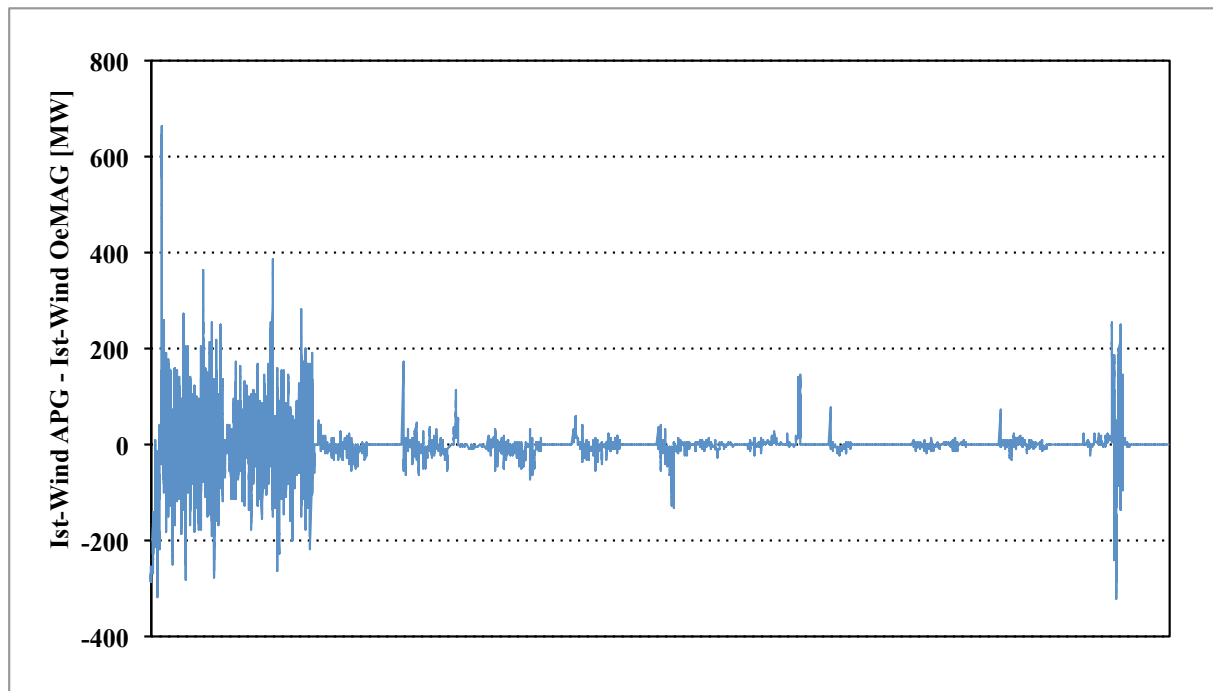
- den übergeordneten Prozess zur Erstellung der Einspeiseprognosen,
- die Veröffentlichung von Zeitreihen der Einspeiseprognosen, der Fahrplanlieferungen an die Stromhändler, der abrechnungsrelevanten Ist-Daten und der Ausgleichsenergiemengen sowie
- die Aufteilung der Ausgleichsenergieaufwendungen zwischen der Windkraft und den weiteren Ökostromanlagen.

Zwar werden auf der Homepage der APG die Windprognose sowie die tatsächlichen gemessenen Erzeugungswerte nach dem 1. Clearing veröffentlicht, jedoch ist unklar, welche meteorologischen Eingangsdaten (u. a. Anzahl und Name der Anbieter, zeitlicher Vorlauf für Eingang der Daten) berücksichtigt werden und wie diese in den nach Angabe der APG „speziellen Prognosemodellen“ verarbeitet werden. Für die weiteren Ökostromkategorien Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Biomasse und Sonstige werden derzeit keine Prognose- und Ist-Daten veröffentlicht. Auch ist unklar, welche Prognosemodelle für diese Ökostromeinspeisungen angewendet werden und wie deren Prognosequalität ist. Dies gilt insbesondere für die Einspeiseprognose aus Photovoltaik, die mengenmäßig zwar noch deutlich unter der Windstromerzeugung liegt, jedoch eine grundsätzlich ähnlich volatile Erzeugungseigenschaft wie die Windkraft zeigt.

Neben der Veröffentlichung der tatsächlichen gemessenen Erzeugungswerte der Windkraft durch die APG werden auch auf der Homepage der OeMAG die ¼ h-Werte der Winderzeugung veröffentlicht. In diesem Zusammenhang fällt auf, dass bisher zwischen diesen beiden Datensätzen z. T. sehr große Unterschiede in den Viertelstundenwerten bestanden haben (Abb. 21). Erst durch die Arbeiten im Rahmen dieser Studie wurden die von der APG veröffentlichten Daten der tatsächlichen gemessenen Erzeugungswerte korrigiert, so dass mittlerweile keine Abweichungen mehr in den veröffentlichten APG- und OeMAG-Werten bestehen.

---

<sup>25</sup> Das Gutachten aus dem Jahr 2014 beschränkt sich im Vergleich zum Gutachten aus dem Jahr 2013 im Wesentlichen auf eine Aktualisierung der Zahlenbasis. Die Textpassagen wurden hierfür weitgehend 1:1 übernommen – z. T. wurde 2012 nicht durch 2013 ersetzt.



**Abb. 21:** Differenz der von APG und OeMAG bis Mitte Mai 2014 veröffentlichten Ist-Werte der Windeinspeisung je Viertelstunde für das Jahr 2012 (Daten: APG, OeMAG<sup>26</sup>)

Während die Zeitreihen der Windprognose sowie der tatsächlichen gemessenen Erzeugungswerte verfügbar sind, besteht bei der Veröffentlichung der Ausgleichsenergemengen und -kosten noch ein Nachholbedarf. Diese werden derzeit auf der Homepage der OeMAG je Quartal über alle Ökostromanlagen saldiert veröffentlicht. Zusätzlich sind in den von der E-Control jährlich zu erstellenden Gutachten zur Bestimmung der aliquoten Aufwendungen die über ein Gesamtjahr summierten Prognoseabweichungen getrennt für Windkraft und restliche Ökostromanlagen zu finden. Wesentlich wäre jedoch eine Veröffentlichung der Viertelstundenzeitreihen des Ausgleichsenergiebedarfs der Ökostrombilanzgruppe, um über eine Verknüpfung mit den energieträgerspezifischen Prognosefehlern sowie den Ausgleichsenergiepreisen die Gesamtkosten für Ausgleichsenergie nachvollziehen und Optimierungspotenziale identifizieren zu können.

Die allgemeine Verfügbarkeit der genannten Zeitreihen würde auch die bereits mehrfach angesprochenen Gutachten der E-Control zu den aliquoten Aufwendungen unterstützen, da mit einer deutlich breiteren Datenbasis eine wichtige Voraussetzung für die Erstellung nachvollziehbarer quantitativer Analysen gegeben wäre. Diese Analysen und weitere den Ausgleichsenergiebedarf der Ökostrombilanzgruppe betreffende Aspekte könnten ihrerseits wieder in einem breit angelegten Forum „Ausgleichsenergie Ökostrom“ mit allen betroffenen Marktteilnehmer diskutiert werden, um gemeinsam Optimierungspotenziale für die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe zu identifizieren.

<sup>26</sup> [www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie](http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie), [www.oem-ag.at/de/oekostromneu/winderzeugung/](http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/winderzeugung/) (Datenbasis 2. Mai 2014)

#### 4.4 Weiterentwicklung des österreichischen Regenergiemarkts

Im Gegensatz zu dem bereits im Jahr 1999 begonnenen Liberalisierungsprozess des österreichischen Strommarktes erfolgt die vollständige marktbasierete Beschaffung von Regenergie in Österreich erst seit dem Jahr 2012. Allerdings hat gerade die letzte Stufe der Marktöffnung, die Ausschreibung der Sekundärregelung, zu einem deutlichen Sprung der Gesamtkosten der Regenergiebeschaffung geführt (Abb. 22).

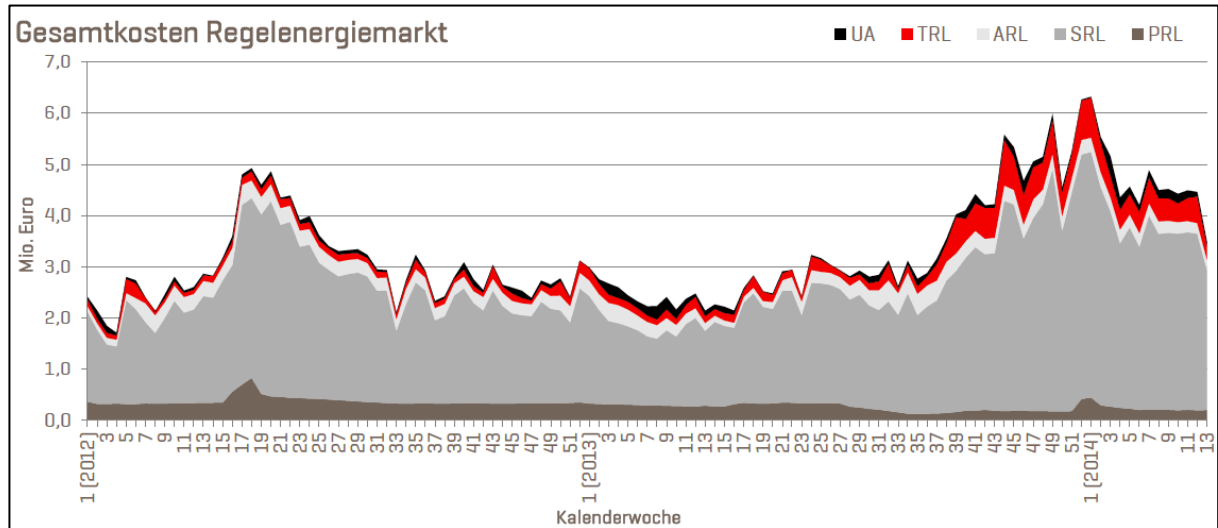


Abb. 22: Kostenentwicklung im österreichischen Regenergiemarkt [25]

Die Kosten der Sekundärregelung und -energie von heute fast 75 % der Gesamtkosten im österreichischen Regenergiemarkt waren letztendlich auch der Grund dafür, dass heute auf breiter politischer und energiewirtschaftlicher Ebene über Maßnahmen zur Kostendämpfung diskutiert wird. Branchenintern steht die Weiterentwicklung des österreichischen Regenergiemarkts nicht zuletzt auf Grund der Anforderungen der EU an eine Harmonisierung und grenzüberschreitende Öffnung der nationalen Regenergiemärkte jedoch schon länger in Diskussion. Insofern lässt sich die notwendige Weiterentwicklung des österreichischen Regenergiemarkts auch unabhängig von der Problematik der hohen Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft sehen, wengleich die Windkraft von sinkenden Kosten im Regenergiemarkt am Meisten profitieren würde. Die im Zusammenhang mit einer Weiterentwicklung des österreichischen Regenergiemarkts diskutierten Punkte bzw. die bereits getroffenen Maßnahmen werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

- **Vereinfachung und Harmonisierung Präqualifikationsbedingungen:** Erzeugungsanlagen von Regenergieanbietern müssen ihre technische Fähigkeit zur Erbringung von Regenergie im Rahmen einer sog. Präqualifikation bestätigen. Im Zuge der Umsetzung des im gesamten europäischen Verbundsystems anzuwendenden *Network Code on Electricity Balancing (NC EB)*<sup>27</sup> werden auch in Österreich die Präqualifikationsbedingungen so gestaltet, dass zum einen steuerbare Verbraucher und volatile erneuerbare Energien (insbes.

<sup>27</sup> vgl. <http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing/>

Wind und Solar) Regelenergie anbieten können. Zum anderen werden die europaweit standardisierten und harmonisierten Randbedingungen die grenzüberschreitende Beschaffung von Regelenergie zukünftig deutlich einfacher und effizienter ermöglichen, so dass die Anzahl potenzieller Regelenergieanbieter in Österreich erhöht und damit der Wettbewerb gestärkt wird.

- **Regelzonenübergreifender Austausch von Regelenergie (Netting):** Neben dem grenzüberschreitenden Einkauf von Regelenergie kann durch einen regelzonenübergreifenden Austausch von Regelenergie das gegenläufige Abrufen von Regelenergie in den einzelnen Regelzonen vermieden werden. Die Erfahrungen des deutschen Netzregelverbands (NRV) haben dabei gezeigt, dass mit diesem sog. Netting durch die Saldierung der Ungleichgewichte aller teilnehmenden Regelzonen eine deutliche Reduzierung des Regelenergieabrufs erreicht werden kann. Entsprechend wurde der ursprünglich nur zwischen den vier deutschen ÜNBs implementierte NRV mittlerweile für die Sekundärregelung auf sechs Nachbarländer Deutschlands zur *International Grid Control Cooperation (IGCC)* erweitert. Seit dem 24. April 2014 ist auch die APG mit der österreichischen Regelzone Teil des internationalen NRV, wobei Einsparungen von insgesamt ca. 10 Mio. €/a je Teilnehmer erwartet werden.<sup>28, 29</sup> Zusätzlich erfolgt bereits seit Mai 2013 eine sog. *Imbalance Netting Cooperation (INC)* für Sekundärregelung mit der slowenischen Regelzone sowie für Primärregelung ein *Imbalancing Netting* mit der Schweiz. Die ersten Erfahrungen aus dem IGCC und INC zeigen dabei, dass vor allem der Abruf negativer Sekundärregelleistung bei (teuren) österreichischen Anbietern z. T. deutlich verringert werden kann (Abb. 23).

Neben den bereits realisierten Kooperationen der APG mit den ÜNBs der Nachbarländer sind weitere grenzüberschreitende Projekte mit Deutschland (Tertiärregelung) sowie der Slowakei und Italien in Vorbereitung.<sup>30</sup>

- **Teilnahme von Windkraftanlagen am Regelenergiemarkt:** Ohne eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulierungsrelevanten Randbedingungen besteht für Windkraftanlagen bzw. generell für tarifgeförderte Ökostromanlagen derzeit keine Möglichkeit, ihre Flexibilitätspotenziale dem Regelenergiemarkt zur Verfügung zu stellen.

Jedoch kann vor allem die Bereitstellung negativer Regelleistung in Stunden mit geringer Residuallast (Off-Peak-Zeiten an Sonn- und Feiertagen sowie in den Nachtstunden) zu einer deutlichen Erhöhung des Angebots am Regelleistungsmarkt und folglich zu einer spürbaren Kostensenkung führen.<sup>31</sup> Heute müssen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke so-

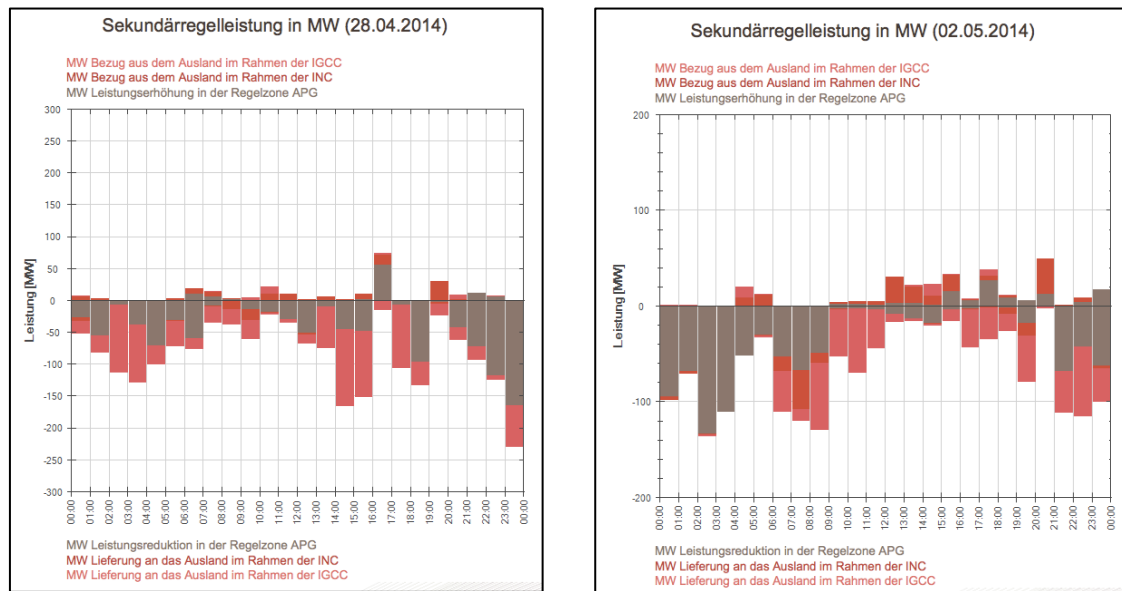
<sup>28</sup> [www.apg.at/de/news/aktuelles/2014/04/18/Optimierung%20SRL](http://www.apg.at/de/news/aktuelles/2014/04/18/Optimierung%20SRL)

<sup>29</sup> [www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&CSRFToken=5231d590-d7cd-48e1-948e-6a926631606a&index=3c5MOM1bN6Q%3D](http://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&CSRFToken=5231d590-d7cd-48e1-948e-6a926631606a&index=3c5MOM1bN6Q%3D)

<sup>30</sup> vgl. hierzu auch die regelmäßigen Informationen im Marktforum Regelenergie der APG (<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>)

<sup>31</sup> Die Abrufpreise für negative Sekundärregelung lagen bspw. in den ersten 13 Kalenderwochen 2014 zwischen -120,81 (Peak) und -130,12 €/MWh (Off-Peak) und damit deutlich über den Einspeisevergütungen des Ökostromgesetzes für Windkraftanlagen.

wie konventionelle Kraftwerke, die in Stunden mit niedrigen Strompreisen negative Regelleistung anbieten, ihre Opportunitätskosten im Strommarkt durch entsprechend hohe Preise am Regelleistungsmarkt kompensieren. Da gerade die Stunden mit niedrigen Strompreisen häufig mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien zusammenfallen, stünde aber ein entsprechend hohes Potenzial an negativen Regelleistungskapazitäten im Windkraftanlagenpool zur Verfügung.



**Abb. 23:** Bezug und Lieferung von Sekundärregelleistung aus dem Ausland sowie durch Anbieter aus der APG-Regelzone am 28. April und 2. Mai 2014 (Quelle: APG<sup>32</sup>)

Berücksichtigt man zusätzlich, dass die Abrufwahrscheinlichkeit für einen Teil der vorgehaltenen Regelleistung relativ gering ist, kann beispielsweise bei einer mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken kombinierten Vorhaltung von negativer Regelleistung die „verlorene“ Stromerzeugung für Windkraftanlagen minimiert werden. Entsprechend zeigen auch die Ergebnisse der deutschen *dena Netzstudie II*, dass eine optimierte Bereitstellung von negativer Regelleistung im Jahr 2020 überwiegend durch Windkraftanlagen geleistet werden kann, da die Vorhaltung im Gegensatz zu Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie konventionellen Kraftwerken keine zusätzlichen Kosten verursacht [31]. Ein wesentlicher Punkt, der vor einer möglichen Teilnahme von Windkraftanlagen am Regelenergiemarkt jedoch geklärt werden muss, ist die Festlegung eines geeigneten „Nachweisverfahren“ zur Ermittlung der system- und abrechnungsrelevanten Regelenergiemengen (d. h. Differenz zwischen einer theoretischen Baseline und der realen Einspeisung). Grundsätzlich bestehen hierfür bereits praxiserprobte Lösungsansätze, die es in Dänemark und Großbritannien Windkraftanlagen ermöglichen am Regelenergiemarkt teilzunehmen [32].

Entsprechend sollten die rechtlichen und regulatorischen Randbedingungen in Österreich so angepasst werden, dass die Bereitstellung von Regelleistung auch aus tarifgeförderten

<sup>32</sup> [www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung)

Ökostromanlagen möglich ist. Wesentlich ist hierbei jedoch, dass es zu keiner Überförderung der Ökostromanlagen kommt. Da die Einspeisetarife den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen an sich ausreichend garantieren, könnten Zusatzerlöse aus dem Regelenergiemarkt beispielsweise zur Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe verwendet werden.

In wie weit die bereits getroffenen sowie geplanten Maßnahmen zur Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts zur erhofften Reduzierung des Kostenniveaus und damit auch zu einer spürbaren Entlastung der Aufwendungen von Windkraftanlagen für Ausgleichsenergie führen wird, bleibt jedoch abzuwarten. Da die arrivierten österreichischen Anbieter von Regelleistung verständlicherweise nur ein begrenztes Interesse an einer schnellen und nachhaltigen Kostensenkung zeigen dürften, besteht vor allem über den Markteintritt zusätzlicher Anbieter von Regelenergie sowie den Ausbau grenzüberschreitender Kooperationen das vielversprechendste Potenzial für Kostensenkungen. Können die Preise jedoch nicht auf ein mit bspw. Deutschland oder der Schweiz vergleichbares Niveau gesenkt werden, sollte auch über eine grundsätzliche Anpassung der Vergütungssystematik im österreichischen Regelenergiemarkt nachgedacht werden. Dies gilt vor allem auch vor dem Hintergrund eines scheinbaren Paradoxons, dass gerade in einem von schnell regelbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dominierten Erzeugungssystem die vergleichsweise höchsten Preise für Regelleistung und -energie zu bezahlen sind.

#### **4.5 Änderung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie**

Durch das in Österreich angewendete Verfahren zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise trägt die Ökostrombilanzgruppe heute mehr oder weniger die gesamten über den Clearingpreis 1 anteilig verrechneten Kosten der Ausgleichsenergie (vgl. Abschnitt 3.2). Auch wenn durch die noch bestehenden Optimierungspotenziale bei der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe der Bedarf an Ausgleichsenergie derzeit nachvollziehbar hoch ist, lassen sich keine energiewirtschaftlich begründbaren Argumente für diese systematische Benachteiligung der Ökostrombilanzgruppe ableiten. Vielmehr scheint das auch als „Trichterfunktion“ bezeichnete Verfahren zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise nicht geeignet zu sein, dass eine verursachergerechte Tragung der Ausgleichsenergiekosten über alle Bilanzgruppen erreicht werden kann. Entsprechend sollte die Berechnungssystematik unter Beiziehung aller betroffenen Marktakteure dahingehend evaluiert und bewertet werden, in wie weit damit eine verursachergerechte Kostentragung für Ausgleichsenergie tatsächlich gegeben ist (bzw. nicht gegeben ist) und aufbauend auf den Ergebnissen dieser Analysen eine kurzfristige Änderung des Verfahrens zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise umgesetzt werden.

## 5 Empfehlungen

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen* zeigen, dass diesbezüglich ein nicht unerhebliches Kostensenkungspotenzial in Österreich besteht. Im Benchmark ausgewählter europäischer Ländern lässt sich das relative Einsparpotenzial für Österreichs Windkraftanlagenbetreiber mit etwa 75 % abschätzen, d. h. die spezifischen Ausgleichsenergiekosten je MWh-Windstrom könnten von heute rd. 11,4 €/MWh auf bis zu 3,0 €/MWh gesenkt werden.

Allerdings bedarf es zur Umsetzung der identifizierten Einsparpotenziale erheblicher Anstrengungen, um einerseits die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe zu optimieren und andererseits ein mit den Nachbarländern Schweiz und Deutschland vergleichbares Kostenniveau im österreichischen Regelenergiemarkt zu erreichen.

Neben einer umfassenden Analyse und Bewertung hat die vorliegende Studie auf Grundlage internationaler Best Practice-Erfahrungen exemplarische Lösungsansätze skizziert, die zu einer nachhaltigen Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraft führen können.

Die Ergebnisse der Studie sollen nicht nur Input für den in Ansätzen bereits laufenden Diskussionsprozess zur Thematik liefern, sondern vor allem den notwendigen Umsetzungsprozess anstoßen bzw. unterstützen. Dabei wird empfohlen, insbesondere auch die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

- Die Politik sollte dahingehend sensibilisiert werden, dass die unverhältnismäßig hohen Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen deren wirtschaftliche Substanz nach Ablauf der Ökostromförderung gefährden. Durch das damit einhergehende Risiko einer Außerbetriebnahme von unwirtschaftlichen Windkraftanlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer kann dies auch nachteilige Effekte auf die Erreichung der ehrgeizigen Ausbauzeile für Windkraft bzw. erneuerbarer Energien in Österreich haben.
- In Analogie zum Marktforum Regelenergie der APG sollte eine Gesprächsplattform unter Einbeziehung aller betroffenen Stakeholder geschaffen werden, um Maßnahmen zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe zu diskutieren und deren Umsetzung zu begleiten. Ein solches Marktforum Ausgleichsenergie Ökostrombilanzgruppe könnte bspw. von der E-Control koordiniert werden.
- Die Umsetzung geeigneter Maßnahmen sollte zeitnah in Angriff genommen werden, so dass bereits Anfang 2015 erste messbare Erfolge bei der Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft festgestellt werden können. Zur Beschleunigung des Gesamtprozesses sollte insbesondere bei der Weiterentwicklung der Prognosesystematik sowie der Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe auch die Anwendung im Ausland bereits bewährter Praxis geprüft werden.



- Durch die Einführung eines Bonus-/Malus-Systems könnte für die OeMAG ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen werden, die Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe nachhaltig zu reduzieren. Die heute bestehende Systematik nimmt insofern eine auch im internationalen Vergleich betrachtete Sonderstellung ein, als dass die OeMAG zwar die operative Verantwortung für die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe trägt, jedoch die Kosten ausschließlich von den Ökostrom-Anlagenbetreibern zu tragen sind.
- Bei der Weiterentwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts sollten die spezifischen Anforderungen der Ökostromanlagen im Allgemeinen bzw. der Windkraft im Speziellen berücksichtigt werden. Neben einer Änderung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie sollten insbesondere auch die regulatorischen und systemtechnischen Voraussetzungen für eine Bereitstellung von (negativer) Regelenergie aus tarifgeförderten Ökostromanlagen geschaffen werden.

## 6 Literatur

- [1] **European Commission (2008):** EU Klima- und Energiepaket vom 17. Dezember 2008.
- [2] **Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010):** Energiestrategie Österreich – Maßnahmenvorschläge.
- [3] **Ökostromgesetz 2012:** Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012) vom 29. Juli 2011.
- [4] **IG Windkraft (2014):** Windkraft in Österreich. Die Energie des 21. Jahrhunderts; <http://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2014.01.15/1389792996510996.pdf> (abgerufen am 18. April 2014).
- [5] **Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012:** Verordnung, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) geändert wird vom 23. Dezember 2013.
- [6] **SNE-VO 2012 idF Novelle 2014:** Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014).
- [7] **E-Control (2014):** Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2014 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2013, Wien.
- [8] **OeMAG (2014):** Daten zur Ausgleichsenergie (<http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/>; abgerufen am 18. April 2014).
- [9] **E-Control (2013):** Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2013 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2012, Wien.
- [10] **Aliquotierungsverordnung 2009:** Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die aliquoten administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie die aliquoten Aufwendungen für die Ausgleichsenergie der Ökostromabwicklungsstelle für das Jahr 2009 bestimmt werden.
- [11] **Aliquotierungsverordnung 2011:** Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die aliquoten administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie die aliquoten Aufwendungen für die Ausgleichsenergie der Ökostromabwicklungsstelle für das Jahr 2011 bestimmt werden.
- [12] **Aliquotierungsverordnung 2012:** Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die aliquoten administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie die aliquoten Aufwendungen für die Ausgleichsenergie der Ökostromabwicklungsstelle für das Jahr 2012 bestimmt werden.
- [13] **OeMAG (2014):** Grafik Entwicklung der aliquoten Aufwendungen ([http://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/statistik/aliquoteaufw/entwicklung-aliquoteaufwendungen.jpg](http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/aliquoteaufw/entwicklung-aliquoteaufwendungen.jpg); abgerufen am 18. April 2014).
- [14] **Brueckl, O.; Neubarth, J. Wagner, U. (2006):** Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (Jg. 56).
- [15] **IEA Wind task 25 (2009):** Design and operation of power systems with large amounts of wind power. International Energy Agency, Paris.
- [16] **OECD-NEA (2012):** Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems. OECD Nuclear Energy Agency, Issy-les-Moulineaux.
- [17] **Wiser, R.; Bolinger, M. (2013):** 2012 Wind Technologies Market Report. Lawrence Berkeley National Laboratory on behalf of U.S. Department of Energy, Oak Ridge, TN.
- [18] **Managementprämienverordnung (2012):** Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie – Managementprämienverordnung (MaPrV) vom 2. November 2012.

- [19] **in.power (2014):** Umsetzung in der Praxis – Rolle Stromhändler/Anlagenbetreiber. VBEW-Seminar „Direktvermarktung nach EEG 2012 am 24. Februar 2014, München.
- [20] **Promotion of Renewable Energy Act (2008):** Act no. 1392 of 27 December 2008 on the Promotion of Renewable Energy in Denmark.
- [21] **Holtttinen, H. et al (2013):** Summary of experiences and studies for Wind Integration – IEA Wind Task 25. In Proceedings of WIW2013 workshop London, 22-24 Oct, 2013.
- [22] **OeMAG (2014):** Daten zur Einspeisemengen und Vergütungen ([www.oemag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/](http://www.oemag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/); abgerufen am 18. April 2014).
- [23] **Graf, M. (2013):** Fokus Ausgleichs- und Regelenergie - Motivation und rechtliche Rahmenbedingungen. Beitrag der Energie-Control Austria zum Marktforum Regelenergie Wien, 04.07.2013.
- [24] **APG (2013):** Regelenergiemarkt Österreich. Beitrag der Austrian Power Grid AG zum Marktforum Regelenergie Wien, 26.09.2013.
- [25] **APG (2014):** Preisentwicklung Regelenergiemarkt von KW 1 2012 bis KW 13 2014.
- [26] **Swissgrid (2013):** Geschäftsbericht 2012.
- [27] **BNetzA (2013):** Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2013 (Stand: Dezember 2013).
- [28] Clearinggebühr-Verordnung 2012: Verordnung des Vorstandes der E-Control, mit der die Clearinggebühr für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators festgesetzt wird.
- [29] **Borggreffe, F.; Neuhoff, K. (2011):** Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration. Climate Policy Initiative, Berlin.
- [30] **Christmann, W. (2012):** Entwicklung des Regelenergiemarktes im Umfeld der Energiewende aus Sicht des Netzbetreibers. Beitrag der TenneT TSO GmbH zur 2. Jahreskonferenz Zukunftsperspektiven für den Regelenergiemarkt Strom.
- [31] **Deutsche Energie-Agentur (2010):** Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025 (dena Netzstudie II). Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.
- [32] **Brauns, S. et al (2014):** Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht IWES Fraunhofer, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.