

# Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanz- gruppe für Windkraftanlagen

Bewertung Status Quo, internationaler Vergleich und Lö-  
sungsansätze zur Reduzierung der Kosten

**Überarbeitung und Aktualisierung 2015**

Studie im Auftrag der

**Interessengemeinschaft Windkraft Österreich**

**Mai 2015**

**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>5</b>
<b>2 <i>Balancing</i>-Kosten für Windkraft im internationalen Vergleich</b> .....	<b>7</b>
2.1 Ausgleichsenergiekosten der OeMAG-Ökostrombilanzgruppe.....	9
2.2 Wissenschaftliche Studien und Veröffentlichungen .....	13
2.3 EEG-Bilanzkreise der deutschen Übertragungsnetzbetreiber .....	16
2.4 Vermarktungsprämien und Best Practice Direktvermarktung .....	19
2.5 Zusammenfassende Gegenüberstellung .....	24
<b>3 Bewertung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich</b> .....	<b>26</b>
3.1 Ausgleichsenergiebedarf (Mengeneffekt) .....	26
3.2 Ausgleichsenergiepreise (Preiseffekt).....	29
<b>4 Lösungsansätze zur Reduzierung der windkraftbedingten Ausgleichsenergieaufwendungen</b> .....	<b>42</b>
4.1 Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe .....	42
4.2 Anreizsystem für effiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe.....	46
4.3 Transparente Datenbereitstellung und Prozessabwicklung .....	48
4.4 Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts .....	49
4.5 Änderung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie.....	53
<b>5 Empfehlungen</b> .....	<b>55</b>
<b>6 Literatur</b> .....	<b>57</b>



## Zusammenfassung

Parallel mit der Einführung einer marktbasierter Beschaffung von Sekundärregelleistung 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 fast das 4-fache.

Besonders die Windenergie ist von dieser Entwicklung betroffen, da diese derzeit einen Großteil der gesamtösterreichischen Kosten für Ausgleichsenergie innerhalb der Ökostrombilanzgruppe verursacht. Unter Berücksichtigung von Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelt können die von Windkraftanlagenbetreiber nicht beeinflussbaren Belastungen damit in Summe bereits bei annähernd 25% der Einspeisetarife bzw. 70% 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.

Die 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 Kosten zu identifizieren und umzusetzen. Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult GmbH von der Interessengemeinschaft Windkraft Österreich im Jahr 2014 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 sollte. Mit der nun vorliegenden Überarbeitung wird die Zahlenbasis der Studie aktualisiert und neue Entwicklungen im nationalen und internationalen Umfeld mit Bezug auf die Thematik Ausgleichsenergiekosten der Windkraft berücksichtigt. Die wesentlichen Ergebnisse der überarbeiteten Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 1. 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. Auch in Österreich wird die Marktintegration von Windstrom von Direktvermarktern deutlich kostengünstiger als von der OeMAG umgesetzt, die günstigsten Angebotspreise liegen in einem Bereich zwischen 3,5 und 5 €/MWh. Die Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windenergie liegen im Mittel um den Faktor 3 bis 10 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 mit etwa 75 % abschätzen, d. h. die spezifischen Ausgleichsenergiekosten je MWh-Windstrom könnten von heute rd. 16 €/MWh auf 3 bis 5 €/MWh gesenkt werden (siehe Abschnitt 2.5).

- 2. Hohe Ausgleichsenergiemengen und -preise als Ursachen für Kostenbelastung:** Für die im internationalen Vergleich überdurchschnittlich hohen Kosten der Marktintegration von Windstrom gibt es zwei Gründe: Erstens die durch eine ineffiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe hohen windbedingten Ausgleichsenergiemengen (Mengeneffekt; siehe Abschnitt 3.1) und zweitens das ausgesprochen hohe Kostenniveau im österreichischen Regelenenergiemarkt (Preiseffekt; siehe Abschnitt 3.2). Entsprechend sollten zur Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen für beide Aspekte Lösungsansätze entwickelt und möglichst zeitnah umgesetzt werden.
- 3. Windkraft wächst deutlich schneller als Regelenenergiebedarf:** Während sich die installierte Windkraftleistung zwischen 2010 und 2014 mehr als verdoppelt hat, sind die jährlichen kumulierten Abweichungen der APG Regelzone (sog. Delta Regelzone) nur um etwa 25% gestiegen. Es besteht also kein linearer Zusammenhang zwischen Zubau der Windenergie und Zunahme der Ausgleichsenergiemengen. Der Einsatz von Regelenenergie in Österreich ist auf Grund der internationalen Kooperationen (Imbalance Netting) in den vergangenen 4 Jahren sogar leicht zurückgegangen. Trotzdem lagen die von der Ökostrombilanzgruppe zu tragenden Ausgleichsenergiekosten im Jahr 2014 um mehr als 540% über den Kosten aus dem Jahr 2010 (siehe Abschnitt 3.2).
- 4. Anreizsystem für effiziente Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe:** Die auch im internationalen Vergleich eine Sonderstellung einnehmende österreichische Systematik der Marktintegration für Windstrom trennt die operative (OeMAG) von der monetären Verantwortung (Windanlagenbetreiber nach Ablauf Förderung bzw. Reduzierung Förderkontingent) für das Bilanzgruppenmanagement. 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 (siehe Abschnitt 4.2).
- 5. Einführung Intraday-Bewirtschaftung Ökostrombilanzgruppe:** Die Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die OeMAG erfolgt noch immer 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. Die Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die APG als Dienstleister der OeMAG wurde zwar im 2015 begonnen, jedoch gibt es bezüglich der konkreten operativen Umsetzung bisher keine belastbaren Informationen. Auch gibt es zur effizienten Umsetzung der Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe keine entsprechenden Anreiz- bzw. Transparenzmechanismen, die eine notwendige deutliche Effizienzsteigerung der Bewirtschaftung unterstützen. Insofern lassen sich die möglichen Einspareffekte in der Ökostrombilanzgruppe derzeit noch nicht quantifizieren (siehe Abschnitt 4.1).

- 6. 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 Ausgleichsenergie-mengen. 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 (siehe Abschnitt 4.3).
- 7. Weiterentwicklung des österreichischen Regelenenergiemarkts:** Bei stark steigender Tendenz werden der Windkraft innerhalb der Ökostrombilanzgruppe bereits rd. 1/3 der gesamtösterreichischen Kosten aus dem Regelenenergiemarkt verrechnet. Aus Sicht der Windbranche müssen daher die bereits laufenden Aktivitäten zur Weiterentwicklung des österreichischen Regelenenergiemarkts intensiviert und konsequent weiter verfolgt werden. Vor allem der weitere Ausbau grenzüberschreitender Kooperationen sowie der Markteintritt zusätzlicher Anbieter von Regelenenergie 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 (siehe Abschnitt 4.4).
- 8. Änderung des Verfahrens zur Berechnung der Clearingpreise:** Durch das in Österreich angewendete Verfahren zur Berechnung der Clearing- und damit Ausgleichsenergiepreise lagen die Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe im Jahr 2014 mit rd. 70 Mio. € erstmalig deutlich über den gesamten an die Bilanzgruppen verrechneten Ausgleichsenergiekosten von knapp 60 Mio. €. Eine Evaluierung und Anpassung des 2005 eingeführten Preismodells an die sich verändernden Randbedingungen im österreichischen Strommarkt ist daher dringend geboten (siehe Abschnitt 4.5).

Während im internationalen Umfeld die effiziente Marktintegration der Windkraft weiter an Bedeutung gewonnen hat, konnten in Österreich im Jahr 2014 keinen nennenswerten Fortschritte bei der Weiterentwicklung des regulatorischen und operativen Rahmens für eine effiziente und damit kostengünstige Marktintegration der Windkraft erzielt werden. Auch ist derzeit noch kein wirklicher strategischer Zugang bei den maßgeblichen Stakeholdern, wie bspw. E-Control oder APG, erkennbar, der die spezifischen Erzeugungseigenschaften der Windkraft hinreichend berücksichtigt. Dies ist umso erstaunlicher, als dass die Thematik nicht nur im internationalen Umfeld seit Jahren einen sehr hohen Stellenwert besitzt, sondern die Bedeutung der Windkraft für das österreichische Stromversorgungssystem in den kommenden Jahren deutlich zunehmen wird.

Die unverhältnismäßig hohen Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich führen langfristig nicht nur zu einem Nachteil der österreichischen Ausbauprojekte im europäischen Wettbewerb, sondern gefährden letztendlich vor allem die wirtschaftliche

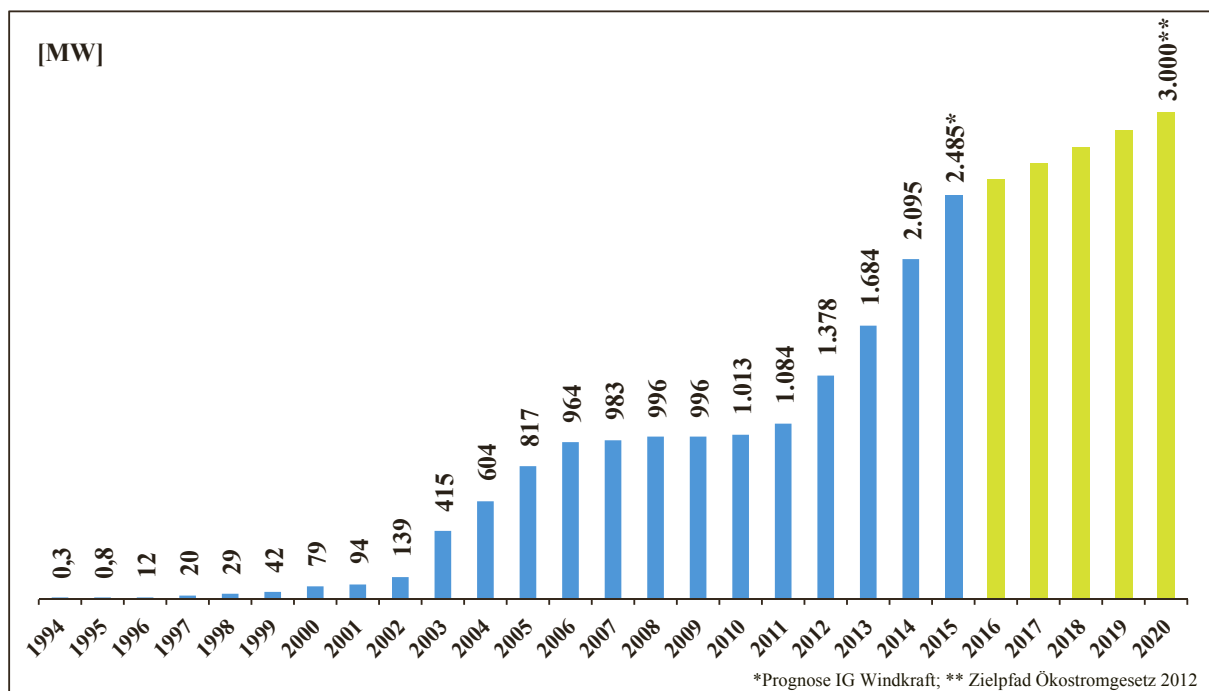
Substanz der bestehenden Anlagen nach Ablauf der Ökostromförderung. Durch das damit einhergehende Risiko einer Außerbetriebnahme von unwirtschaftlichen Windkraftanlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer kann dies auch nachteilige Effekte auf die Erreichung der ehrgeizigen Ausbauzeile für Windkraft 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 in den vergangenen Jahren wieder eine deutliche Zunahme der Neuanlagen von Windkraftanlagen 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 2015 Verträge mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen haben bzw. noch abschließen, sind dabei beginnend mit dem Jahr der Inbetriebnahme für 13 Jahre mit 9,27 ct/kWh (92,7 €/MWh) festgelegt [5]. Anschließend erhalten Windkraftanlagen, die in der Ökostrombilanzgruppe verbleiben den „Markt-

preis“ (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-, Betriebs- und Vermarktungskosten 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 sowie das Entgelt für Primärregelleistung zu entrichten haben. Zudem werden für Ökostromanlagen innerhalb der Tarifförderung unabhängig von der Anlagengröße die Kosten der Aufwendungen für Landestech-nologiefördermittel, die finanziellen und administrativen Aufwendungen der Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) sowie die Kosten der Ausgleichsenergie an die von der OeMAG bewirt-schafteten Ökostrombilanzgruppe verrechnet. In Abhängigkeit von der Netzebene der Einspei-sung und vom Bundesland liegen damit diese direkten und indirekten Belastungen für Windkraft-anlagen und Windparks über 5 MW Engpassleistung derzeit bei etwa 22 €/MWh [6], [7].

**Vor allem die Aufwendungen für Ausgleichsenergie sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen – seit 2011 um fast das 4-fache auf über 16 €/MWh im Jahr 2014, so dass in Summe die o. a. direkten und indirekten Belastungen für die Windkraft bereits bei annähernd 25% der Einspeisetarife bzw. 70% der aktuellen Marktpreise liegen können.** Aus Sicht der Windenergiebranche ist dies insofern kritisch zu bewerten, als diese Kosten weder von den Anlagenbetreibern beeinflussbar noch planbar sind und damit die Akzeptanz der Windkraft in der Öffentlichkeit sowie deren Finanzierung negativ beeinflussen kann.

Da nicht nur die sprunghafte Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten der Windkraft in der Ökostrombilanzgruppe sondern auch der Vergleich mit anderen Ländern zeigt, dass hier in Öster-reich ein dringender Handlungsbedarf besteht, wurde die e3 consult GmbH von der Interessen-gemeinschaft Windkraft Österreich im Jahr 2014 mit einer Studie zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in der Ökostrombilanzgruppe be-auftragt [8]. Die Studie hat neben einer Analyse des Status Quo in Österreich eine Einordnung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen in den internationalen Kontext ermöglicht, Lösungsansätze für eine Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen identifiziert sowie Empfehlungen für die Politik ausgearbeitet.

Mit der nun vorliegenden Überarbeitung wird zum einen die Zahlenbasis der Studie aktuali-siert und um ein Jahr fortgeschrieben. Zum anderen werden aktuelle Entwicklungen im natio-nalen und internationalen Umfeld mit Bezug auf die Thematik Ausgleichsenergiekosten der Windkraft berücksichtigt. Die Gliederung der Studie wurde dabei beibehalten, d. h. in Ab-schnitt 2 erfolgt eine Analyse der Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Österreich sowie in ausgewählten Ländern, wobei ein besonderer Fokus auf Deutschland gelegt wird. Im an-schließenden Abschnitt 3 werden die aus dem Benchmark gewonnenen Erkenntnisse für Ös-terreich bewertet und daraus in Abschnitt 4 wesentliche Lösungsansätze zur Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe abgeleitet. Die Studie schließt mit Emp-fehlungen 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* jedoch nur 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 Netzpunkte 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) bzw. ist der BGV nicht in der Lage durch untertägige Handelsgeschäfte oder eine Optimierungen der eigenen Erzeugungsanlagen diese Abweichungen auszugleichen, werden Ungleichgewichte durch den Bezug oder die Lieferung von Ausgleichsenergie abgedeckt. Eine Bilanzgruppe bezieht dabei Ausgleichsenergie, wenn 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 sowie zunehmend auch steuerbare Verbraucher für die Erbringung in Frage kommen.

Seit 2012 werden in Österreich alle Regelleistungsprodukte marktbasierend über ein Ausschreibungsverfahren durch die APG beschafft. Die Vergütung erfolgt 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 über 5 MW Engpassleistung sowie die Ausgleichsenergie an die BGV (vgl. Abschnitt 3.2).

## 2.1 Ausgleichsenergiekosten der OeMAG-Ökostrombilanzgruppe

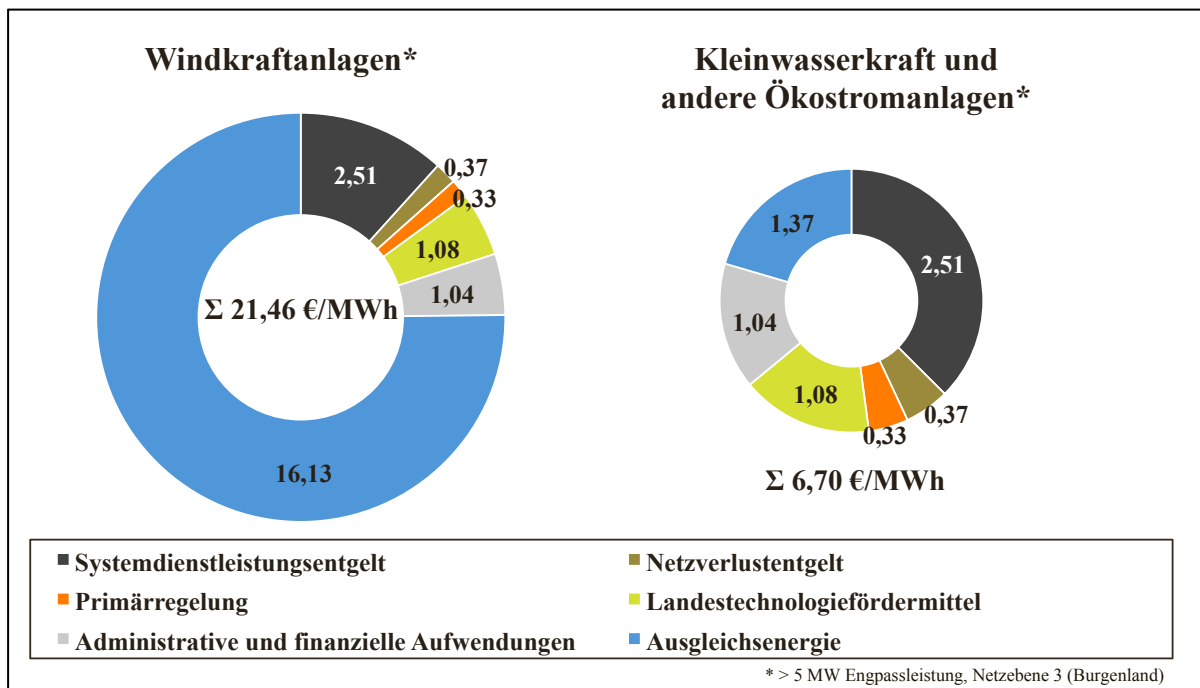
Als Verantwortliche der Ökostrombilanzgruppe übernimmt die OeMAG u. a. auch die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen aus der Ökostrombilanzgruppe. Einspeisungen stellen dabei die bei den Ökostromanlagenbetreibern erfassten Erzeugungsmengen dar. Die Ausspeisungen 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 > tatsächliche Erzeugung) oder die Lieferung (Prognose < tatsächliche Erzeugung) von Ausgleichsenergie ausgeglichen und der OeMAG durch den Bilanzgruppenkoordinator APCS Power Clearing and Settlement AG in Rechnung gestellt.

Die Kosten der an die OeMAG verrechneten Ausgleichsenergie fließen in Österreich in die Ermittlung des jährlich verfügbaren Fördervolumens für die einzelnen Energieträger ein, d. h. vom gesamten jährlich verfügbaren Unterstützungsvolumen werden die Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie abgezogen und es steht damit nur ein Teil des Unterstützungsvolumen für die eigentliche Förderung der Ökostromanlagen zur Verfügung (Ökostromgesetz 2012 § 23 (5)). Zusätzlich werden die Aufwendungen für Ausgleichsenergie an jene Ökostromanlagen weiter verrechnet, die nach Ablauf der gesetzlich festgelegten Tarifförderung in der Ökostrombilanzgruppe verbleiben. Kritisch ist in diesem Zusammenhang anzumerken, dass die sehr hohen Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie z. T. von Stromhändlern in ihren Angeboten für eine Vermarktung der Ökostromanlagen nach Ablauf der Tarifförderung übernommen bzw. nur geringfügig unterschritten werden und damit die Kosten der OeMAG als Benchmark eine hohe Signalwirkung für den Markt aufweisen.

Die unterschiedlichen Aufwendungen für die Windkraft einerseits sowie die Kleinwasserkraft und sonstigen Ökostromanlagen andererseits werden 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. Neben den durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie bestimmt die E-Control auch die auf die Ökostromanlagen aliquot anrechenbaren Kosten der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel sowie die finanziellen und administrativen Aufwendungen der OeMAG. In Summe liegen diese Aufwendungen im Jahr 2015 für die Windenergie bei rd. 18,3 €/MWh.

Zusätzlich müssen in Österreich alle Einspeiser und damit auch Ökostromanlagen über 5 MW elektrischer Engpassleistung – bei mehreren zusammengehörigen Kraftwerken (d. h. Kraftwerksparks) ist die Anschlussleistung des Kraftwerksparks maßgeblich – das Systemdienstleistungs- und Netzverlustentgelt sowie Entgelt für Primärregelung entrichten. Das Netzverlustentgelt liegt in Abhängigkeit von der Netzebene der Einspeisung und vom Bundesland zwischen 0,39 (Österreich mit Ausnahme Vorarlberg Netzebene 1) und 3,20 €/MWh (Wien Netzebene 7). Das Systemdienstleistungsentgelt beträgt im Jahr 2015 in Österreich einheitlich 2,51 €/MWh [6]. Das Entgelt für Primärregelung wird demgegenüber quartalsweise von der

APG ermittelt und direkt an die Einspeiser über 5 MW elektrischer Engpassleistung verrechnet. Nach einem mittleren Entgelt von rd. 0,27 €/MWh im Jahr 2014 ist dieses im ersten Quartal 2015 auf 0,326 €/MWh gestiegen. Abb. 2 zeigt hierzu als Beispiel die Belastungen für Ökostromanlagen mit Standort Burgenland im Tariffördermodell auf Netzebene 3 und über 5 MW Engpassleistung. Hier ist zwischen den direkt von den Ökostromanlagen zu tragenden Kosten und den indirekten Kosten, die das verfügbare Fördervolumen reduziert, zu unterscheiden.

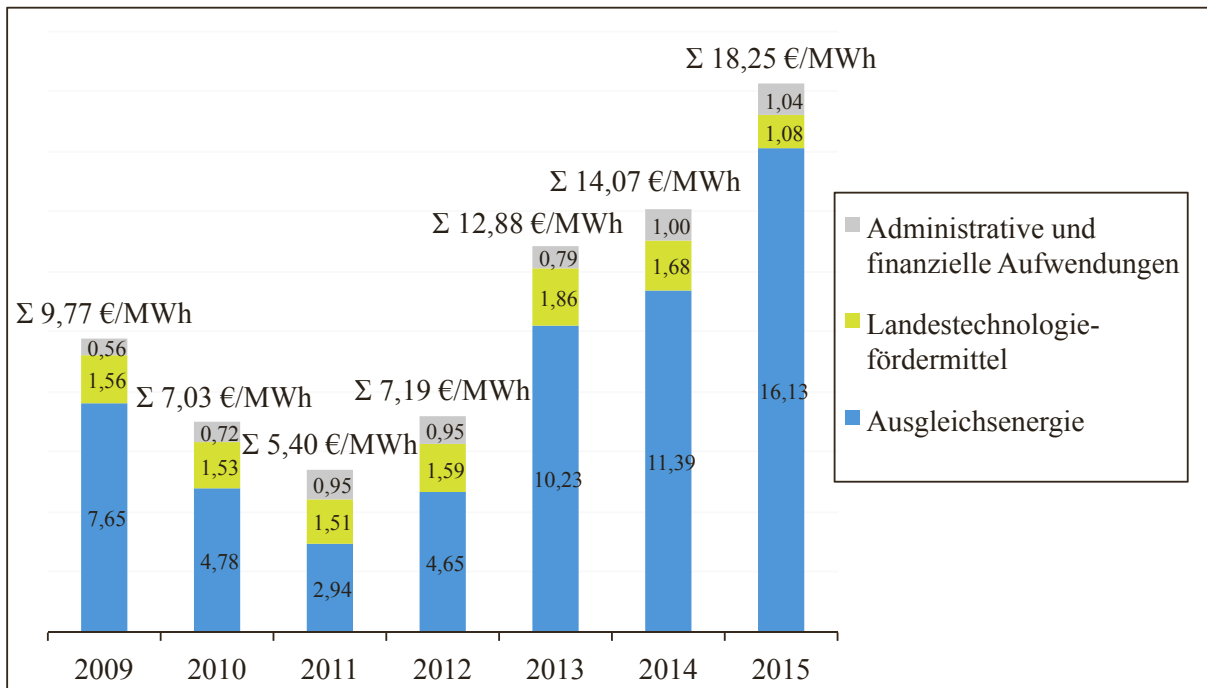


**Abb. 2:** Belastungen für Ökostromanlagen mit Standort Burgenland über 5 MW Engpassleistung und Einspeisung auf Netzebene 3 im Jahr 2015 durch Systemdienstleistungs- und Netzentgelt, Entgelt für Primärregelung (1.Quartal 2015), Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen [6], [7]

Insgesamt liegen damit die Belastungen für die Windenergie bei rd. 21,9 €/MWh und damit um den Faktor 3 über den entsprechenden Aufwendungen für die Kleinwasserkraft und andere Ökostromanlagen (d. h. alle Ökostromanlagen mit Ausnahme von Windkraftanlagen). Davon werden 18,3 €/MWh als aliquote Aufwendungen über die Ökostrombilanzgruppe und 3,6 €/MWh direkt an die Windanlagenbetreiber verrechnet. Die Aufwendungen für Ausgleichsenergie zeigen dabei nicht nur den mit Abstand größten Anteil an diesen Belastungen (knapp 75%), sondern sind in den vergangenen Jahren auch spürbar und gegen den internationalen Trend gestiegen, da die den Windkraftanlagen anrechenbaren absoluten Kosten schneller als deren Erzeugungsmengen gewachsen sind. In Abb. 3 ist diese Entwicklung für die sog. aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen der Jahre 2009 bis 2015 dargestellt.<sup>2</sup> Zusätzlich

<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. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch, dass die E-Control in ihren jährlich zu erstellenden Gutachten die spezifischen Ausgleichsenergiekosten

zeigt Abb. 3 die Entwicklung der administrativen und finanziellen Aufwendungen sowie der Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel, die jedoch nicht im expliziten Fokus dieser Studie liegen.

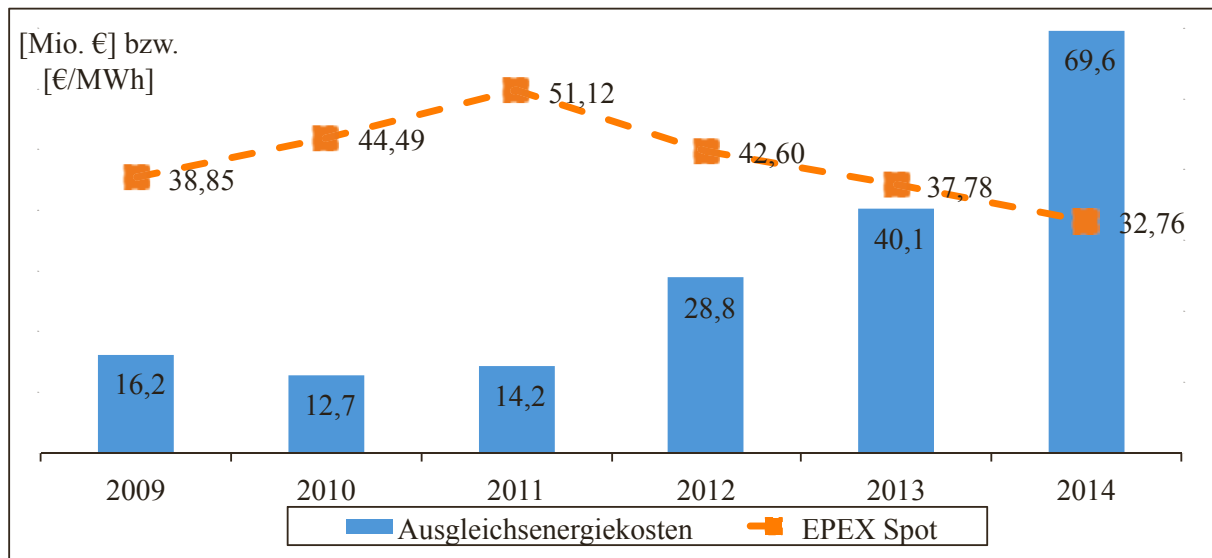


**Abb. 3:** Entwicklung der aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrative und finanzielle Aufwendungen sowie Aufwendungen für Landestechnologiefördermittel (in €/MWh-Windstrom einspeisung) [7], [9], [10], [11], [12], [13] und [16]

Die spezifischen Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für das Jahr 2015 sind demnach gegenüber 2014 um über 40% auf mittlerweile rd. 16 €/MWh (!) gestiegen, d. h. gegenüber 2012 bedeutet dies annähernd eine Steigerung um 350%. Noch stärker als die spezifischen Ausgleichsenergieaufwendungen sind in den vergangenen Jahren jedoch die absoluten Ausgleichsenergiekosten innerhalb der Ökostrombilanzgruppe gestiegen (Abb. 4).

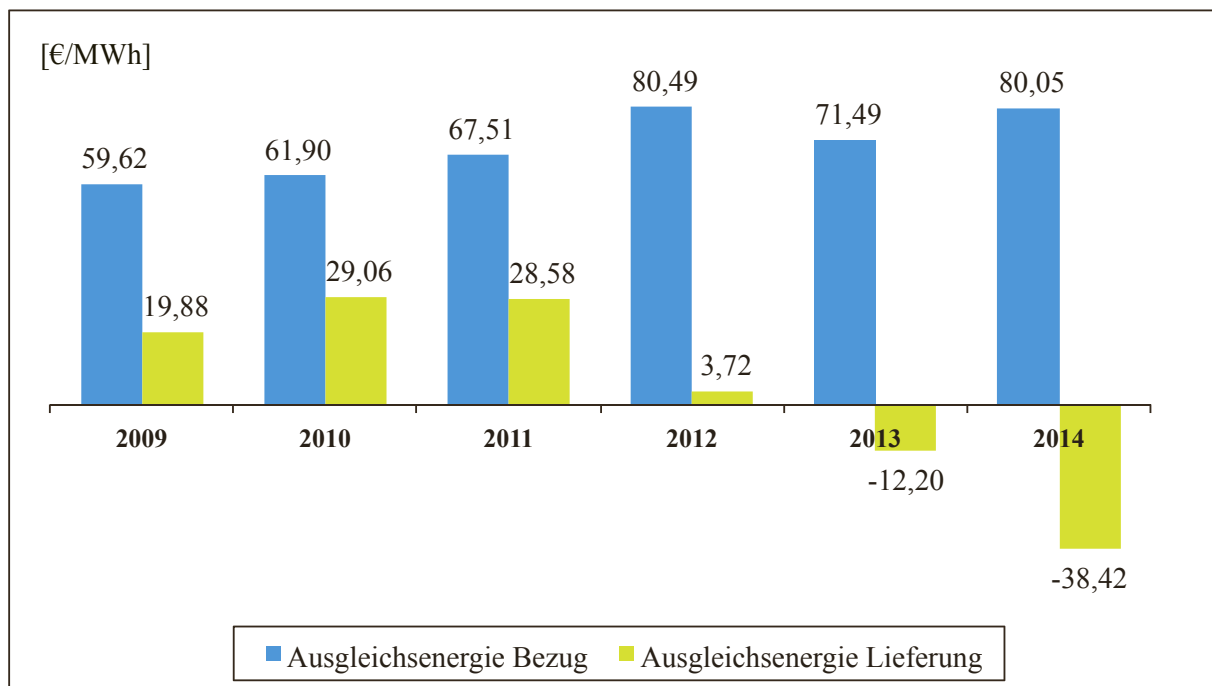
Lagen die absoluten Kosten der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie im Jahr 2011 noch bei knapp 14,2 Mio. €, musste die OeMAG 2012 bereits 28,8 Mio. € und 2013 sogar 40,1 Mio. € für Ausgleichsenergie aufwenden. Damit haben sich die Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie in nur drei Jahren verfünffacht, wobei die mit Abstand größte absolute Kostensteigerung von rd. 30 Mio. € von 2013 auf 2014 stattgefunden hat [14]. Im Vergleich dazu sind die Preise an den Spotmärkten im deutsch-österreichischen Marktgebiet im selben Zeitraum um etwa 35% zurückgegangen bzw. hat sich die installierte Windkraftleistung in Österreich verdoppelt.

ten 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.



**Abb. 4:** Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe sowie jahresmittlerer EPEX Day-Ahead Spotpreis im Marktgebiet Deutschland-Österreich 2009 bis 2014 [14], [15]

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 < tatsächliche 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 und im Jahr 2014 sogar von 38,42 €/MWh bezahlt werden (d. h. negativer Ausgleichsenergiepreis aus Sicht der Bilanzgruppe). Abb. 5 zeigt hierzu die Entwicklung der durchschnittlichen Preise für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie der Ökostrombilanzgruppe in den Jahren 2009 bis 2014.



**Abb. 5:** Durchschnittliche Preise für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe 2009 bis 2014 [14]



**Neues im Überblick:** Die Kosten der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie sind im Jahr 2014 noch einmal deutlich gestiegen. Gegenüber 2013 stiegen die Aufwendungen um 75% von rd. 40 auf 70 Mio. €. Entsprechend sind auch die von der E-Control festgelegten aliquoten Aufwendung für Ausgleichsenergie der Windkraft für das Jahr 2015 auf mittlerweile 16 €/MWh angehoben worden. Insgesamt liegen damit im Jahr 2015 die direkten und indirekten Belastungen für die Windenergie bei fast 22 €/MWh.

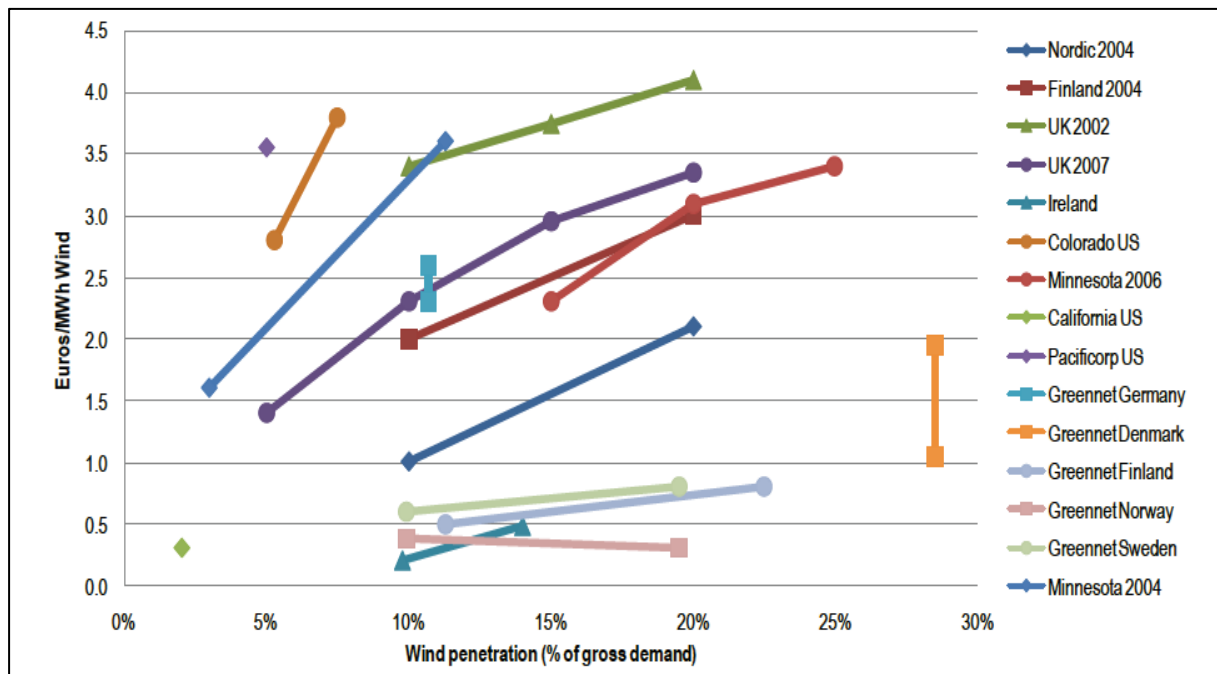
## 2.2 Wissenschaftliche Studien und Veröffentlichungen

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. Auch muss berücksichtigt werden, dass die modellierten *Balancing*-Kosten grundsätzlich vom Anteil der Windstromerzeugung an der gesamten Erzeugung bzw. am gesamten Verbrauch eines Stromversorgungssystems sowie der Struktur des residualen Kraftwerksparks (d. h. thermisch oder Wasserkraft dominiert) abhängig sind.

Entsprechend groß ist die Bandbreite der in wissenschaftlichen Studien veröffentlichten Zahlen zu den Balancing-Kosten der Windkraft. Abb. 6 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 [18]. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch, dass die in der Praxis heute feststellbaren Kosten auch deutlich unter diesen z. T. bereits über 10 Jahre alten Modellergebnissen liegen können.

Die in Abb. 6 dargestellten Größenordnungen werden dabei auch von aktuelleren Veröffentlichungen bestätigt. So kommen bspw. Hirth et al [19] in einer umfassenden Auswertung modell- und marktbasierter Studien zum Ergebnis, dass trotz der Heterogenität der Studien die *Balancing*-Kosten der Windenergie in thermisch dominierten Erzeugungssystemen durchwegs unter 6 €/MWh und in Wasserkraft dominierten Erzeugungssystemen sogar unter 2 €/MWh liegen. **Für Österreich würden sich bei einem Anteil der Windstromerzeugung von 4,7% im Jahr 2014 aus der IEA -Analyse *Balancing*-Kosten von 1,5 bis 3,5 €/MWh ableiten lassen. Hirth et al [19] geben für einen Anteil der Windstromerzeugung von etwa 5% mittlere *Balancing*-Kosten der von ihnen ausgewerteten Studien von rd.**

**2 €/MWh an.** 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 zumindest aus fundamentaler Sicht deutlich geringere *Balancing*-Kosten als Versorgungssysteme mit einem thermisch dominierten Kraftwerkspark zeigen müssten.



**Abb. 6:** Bandbreite der geschätzten Kosten zum Ausgleich der Einspeiseschwankungen der Windkraft in Abhängigkeit vom Windstromanteil am jährlichen Stromverbrauch [18]

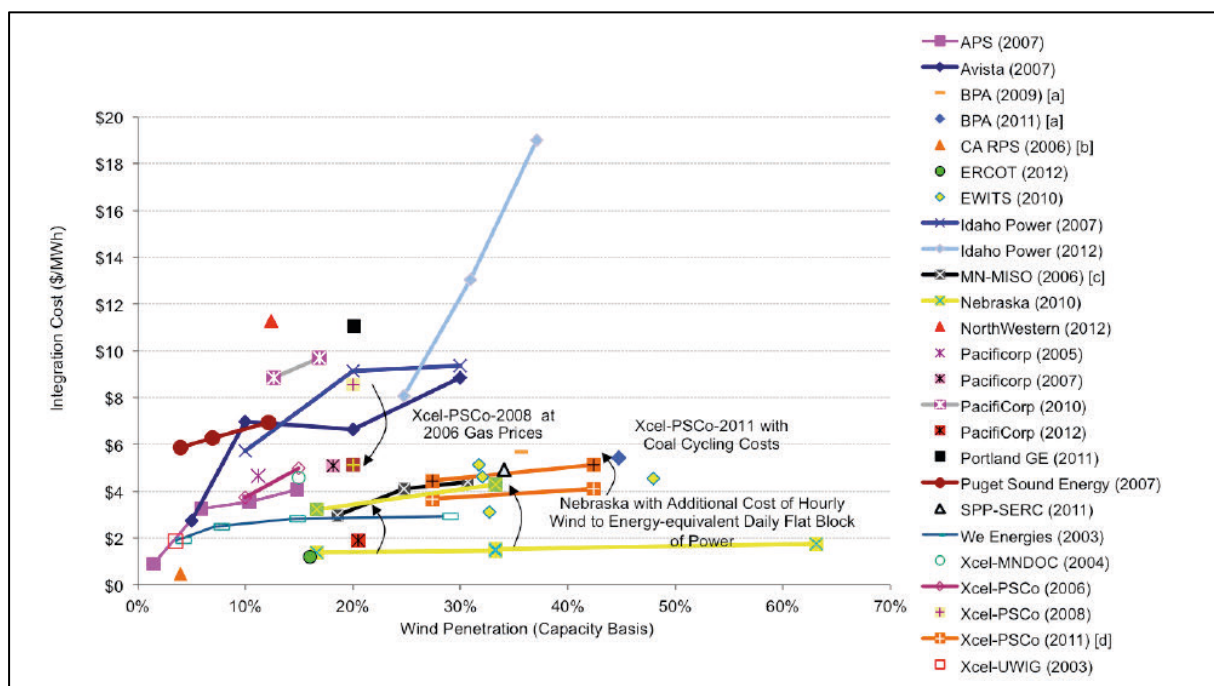
Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass die in Abb. 6 dargestellten Größenordnungen nicht nur innerhalb der wissenschaftlichen Community, sondern auch von der Energiebranche und den erneuerbaren Energien gegenüber kritisch eingestellten Interessensvertretungen diskutiert und bestätigt werden. Ein Beispiel hierfür ist eine Veröffentlichung der OECD Nuclear Energy Agency aus dem Jahr 2012 [20]. Tabelle 1 zeigt die darin berücksichtigten *Balancing*-Kosten für Wind-Onshore bei einem Windstromanteil an der gesamten Jahreserzeugung von 10 und 30 %.

**Tabelle 1:** *Balancing*-Kosten für Wind-Onshore für bei einem Anteil von 10 und 30 % der Windstromerzeugung an der gesamten jährlichen Stromerzeugung [20]<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.

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. 6 und Tabelle 1 dargestellten Kosten für europäische Länder, basieren die in Abb. 7 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 *Balancing*-Kosten bei einzelnen Netzbetreibern bzw. systemverantwortlichen Energieversorgern. 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).



**Abb. 7:** Tatsächliche und modellierte *Balancing*-Kosten der Windstromerzeugung in den USA in Abhängigkeit vom Anteil der installierten Windkraftleistung an der gesamten Erzeugungsleistung [21]

Würde man auch hier die Zahlen auf die aktuellen Verhältnisse in Österreich anwenden (Anteil der Windkraftleistung an der gesamten Erzeugungsleistung etwa 9 % im Jahr 2014), kann ohne Berücksichtigung systemrelevanter Unterschiede eine Bandbreite der *Balancing*-Kosten von 2,5 bis 7 US\$/MWh (2,3 bis 6,5 €/MWh<sup>4</sup>) 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 rd. 16 €/MWh etwa um den Faktor 4,6 bis 10,7 höher.**

<sup>4</sup> Wechselkurs 1 US\$ = 0,929 €

**Neues im Überblick:** Das internationale Interesse am Thema Ausgleichsenergie- bzw. *Balancing*-Kosten der Windkraft spiegelt sich auch weiterhin in eine Vielzahl an aktuellen Veröffentlichungen wieder. In keiner einzigen aktuellen Veröffentlichung erreichen dabei die genannten Kosten für den systemimmanenten Ausgleich der Prognoseunsicherheiten der Windstromerzeugung auch nur annähernd das Kostenniveau der Ökostrombilanzgruppe von rd. 16 € je MWh-Windstrom. **Dies ist umso erstaunlicher, als dass in der Literatur insbesondere Wasserkraft dominierte Erzeugungssysteme die mit Abstand geringsten *Balancing*-Kosten zeigen.**

### 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 über den Day-Ahead-Spotmarkt der European Power Exchange EPEX SPOT.

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.<sup>5</sup> 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 Ausgleichsenergiemengen werden viertelstundenscharf unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)<sup>6</sup> veröffentlicht, so dass die Ausgleichsenergiekosten durch Verknüpfung mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) ermittelt werden können<sup>7</sup>.

In Abb. 8 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 bis 2014 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

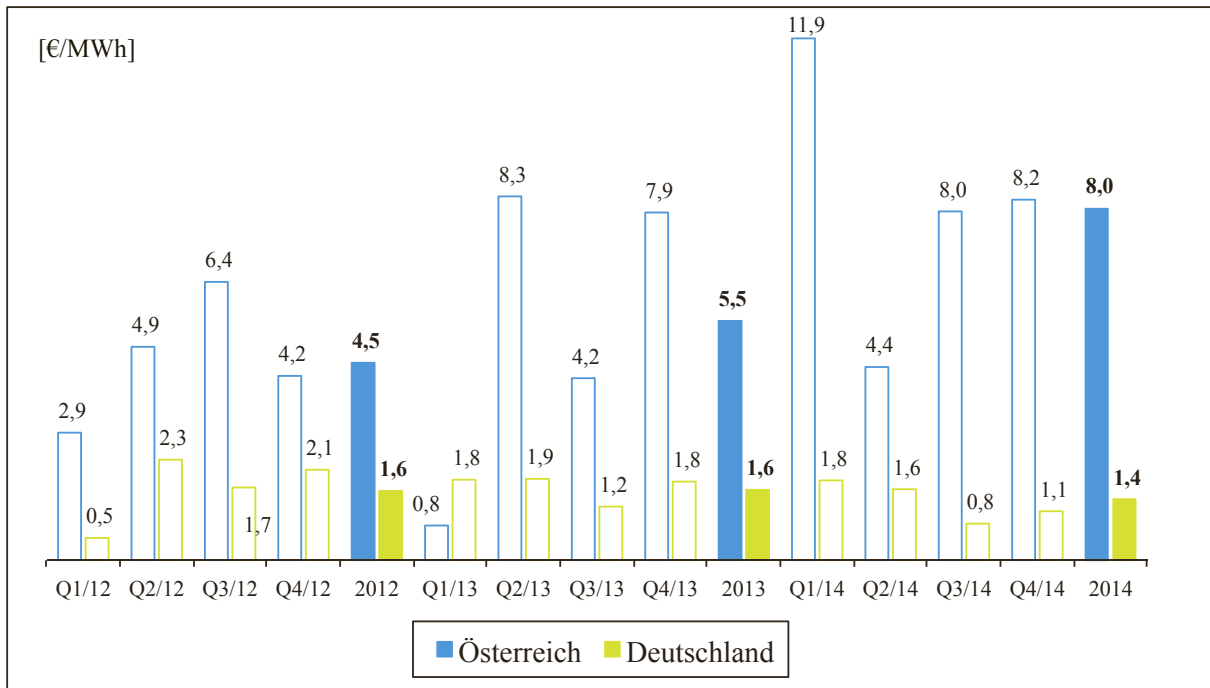
<sup>5</sup> Die Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die APG als Dienstleister der OeMAG erfolgt im Jahr 2015.

<sup>6</sup> [http://www.netztransparenz.de/de/Inanspruchnahme\\_Ausgleichsenergie.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Inanspruchnahme_Ausgleichsenergie.htm)

<sup>7</sup> Die reBAP-Daten werden auf den Internetseiten der ÜNBs veröffentlicht.

Ahead- oder Intraday-Vermarktung zu viel an Energie verkauft wurde, für die – außer bei negativen Spotpreisen – entsprechende Erlöse generiert werden konnten. Die Bewertung der Opportunitätskosten bzw. -erlöse erfolgt dabei mit den für jedes Quartal gebildeten Mittelwerten der EPEX-Spot Notierungen im Day Ahead-Markt.

Zusätzlich sind in Abb. 8 die entsprechenden spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe dargestellt – diese sind auf die von der OeMAG zu vermarktende Ökostrommenge bezogen.



**Abb. 8:** 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)<sup>8</sup>

**Die Kosten für Ausgleichsenergie je MWh-Ökostrom in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs liegen damit im Jahresdurchschnitt um den Faktor 3 bis 5 unter den Kosten der von der OeMAG bewirtschafteten Ökostrombilanzgruppe.<sup>9</sup> Im Gegensatz zu Österreich, wo die sich die spezifischen Kosten zwischen 2012 und 2014 nahezu verdoppelt haben, sind die spezifischen Kosten der deutschen ÜNBs für Ausgleichsenergie in den vergangenen Jahren annähernd konstant geblieben**

Während die Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Österreich explizit verfügbar sind, kann aus den veröffentlichten Informationen der deutschen ÜNBs nicht unmittelbar auf die

<sup>8</sup> Durch eine notwendige Überarbeitung der Daten der deutschen ÜNBs wurden die spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie der deutschen ÜNBs gegenüber den Auswertungen in der 2014 veröffentlichten Studie nach Unten korrigiert.

<sup>9</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 Regelenergiemärkten geschlossen werden. So wären bspw. die Ausgleichsenergiepreise in Österreich bei gleicher Wälzungssystematik wie in Deutschland um etwa 30 % höher.

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 werden<sup>10</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 Windstroms einen deutlich höheren Anteil als die Windkraft (PV-Einspeisung um Faktor 1,8 (2012), 3,6 (2013) bzw. 4,4 (2014) höher als Einspeisung aus Windstrom). Zum anderen ist der Anteil der volatilen Einspeisungen aus Wind und Solar in den EEG-Bilanzkreisen mit rd. 60 bis 70% in den vergangenen drei Jahren insgesamt deutlich höher als der Anteil der Windkraft an der gesamten geförderten Ökostromerzeugung in Österreich (etwa 40 bis 45 %).

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 hoch ist, d. h. pro MWh-Wind- und PV-Strom wird prognosebedingt die selbe Menge an Ausgleichsenergie benötigt.

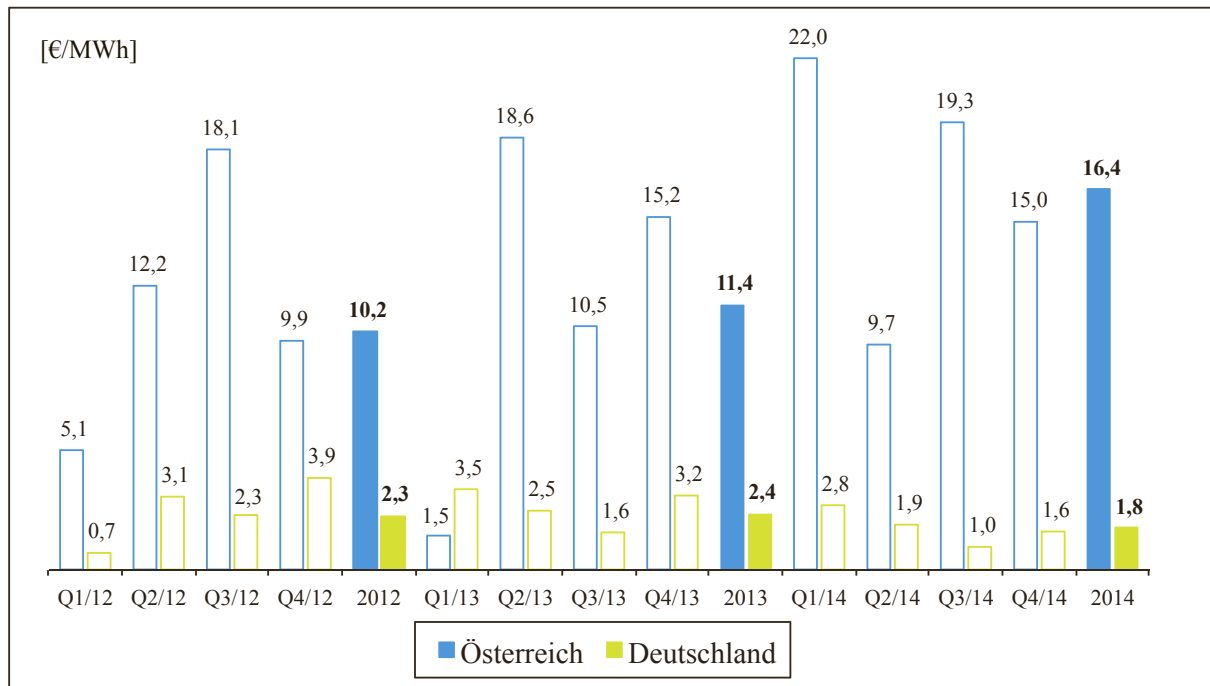
Mit diesen Randbedingungen lassen sich die in Abb. 9 dargestellten Ausgleichsenergiekosten je MWh-Wind- und PV-Strom in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs abschätzen. **Diese liegen in den betrachteten Jahren 2012 bis 2013 um etwa 70 % und im Jahr 2014 sogar um fast 90% unterhalb den spezifischen windkraftbedingten Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe der OeMAG.**

Die für die Bewirtschaftung der EEG-Bilanzkreise durch die deutschen ÜNBs ermittelten Ausgleichsenergiekosten von rd. 1,8 bis 2,4 € je MWh volatiler EEG-Einspeisung bestätigen dabei die in Abschnitt 2.2 diskutierten Ergebnisse ausgewählter wissenschaftlicher Studien. Zusätzlich werden die in der vorliegenden Studie abgeleiteten Zahlen für die deutschen ÜNBs auch durch zwei aktuelle Veröffentlichungen bestätigt. So geben Hirth et al für deutschen ÜNBs eine Bandbreite von 1,7 bis 2,5 €/MWh als *Balancing*-Kosten der Windkraft in den vergangenen Jahren 2012 bis 2014 an [19]. Tisdale et al nennen für die Regelzonen der Ten-

---

<sup>10</sup> Auf die Windkraft entfallen in Österreich 86,69% (2012), 88,00% (2013) bzw. 90,38% (2014) der AE-Kosten [7], [9], [10].

neT und 50Hertz *Balancing*-Kosten für die Jahre 2010 bis 2012 zwischen 1,5 und 4,3% vom Marktpreis [22], woraus sich ein Mittelwert von 1,4 €/MWh-Windstrom an Aufwendungen für das Balancing ableiten lässt.



**Abb. 9:** 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)<sup>11</sup>

**Neues im Überblick:** Die spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs sind im Jahr 2014 auf einem gleichbleibenden bis tendenziell leicht sinkenden Niveau im Vergleich zu den Jahren 2012 und 2013 geblieben. Demgegenüber sind die spezifischen Kosten der OeMAG deutlich angestiegen, so dass die windbedingten Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe im Jahr 2014 um den Faktor 10 über den vergleichbaren Kosten der deutschen ÜNBs liegen.

## 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 zugänglich. 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

<sup>11</sup> Durch eine notwendige Überarbeitung der Daten der deutschen ÜNBs wurden die spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie der deutschen ÜNBs gegenüber den Auswertungen in der 2014 veröffentlichten Studie nach Unten korrigiert.

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 bzw. des Risikoaufschlages 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. Gegenüber der Analyse im vergangenen Jahr erfolgt nicht nur eine Erweiterung durch Best Practice Beispiele von Direktvermarktern aus UK und den Niederlande, sondern auch aus Österreich.



### a) Deutschland: Managementprämie und Best Practice Direktvermarktung

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 am 1.8.2014 gilt für alle neuen EEG-Anlagen ab einer installierten Leistung von 500 kW eine verpflichtende Direktvermarktung.<sup>12</sup> Alt-Anlagen können hingegen zwischen der „klassischen“ fixen Einspeisevergütung oder einer Direktvermarktung durch einen Dritten wählen. Bei der Direktvermarktung erhalten EEG-Anlagen neben dem Marktpreis eine Marktprämie, 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 (bzw. ist diese für Neuanlagen in die Marktprämie bereits eingepreist). 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, die vor dem 1.8.2014 in Betrieb gegangen sind, beträgt im Jahr 2015 für nicht-steuerbare Anlagen 3,0 €/MWh. Demgegenüber erhalten steuerbare PV- und Windkraftanlagen 4,0 €/MWh, um den zusätzlichen Aufwand für die i. Allg. erforderlichen technischen Maßnahmen zur Umsetzung einer Fernsteuerbarkeit kompensieren zu können. Gemessen am Anteil der in Direktvermarktung befindlichen Windkraftanlagen (rd. 85 % der Anfang 2014 installierten Windenergieleistung von knapp 38.000 MW<sup>13</sup>) dürfte die Managementprämie die Kosten der Marktintegration der Windstromerzeugung in jedem Fall abdecken können. Da ein Teil der Managementprämie von den Direktvermarktern jedoch als „Bonus“ an die Windanlagen weitergereicht wird, liegen die tatsächlichen Aufwendungen bei den Direktvermarktern sogar darunter. In der aktuellen 3. Umfrage der Zeitschrift Energie & Management von Anfang 2015 zur Direktvermarktung werden Preise von bis zu unter 1 €/MWh genannt, wobei diese nicht notwendigerweise für die Direktvermarkter kostendeckend sein müssen [23]. Nach inoffiziellen Aussagen einzelner großer Marktteilnehmer liegen deren tatsächliche Kosten für Ausgleichsenergie im Bereich von 1 bis 2 € je MWh-Windstrom<sup>14</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 22.000 Volllaststunden ergänzend zum Marktpreis eine Prämie von 250 DKK/MWh (33,5 €/MWh). Zusätzlich profitieren diese von einer zeitlich unbegrenzten pauschalen Rückerstattung der *Balancing*-Kosten in Höhe von 23 DKK/MWh (3,08 €/MWh) [26]. 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 [27] bzw. Gesamt-Dänemark von rd. 2,0 €/MWh [28] liegt.

---

<sup>12</sup> Ab 1.1.2016 verpflichtende Direktvermarktung auch für EEG-Anlagen zwischen 100 und 500 kW.

<sup>13</sup> vgl. [www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm)

<sup>14</sup> Bspw. nennen in.power und Statkraft 2 bis 3 €/MWh als Kosten für die Marktintegration (Ausgleichsenergie und Profilservice) von Windstrom [24], [25].

### 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 vermarktenden Stromhändlers auf 0,3 bis 3,0 €/MWh geschätzt [27].

### 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 zwar 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, d. h. es wird nicht wie in Österreich über eine zentrale Instanz (OeMAG) das Risiko der Marktintegration übernommen.

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 [27]. Tisdale et al bestätigen diese Bandbreite mit einer exemplarischen Analyse der *Balancing*-Kosten der Windkraft in Spanien für Februar 2013, die sie mit 1,35 €/MWh angeben [22].

### 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 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 ausgesetzt werden.

Nach einer Überarbeitung und Konsultation mit den Marktteilnehmern ist der geänderte Beschluss 522/2014/R/EEL jedoch seit Oktober 2014 in Kraft getreten. Windkraftbetreiber müssen demnach für sog. *Imbalance*-Kosten aufkommen, wenn die Abweichungen zwischen Einspeiseprognose und tatsächlicher Erzeugung über einem Schwellenwert von 20% liegen. Darunter werden Abweichungen mit dem Marktpreis in der jeweiligen Preiszone bewertet und abgerechnet. Marktteilnehmer<sup>15</sup> gehen dabei davon aus, dass mit den zu erwartenden re-

---

<sup>15</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/>

gulatorischen Rahmenbedingungen die *Balancing*-Kosten für Windkraftanlagen in einem Bereich zwischen 4,0 und 5,0 €/MWh und damit etwas über den für 2013 ermittelten Kosten von rd. 3 €/MWh liegen könnten (Abb. 10).

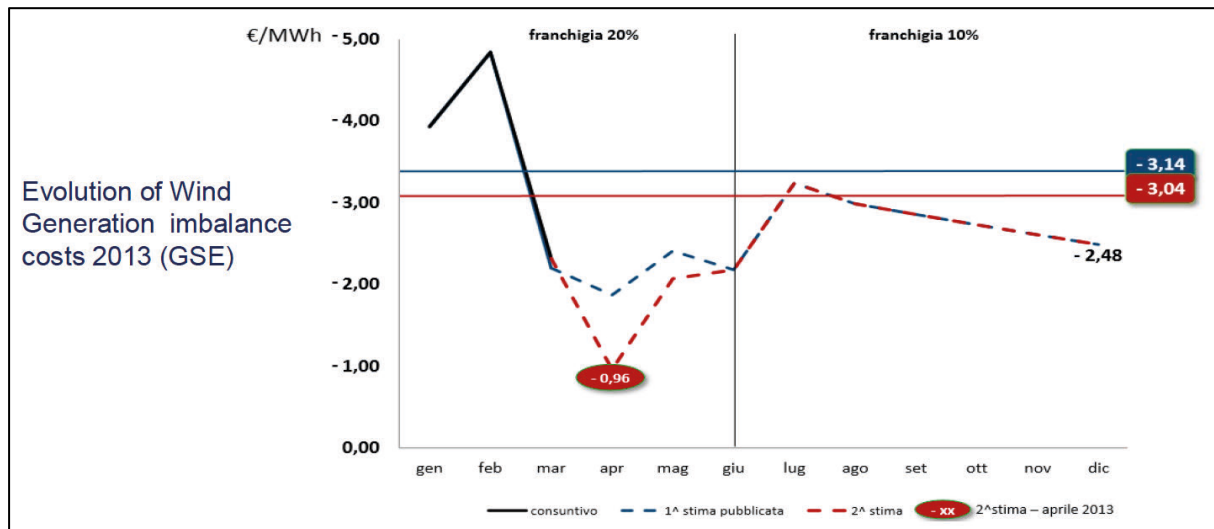


Abb. 10: Imbalance-Kosten für Windkraftanlagen in Italien im Jahr 2013 ([29]; Daten GSE)

#### f) UK: Best Practice Balancing-Kosten

Windkraftbetreiber sind in UK eigenverantwortlich für die Vermarktung des Windstroms zuständig und damit auch für das Prognoserisiko verantwortlich (d. h. Direktvermarktung). Die Balancing-Kosten werden für gesamt UK aktuell auf durchschnittlich etwa 2,9 £/MWh (4,0 €/MWh) geschätzt [30], wobei in Abhängigkeit von der Größe des Windpark-Portfolios für aktive gemanagte Portfolios bzw. Windparks auch Bandbreiten zwischen 2,4 (Portfolio aus mehreren Windparks) und 4,2 €/MWh (einzelner Windpark) genannt werden [31].

#### g) Niederlande: Best Practice Balancing-Kosten

Der Fördermechanismus für Windkraftanlagen in den Niederlanden (sog. contract-for-difference) berücksichtigt *Balancing*-Kosten in der Höhe von rd. 9% der Vergütungszahlungen an die Windanlagenbetreiber. Tatsächlich werden derzeit etwa 7 bis 8% als Ausgleich für das Prognoserisiko auf Seiten der Anlagenbetreiber vergütet, wobei die realen *Balancing*-Kosten auf 9 bis 10% der Gesamtvergütungen oder rd. 5,5 €/MWh geschätzt werden [32].

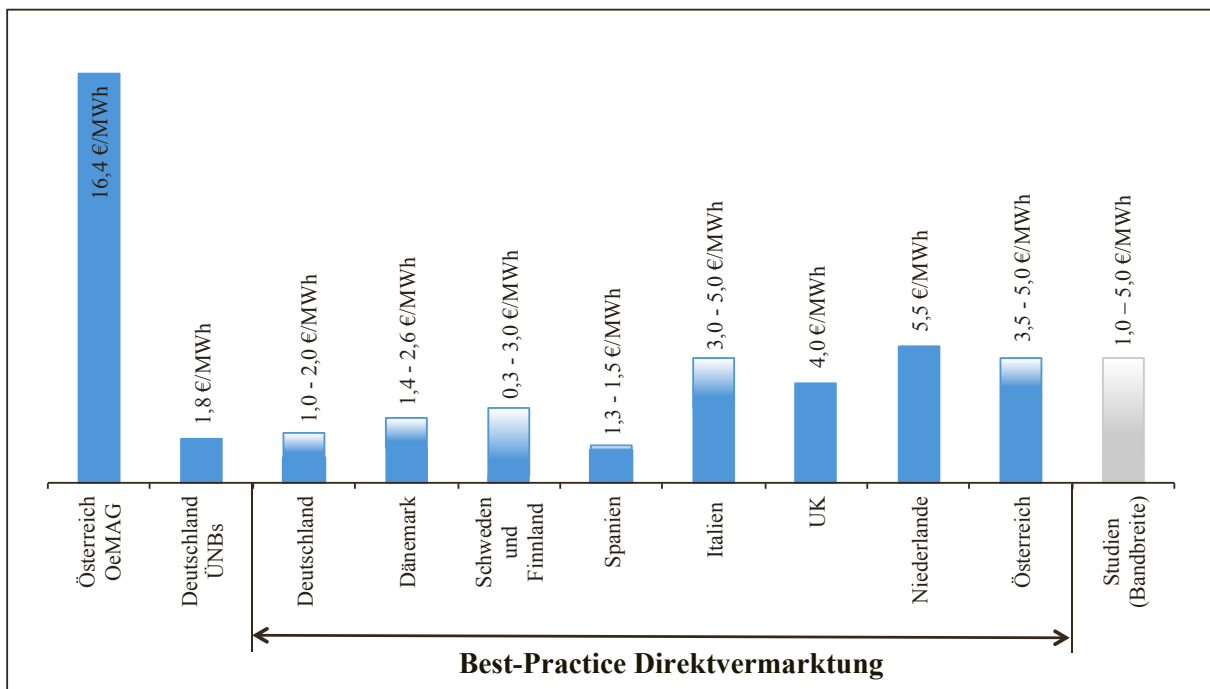
#### h) Österreich: Best Practice Direktvermarktung

Windkraftanlagen erhalten in Österreich für 13 Jahre eine garantierte Einspeisevergütung über das Ökostromgesetz. Nach Ende der Tarifförderung können die Anlagen in der Ökostrombilanzgruppe verbleiben, werden jedoch nur noch zum Marktpreis abzüglich der Aufwendungen für Ausgleichsenergie vergütet. Auf Grund der hohen spezifischen Kosten für Ausgleichsenergie der Ökostrombilanzgruppe entscheidet sich die Mehrheit der Windkraftanlagenbetreiber jedoch gegen einen Verbleib in der Ökostrombilanzgruppe und schließt stattdessen einen

Vertrag mit einem Direktvermarkter ab. Eine nicht repräsentative Umfrage der IG Windkraft bei einigen Mitgliedern<sup>16</sup> hat hierbei gezeigt, dass die Angebote von Direktvermarktern vor allem für größere Windparks z. T. deutlich unterhalb der spezifischen Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe liegen können. Eine Bandbreite für die Kosten der Direktvermarktung von Windstrom kann daher auf Basis der günstigsten genannten Angebote zwischen 3,5 bis 5 €/MWh für Österreich als realistische Größenordnung abgeschätzt werden, wobei das Angebot eines Direktvermarkters für Portfolios aus mehreren Windparks mit 1,5 €/MWh die absolute Untergrenze in Österreich markiert.

## 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 auch in Ländern mit einem hohen Windstromanteil und deutlich ungünstigeren systembedingten Voraussetzungen als in Österreich (d. h. hoher Anteil an thermischer Erzeugung) z. T. deutlich unter 5 € je MWh-Windstrom liegen. Abb. 11 zeigt hierzu eine Zusammenfassung der Ausgleichsenergie- und *Balancing*-Kosten für Windstrom in ausgewählten europäischen Ländern sowie zusätzlich die in Abschnitt 2.2 dargestellte Bandbreite der Ergebnisse modellgestützter Studien.



**Abb. 11:** Ausgleichsenergie- und *Balancing*-Kosten für Windstrom in ausgewählten europäischen Ländern sowie Ergebnisse modellgestützter Studien (in € je MWh-Windstrom; Datenbasis April 2015)

<sup>16</sup> Telefonische Umfrage der IG Windkraft im März und April 2014

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass die in der Literatur bzw. von Direktvermarktern genannten *Balancing*-Kosten der Direktvermarktung i. Allg. neben den Kosten für Ausgleichsenergie (d. h. Prognoserisiko) auch die zusätzlichen Kosten für die Marktintegration der Windstromerzeugung (u. a. für Erstellung Windprognose, Front und Backoffice) enthalten. Im Gegensatz dazu, sind die ermittelten Kosten der OeMAG bzw. der deutschen ÜNBs ausschließlich die eigentlichen Ausgleichsenergiekosten. Da dieser Kostenblock jedoch vergleichsweise klein ist, wird auf eine Darstellung in Abb. 11 verzichtet.

Auch wenn zwischen den einzelnen Ländern auf Grund z. T. unterschiedlicher Systematiken in den Regel- und Ausgleichsenergiemärkten nicht immer eine vollständige Vergleichbarkeit der *Balancing*-Kosten für Windstrom gegeben ist, lässt sich aus österreichischer Sicht ein eindeutiges Zwischenfazit ziehen: **Die spezifischen Ausgleichsenergiekosten der Windkraft innerhalb der Ökostrombilanzgruppe liegen um den Faktor 3 bis 10 über der analysierten Vergleichsgruppe und damit im internationalen Benchmark mit großem Abstand an der Spitze.**

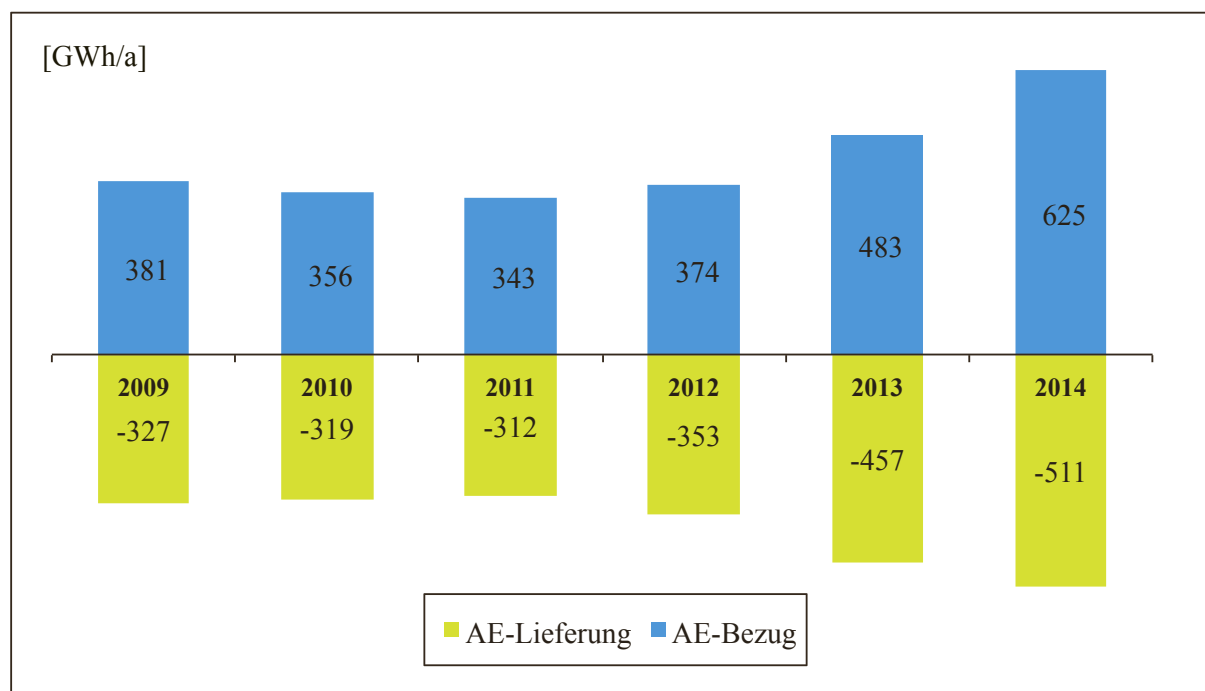
**Neues im Überblick:** Während die spezifischen Kosten der Ausgleichsenergie für Windstrom innerhalb der Ökostrombilanzgruppe im vergangenen Jahr 2014 deutlich auf einen neuen Rekordwert von über 16 €/MWh gestiegen sind, konnte im europäischen Umfeld das Kostenniveau aus dem Jahr 2013 gehalten bzw. sogar weiter gesenkt werden. Die spezifische *Balancing*-Kosten liegen damit auch in „windstromreichen“ Ländern wie Deutschland, Dänemark oder Spanien zwischen 1 und 3 €/MWh. Kostensenkende Faktoren im vergangenen Jahr waren hierbei insbesondere der Wettbewerb zwischen Direktvermarktern, die kontinuierliche Verbesserung der Qualität der Windstromprognose, eine konsequente aktive und vor allem kurzfristige Bewirtschaftung der Windanlagenportfolios sowie das insgesamt weiter gesunkene Preisniveau an den europäischen Strommärkten. Aber auch in Österreich selbst gewinnt die Direktvermarktung von Windstrom durch das sukzessive Ausscheiden von Windkraftanlagen aus der Tarifförderung des Ökostromgesetzes zunehmend an Bedeutung. Die Marktintegration von Windstrom wird dabei auch in Österreich von Direktvermarktern deutlich kostengünstiger als von der OeMAG umgesetzt, die günstigsten Angebotspreise liegen in einem Bereich zwischen 3,5 und 5 €/MWh.

### 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)

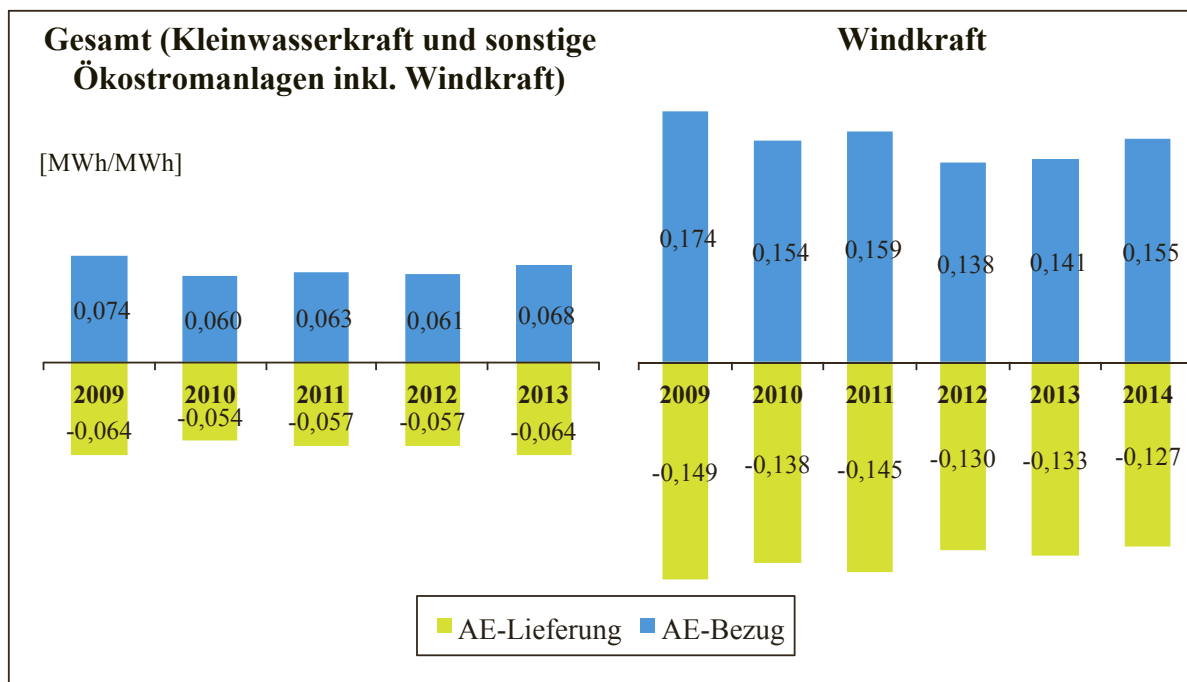
Die von der Ökostrombilanzgruppe bezogenen (d. h. Unterdeckung, wenn Prognose > tatsächlicher Einspeisung) bzw. gelieferten Ausgleichsenergiemengen (d. h. Überdeckung, wenn Prognose < tatsächlicher Einspeisung) sind 2013 nach mehreren Jahren erstmalig wieder angestiegen und haben 2014 nochmals deutlich zugenommen (Abb. 12).



**Abb. 12:** Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe 2009 bis 2013 [14]

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 2014 bei 90,38%, 2013 bei 86,69% und 2012 bei 88,00% [7], [9], [10] (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. 13).

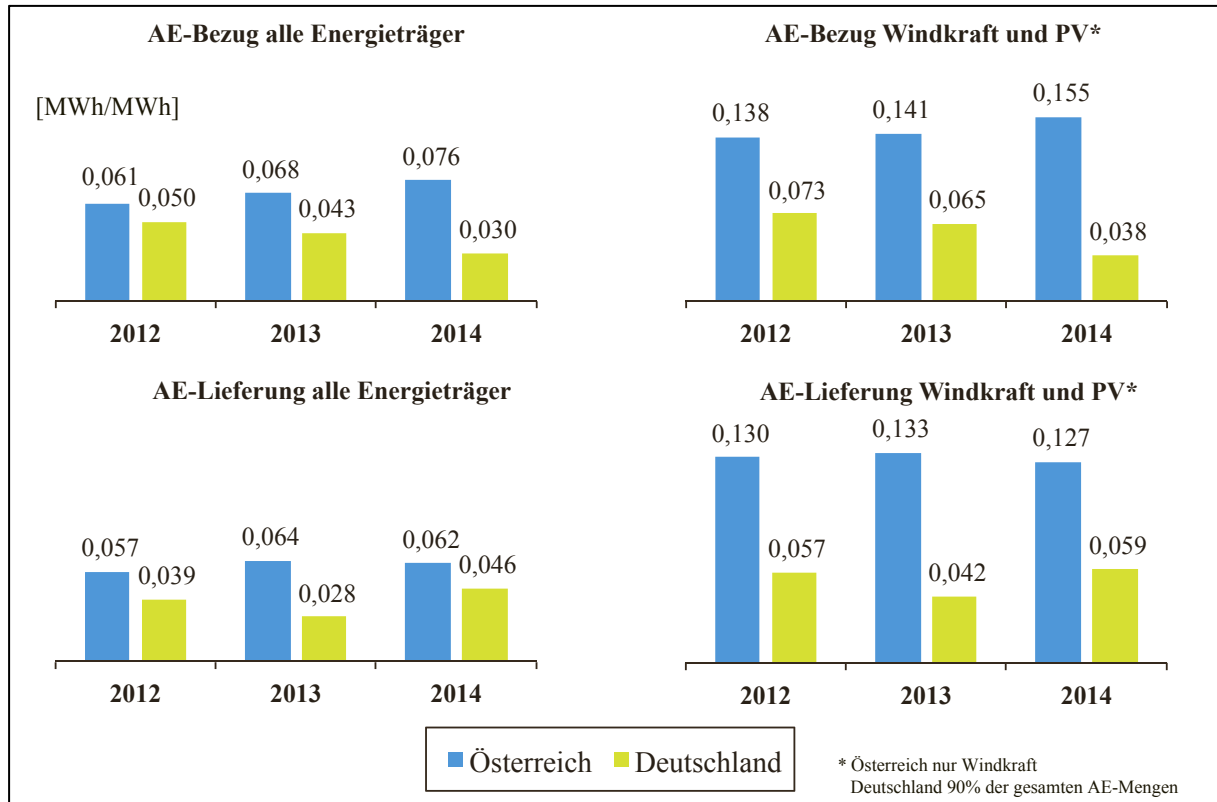


**Abb. 13:** Ausgleichsenergiemengen in der Ökostrombilanzgruppe bezogen auf die nach Ökostromgesetz geförderten Einspeisemengen 2009 bis 2014 (Daten:[14] [33])

Der spezifische Ausgleichsenergiebedarf für die Windkraft ist demnach in den zurückliegenden 6 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 in den vergangenen beiden Jahren verhältnismäßig stark gestiegene Stromerzeugung aus Photovoltaik<sup>17</sup> 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 exemplarisch den Ausgleichsenergiemengen in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs gegenübergestellt. Daraus lässt sich ableiten, wie effizient die Bewirtschaftung der

<sup>17</sup> 2014 wurden rd. 350 GWh und damit etwa 10% der Windstrommengen von der OeMAG vergütet [33].

Ökostrombilanzgruppe im Vergleich zu einem Benchmark – in diesem Fall die EEG-Bilanzkreise der deutschen ÜNBs – erfolgt. In Abb. 14 sind hierzu auf der linken Seite die spezifischen Ausgleichsenergemengen für alle Energieträger getrennt nach Lieferung (links unten) und Bezug (links oben) durch die Ökostrombilanzgruppe in Österreich bzw. EEG-Bilanzkreise in Deutschland dargestellt.



**Abb. 14:** Spezifische Ausgleichsenergemengen zur Bewirtschaftung der Ökostrom-Bilanzgruppe sowie der ÜNB EEG-Bilanzkreise<sup>18</sup> (in MWh-Ausgleichsenergie je MWh-Ökostrom bzw. MWh-Wind-/PV-Strom; Daten: OeMAG, TenneT TSO GmbH, netztransparenz.de)

Die spezifischen Ausgleichsenergemengen 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. Noch deutlicher wird dieser Unterschied, wenn man die spezifischen Ausgleichsenergemengen der volatilen Energiequellen miteinander vergleicht (Abb. 14 rechts). In Abschnitt 2.3 wurde hierzu bereits ausgeführt, dass für Deutschland zwar keine Differenzierung der Ausgleichsenergemengen zwischen Windkraft und sonstigem Ökostrom verfügbar ist, im Sinne eines konservativen Ansatzes jedoch unterstellt wird, dass 90 % der Ausgleichsenergie in den EEG-Bilanzkreisen der deutschen ÜNBs der Windkraft und Photovoltaik zugerechnet werden können. Dieser Ansatz wird auch für den weiteren Vergleich der Ausgleichsenergemengen der volatilen Energiequellen (Wind / PV in Deutschland bzw. Wind in Österreich) herangezogen.

<sup>18</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.

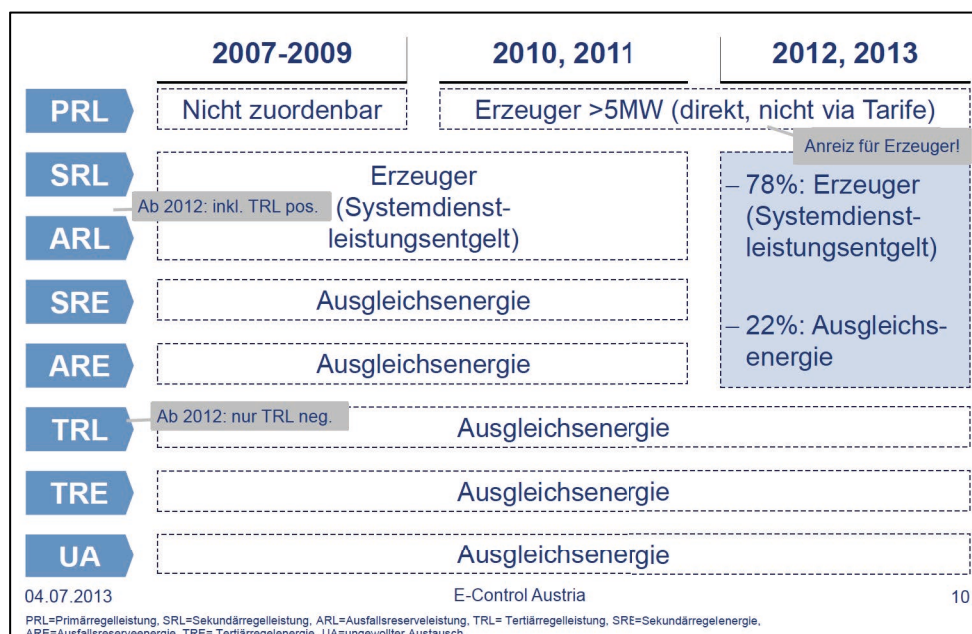


Im Ergebnis zeigt sich, dass der windbedingte spezifische Ausgleichsenergiebedarf der Ökostrombilanzgruppe um rd. den Faktor 2 für den AE-Bezug und um rd. den Faktor 3 für die AE-Lieferung über dem Ausgleichsenergiebedarf der deutschen ÜNBs für Windkraft und Photovoltaik liegt. **Als zweites Zwischenfazit 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 kurzfristige Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe insbesondere im Intraday-Handel 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).

**Neues im Überblick:** Der spezifische Ausgleichsenergiebedarf der OeMAG hat sich auch im vergangenen Jahr nur unwesentlich verändert, d.h. es wurden 2014 keine nach außen messbaren Verbesserungen im Prognoseverfahren bzw. Optimierungen bei der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe umgesetzt, um den Bedarf an Ausgleichsenergie zu minimieren. Der Vergleich mit den spezifischen Ausgleichsenergiemengen der deutschen ÜNBs zeigt auch für das Jahr 2014 welche Optimierungspotenziale grundsätzlich in Österreich bestehen. Es bleibt dabei abzuwarten, wie sich die 2015 begonnene Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe auf den spezifischen Ausgleichsenergiebedarf auswirken wird.

### 3.2 Ausgleichsenergiepreise (Preiseffekt)

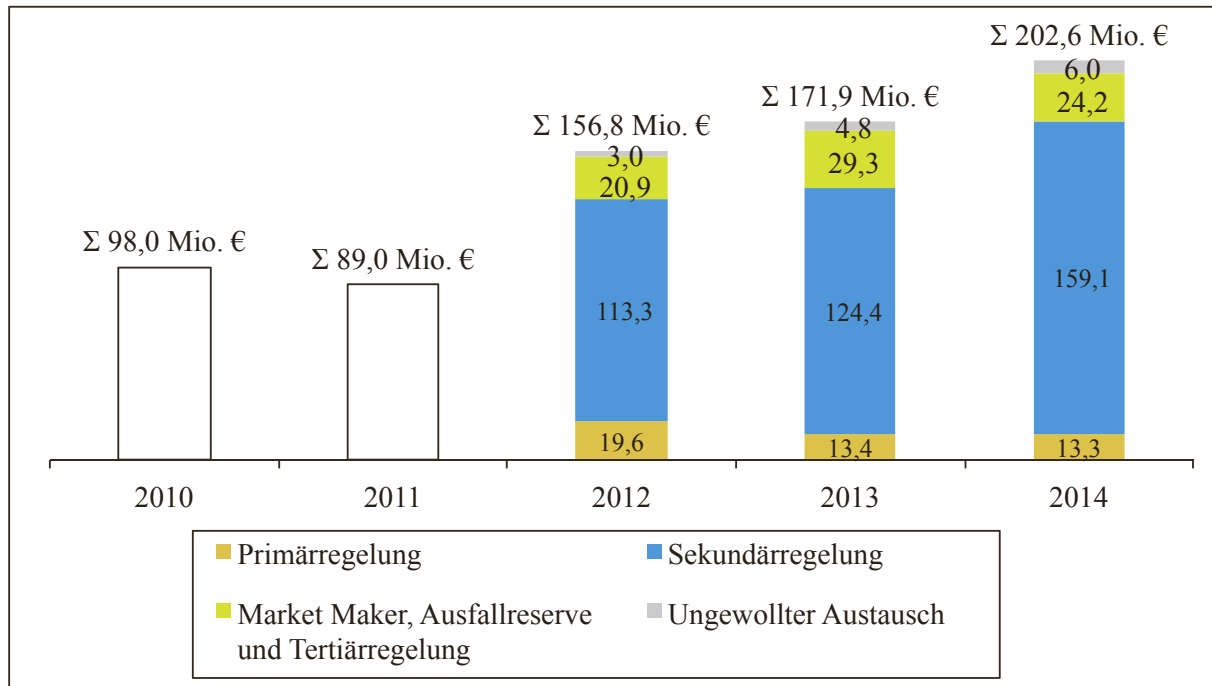
Die Ausgleichsenergiepreise werden in Österreich nach der in Abb. 15 dargestellten Systematik aus den Kosten der APG für die von ihr ausgeschriebenen bzw. abgerufene Regelreserve sowie den Kosten für den sog. ungewollten Austausch mit den Nachbarländern gebildet.<sup>19</sup>



**Abb. 15:** Allokation der Kosten von Regelleistung und Regelenergie zwischen Erzeugern (Systemdienstleistungsentgelt) und Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie) [35]

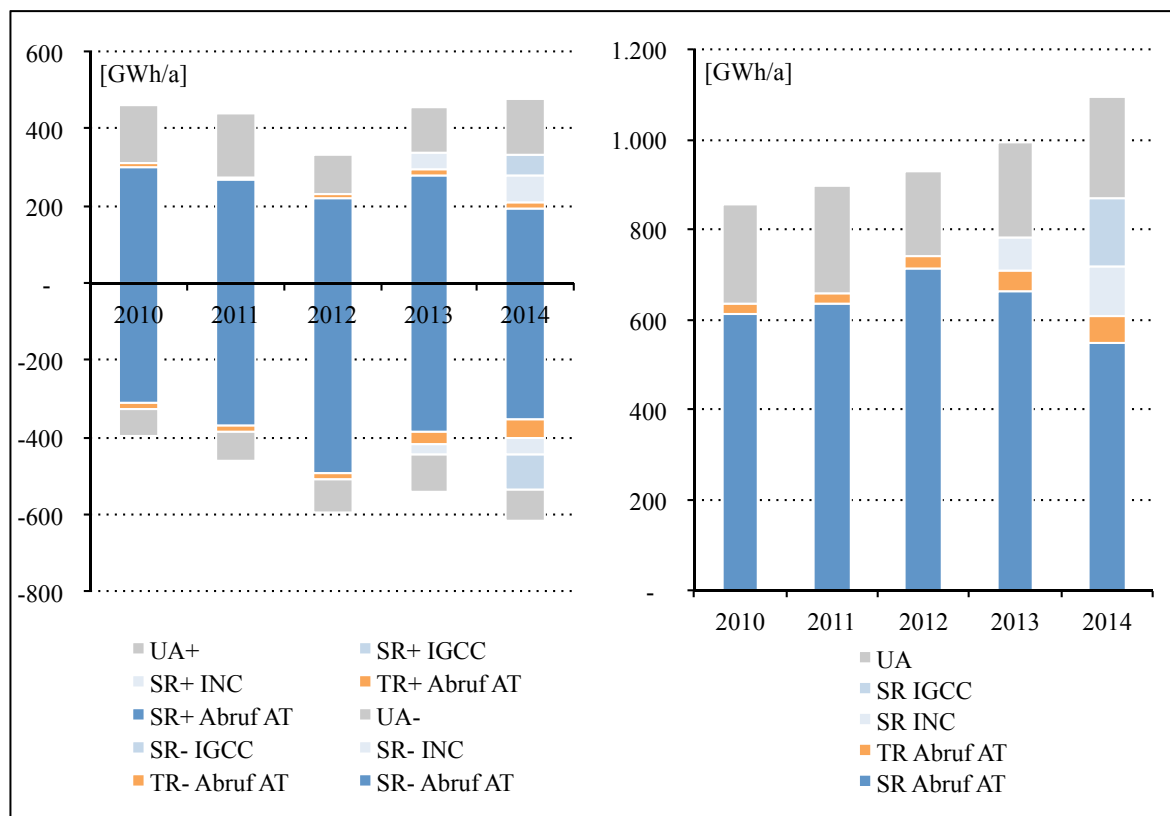
<sup>19</sup> Eine detaillierte Beschreibung des österreichischen Regelenergiemarkts findet sich bspw. in [34]

Insgesamt lagen die Kosten im österreichischen Regelleistungsmarkt (d. h. Regelleistung und -energie sowie ungewollter Austausch) im Jahr 2014 bei rd. 203 Mio. € und damit fast 20% über den Kosten im Jahr 2013 (rd. 172 Mio. €) bzw. fast 30% über den Kosten im Jahr 2012 (157 Mio. €) [36], [37]. Abb. 16 zeigt hierzu die Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelleistungsmarkt zwischen 2010 und 2014, wobei für die Jahre 2012 bis 2014 zusätzlich nach den unterschiedlichen Regelenergiearten differenziert wird.



**Abb. 16:** Entwicklung der Gesamtkosten im österreichischen Regelleistungsmarkt (Leistungsvorhaltung und Energieabruf) 2010 - 2014 (Daten 2012 bis 2013: APG; 2010 und 2011: E-Control)

Trotz der Kooperationen zwischen APG und dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES (Imbalancing Netting Cooperation, INC, seit Mai 2013) sowie zwischen APG und neun Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des internationalen Netzregelverbundes (International Grid Control Cooperation, IGCC, APG Teilnahme seit August 2014) zur Vermeidung einer gegenläufigen Sekundärregelung sind vor allem die Kosten für die Sekundärregelung im Jahr 2014 überproportional stark gestiegen (+30%). Diese Steigerung der Kosten ist umso erstaunlicher, als dass durch das Netting der Sekundärregelungsabrufe mit Slowenien sowie dem internationalen Netzregelverbunde der Abruf von Sekundärregelung in Österreich wie erwartet signifikant reduziert und damit nach Angaben von APG eine Kosteneinsparung von über 40 Mio. € im Jahr 2014 realisiert werden konnte [38]. Offensichtlich haben die (wenigen) Anbieter im österreichischen Sekundärregelmarkt auf die geringere Abrufhäufigkeit jedoch mit noch deutlich höheren Angebotspreisen für Sekundärregelenergie reagiert. In Abb. 17 ist hierzu die Entwicklung der für den Ausgleich der Ungleichgewichte in der Regelzone APG eingesetzte Regelenergie sowie des ungewollten Austausch mit den österreichischen Nachbarländern dargestellt.



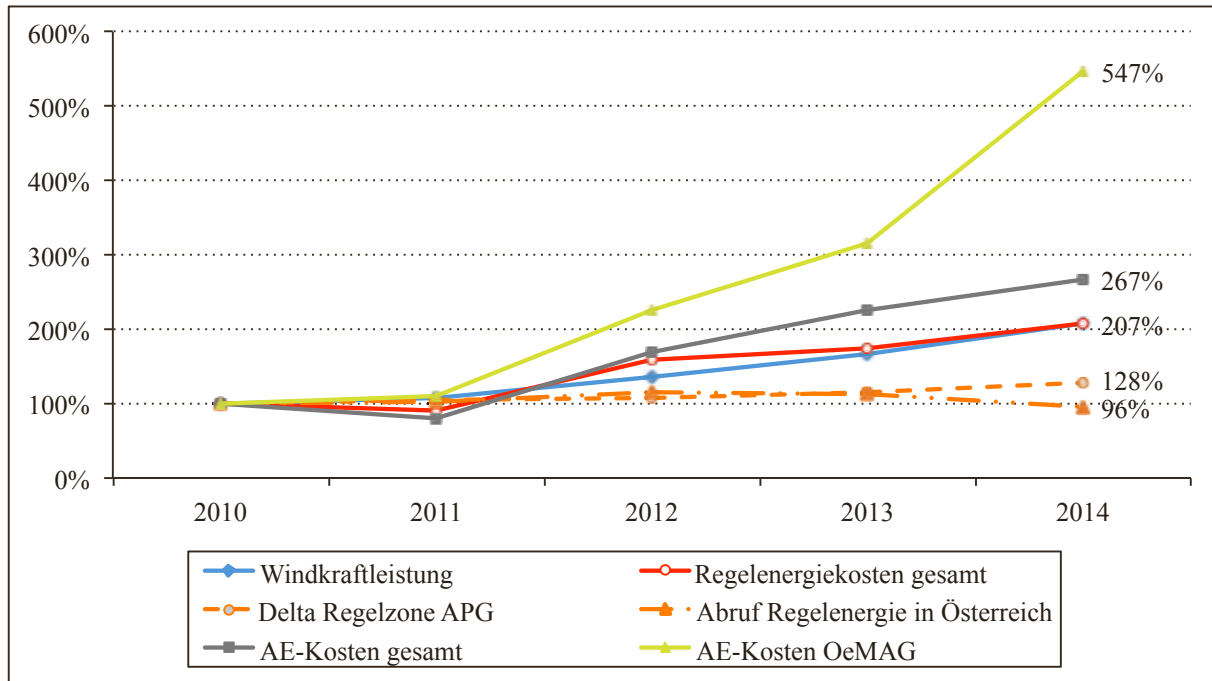
**Abb. 17:** Entwicklung der Ausgleichsmengen Regelzone APG 2010 bis 2014 (Daten APG, APCS)<sup>20</sup>

Das linke Diagramm zeigt dabei die Energiemengen vorzeichenrichtig, d. h. negative Mengen beschreiben den Abruf negativer Regelleistung bzw. einen Export im Zuge des ungewollten Austausches (UA) und positive Mengen den Abruf positiver Regelleistung bzw. einen Import im Zuge des ungewollten Austausches. Im rechten Diagramm sind hingegen die Abrufe von positiver und negativer Regelleistung bzw. die Exporte und Importe im Zuge des ungewollten Austausches als Absolutbetrag addiert dargestellt.

Deutlich zu erkennen ist dabei, dass das Ungleichgewicht der Regelzone APG in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen ist (von rd. 850 GWh im Jahr 2010 um knapp 30% auf 1.100 GWh im Jahr 2014). Mit ein Grund für diese Entwicklung ist dabei sicherlich auch im Ausbau der Windenergie in Österreich und dem damit zusammenhängenden steigenden Bedarf an Ausgleichsenergien der Ökostrombilanzgruppe auf Grund systemimmanenter Prognosefehler zu finden – im selben Zeitraum hat sich die installierte Windkraftleistung auf etwa 2.100 MW mehr als verdoppelt. Allerdings sind ab dem Jahr 2013 durch das Netting der Sekundärregelenergieabrufe mit Slowenien (INC) und dem internationalen Netzregelverbund (IGCC) die Abrufmengen in Österreich um etwa 25% gesunken – trotzdem sind die Kosten im Sekundärregelmarkt um mehr als 40% gestiegen

<sup>20</sup> Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass Regelzone APG ab dem Jahr 2012 um die Regelzone Tirol und ab dem Jahr 2013 um die Regelzone Vorarlberg erweitert wurde, d. h. die statistischen Daten beziehen sich vor diesen Zeitpunkten auf ein kleineres geografisches Gebiet. Da jedoch keine Daten zum Regel- und Ausgleichsenergiemarkt in Tirol und Vorarlberg verfügbar sind, wird diese „Unschärfe“ näherungsweise vernachlässigt.

(inkl. INC und IGCC).<sup>21</sup> Insofern greifen auch jene Aussagen zu kurz, die im Ausbau der Windkraft die wesentliche Ursache für das dramatische Steigen der Regelenergiekosten in Österreich sehen (u. a. [39]). Abb. 18 zeigt hierzu die relative Entwicklung der Windkraftleistung in Österreich im Verhältnis zu ausgewählten Kenngrößen im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt zwischen 2010 (100%) und 2014.



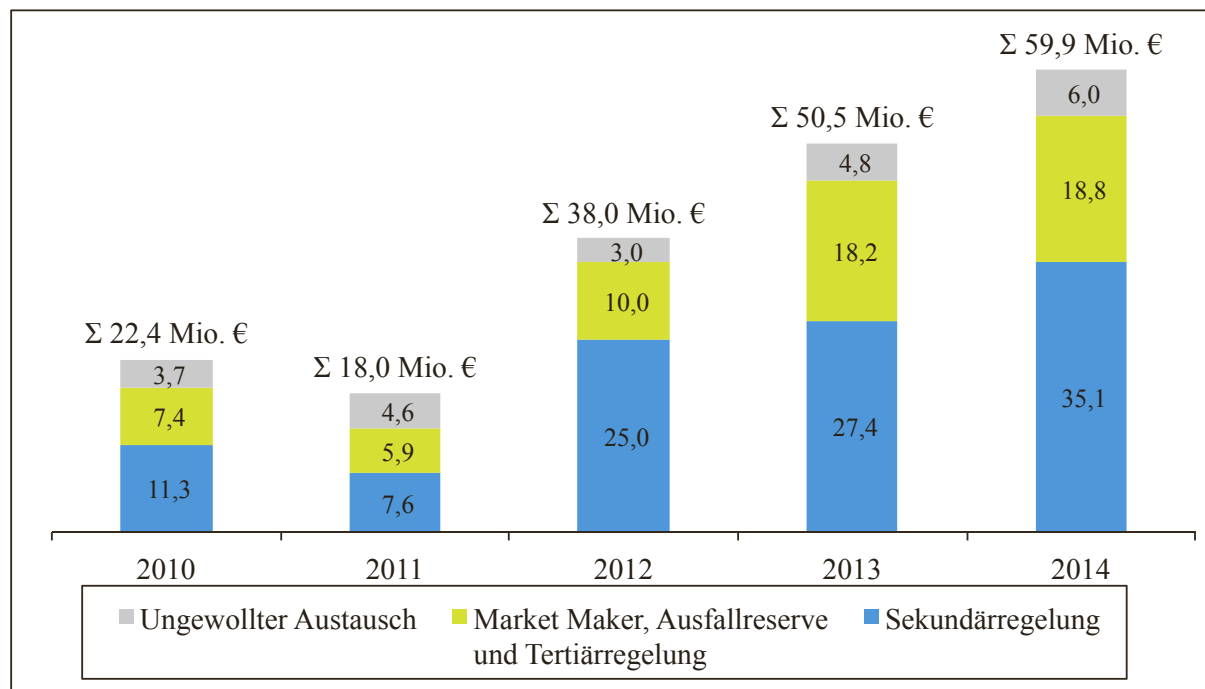
**Abb. 18:** Relative Entwicklung der Windkraftleistung in Österreich im Verhältnis zu ausgewählten Kenngrößen im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt 2010 bis 2014

Während sowohl die installierte Windkraftleistung als auch die Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt im betrachteten Zeitraum auf jeweils 207% in Bezug auf den Ausgangswert von 100% in 2010 zugenommen haben, sind die jährlichen kumulierten Abweichungen der APG Regelzone (sog. Delta Regelzone) „nur“ auf 128% gestiegen. Der Einsatz von Regelenergie ist demgegenüber sogar leicht auf 96% zurückgegangen.

Anders sieht die Situation jedoch bei den von den Bilanzgruppen über die Verrechnung der Ausgleichsenergie zu tragenden Kostenbestandteile des Regelenergiemarkts (Steigerung auf 267%) und hier insbesondere bei den von der Ökostrombilanzgruppe zu tragenden Ausgleichsenergiekosten (Steigerung auf 547%) aus. Die an die Bilanzgruppen verrechneten sind im Jahr 2014 auf 59,9 Mio. € und damit deutlich stärker als die Gesamtkosten im Regelenergiemarkt gestiegen, da vor allem die Kosten für negative Tertiärregelleistung und -energie seit Herbst 2013 überproportional zugenommen haben. Zusätzlich hat die Umstellung der Beschaffungssystematik für Sekundärregelleistung sowie der generellen Verrechnungssystematik zwischen Ausgleichsenergie und Systemdienstleistungsentgelt bereits im Jahr 2012 zu einem Sprung der Kosten um mehr als 100% geführt. Von 2010 bis 2014 haben sich

<sup>21</sup> 90% der Kosten für Sekundärregelleistung- und -energie werden für Anbieter in Österreich aufgewendet und 10% im Zuge des saldierten INC- und IGCC-Nettings an die ausländischen Kooperationspartner vergütet.

damit die Kosten der an die Bilanzgruppen von der APCS verrechneten Ausgleichsenergie fast verdreifacht (Abb. 19).



**Abb. 19:** Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten in Österreich differenziert nach Kosten für Sekundärregelung, Tertiärregelung (inkl. Market Maker und Ausfallsreserve) sowie ungewollten Austausch 2010 - 2014 (Daten: APCS<sup>22</sup>)

Auffällig und auf dem ersten Blick widersprüchlich ist in diesem Zusammenhang, dass die Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie deutlich stärker als die Ausgleichsenergiekosten insgesamt gestiegen sind bzw. im Jahr 2014 mit rd. 69,6 Mio. € (vgl. Abschnitt 2.1) sogar über den gesamten über die Ausgleichsenergie verrechneten Kosten aus dem Regleenergiemarkt gelegen haben. Insofern können die aktuell hohen Aufwendungen der OeMAG für windbedingte Ausgleichsenergie neben den hohen Preisen im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt auch eine Folge der Systematik zur Verrechnung der Ausgleichsenergie über die beiden Preiskomponenten Clearingpreis 1 und 2 sein. Diese beiden Aspekte werden im Folgenden näher diskutiert.

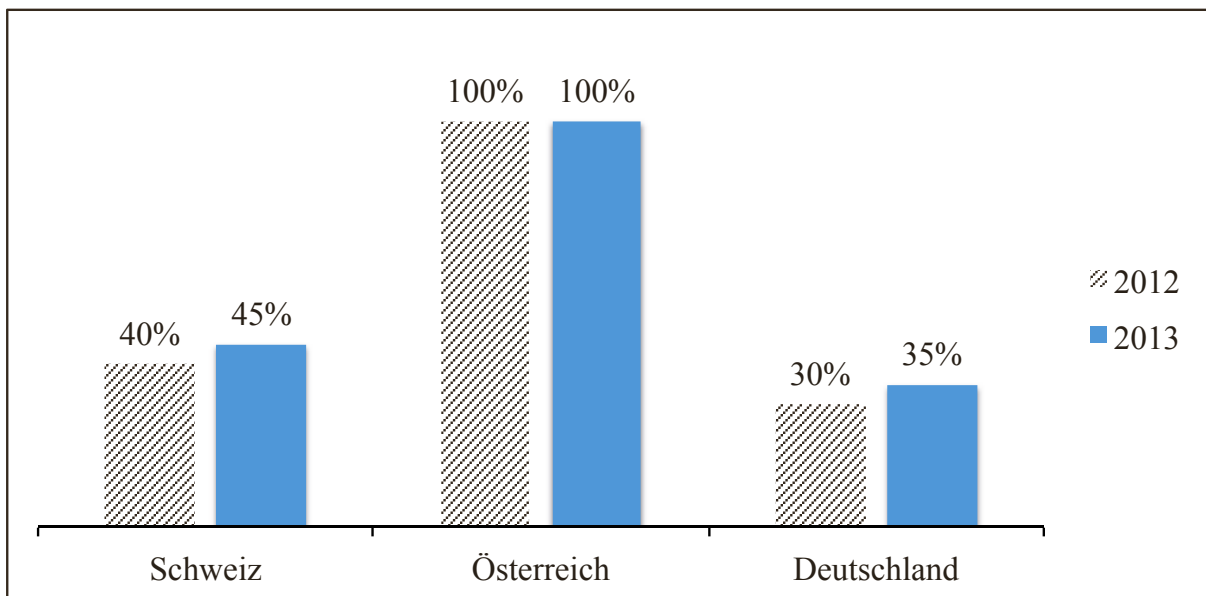
### a) Preise im österreichischen Regleenergiemarkt

Durch die beschränkte Anzahl an Anbietern hat sich in Österreich ein extrem konzentrierter Regleenergiemarkt entwickelt, dessen Preisniveau nicht mehr notwendigerweise als wettbewerbskonform bezeichnet werden kann. Entsprechend werden auf Seiten der Regulierungsbehörde (E-Control) sowie der APG zunehmend Anstrengungen unternommen, um den Wettbewerb durch neue Anbieter bzw. grenzüberschreitende Kooperationen zu stärken und damit die Preise im österreichischen Regleenergiemarkt nachhaltig zu senken. Allerdings besteht für Regleenergiemärkte grundsätzlich die Problematik, dass die Frage nach einem wettbewerbsbli-

<sup>22</sup> [www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken](http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken)

chen Preisniveau nicht einfach zu beantworten ist, da im Gegensatz zu Spotmärkten keine Referenzpreise anhand von Grenzkosten direkt abgeleitet werden können (vgl. u. a. [40]). Entsprechend werden im Folgenden die Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkts mit dem Kostenniveau in Deutschland und der Schweiz verglichen, wobei systembedingte Unterschiede in der Höhe der vorgehaltenen Regelleistung berücksichtigt werden.

Auch wenn ein Vergleich der Preisstrukturen zwischen nationalen Regelenergiemärkten auf Grund der (noch) unterschiedlichen Produktdefinitionen und Anforderungen an die Veröffentlichungspflichten an sich schwierig ist<sup>23</sup>, zeigt der Vergleich der Kosten des österreichischen mit dem schweizerischen und deutschen Regelenergiemarkt, dass erhebliche Kostensenkungspotenziale in Österreich bestehen. In Abb. 20 ist hierzu ein qualitativer Vergleich der relativen Aufwendungen in den Regelenergiemärkten Österreich, Schweiz und Deutschland in den Jahren 2012 und 2013 dargestellt, wobei als Bezugsgröße (d. h. 100%) die Kosten im Regelenergiemarkt von Österreich herangezogen werden.



**Abb. 20:** Qualitative Bewertung des Kostenniveaus im Österreichischen Regelenergiemarkt im Vergleich zur Schweiz und zu Deutschland 2012/2013 (eigene Berechnungen auf Grundlage Daten BNetzA, Swissgrid und APG)

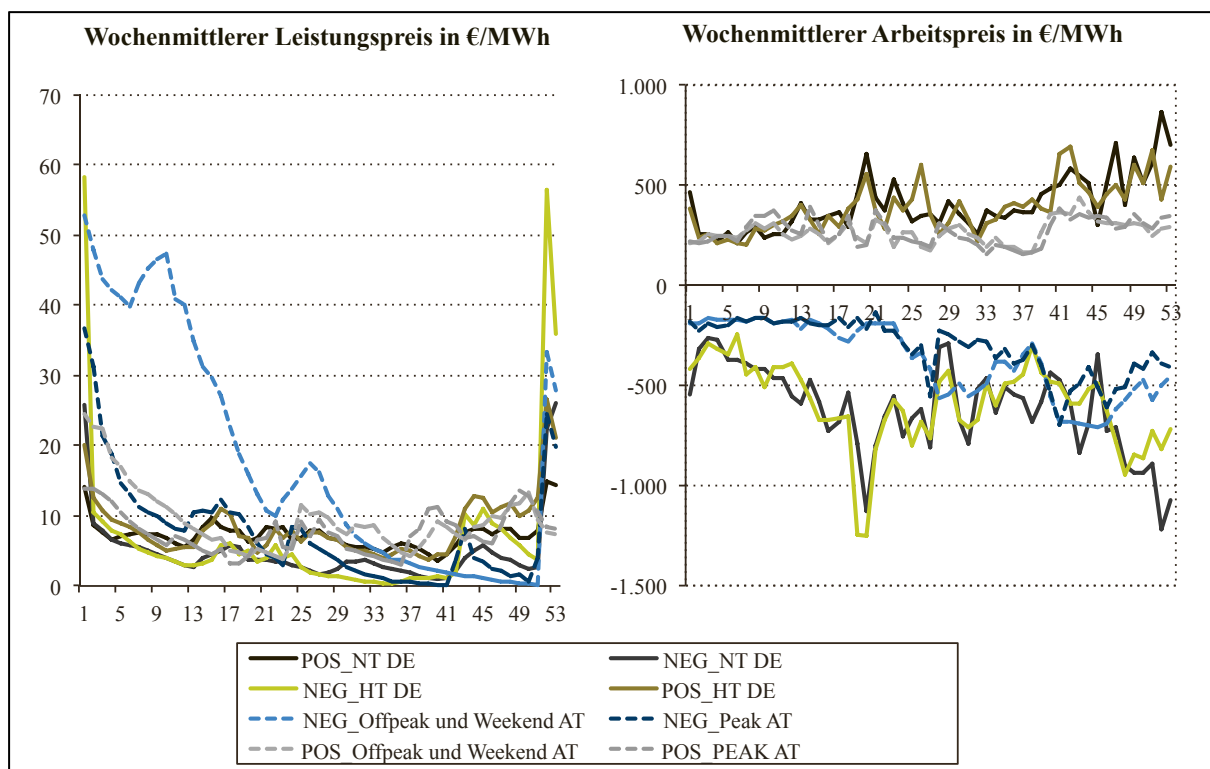
- In der Schweiz lagen im Jahr 2013 die Kosten für die Vorhaltung der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung sowie für den ungewollten Austausch bei etwa 200 Mio. € [41] und damit etwa doppelt so hoch wie in Österreich. Allerdings ist die vorgehaltene Regelleistung (Summe aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) in der Schweiz auf Grund der deutlich größeren Leistungen einzelner Kraftwerksblöcke auch etwa doppelt so hoch wie in Österreich. Da gleichzeitig die Kosten der abgerufenen Regelleistung u. a. auf

<sup>23</sup> Zusätzlich sind durch eine unterschiedliche Systematiken der Wälzung der Kosten aus dem Regelenergiemarkt die Ausgleichsenergiepreise unterschiedlich betroffen. In der Schweiz werden die Kosten des Regelenergiemarkts 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 Regelenergieabrufs verursachergerecht auf die Bilanzkreise allokiert.

Grund einer abweichenden Preisbildungssystematik deutlich unter den Kosten von Österreich lagen, können die spezifischen Regelleistungskosten in der Schweiz für 2013 mit etwa 45 % der Kosten von Österreich abgeleitet werden.

- Die Gesamtaufwendungen für Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve (Leistung und Energie; ohne ungewollten Austausch) lagen in Deutschland im Jahr 2013 bei rd. 600 Mio. € [42] und damit um den Faktor 3 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 Mehrbedarfs an Regelleistung in Deutschland leitet sich ein spezifisches Kostenniveau im deutschen Regelleistungsmarkt von etwa 35 % im Vergleich zu Österreich ab.

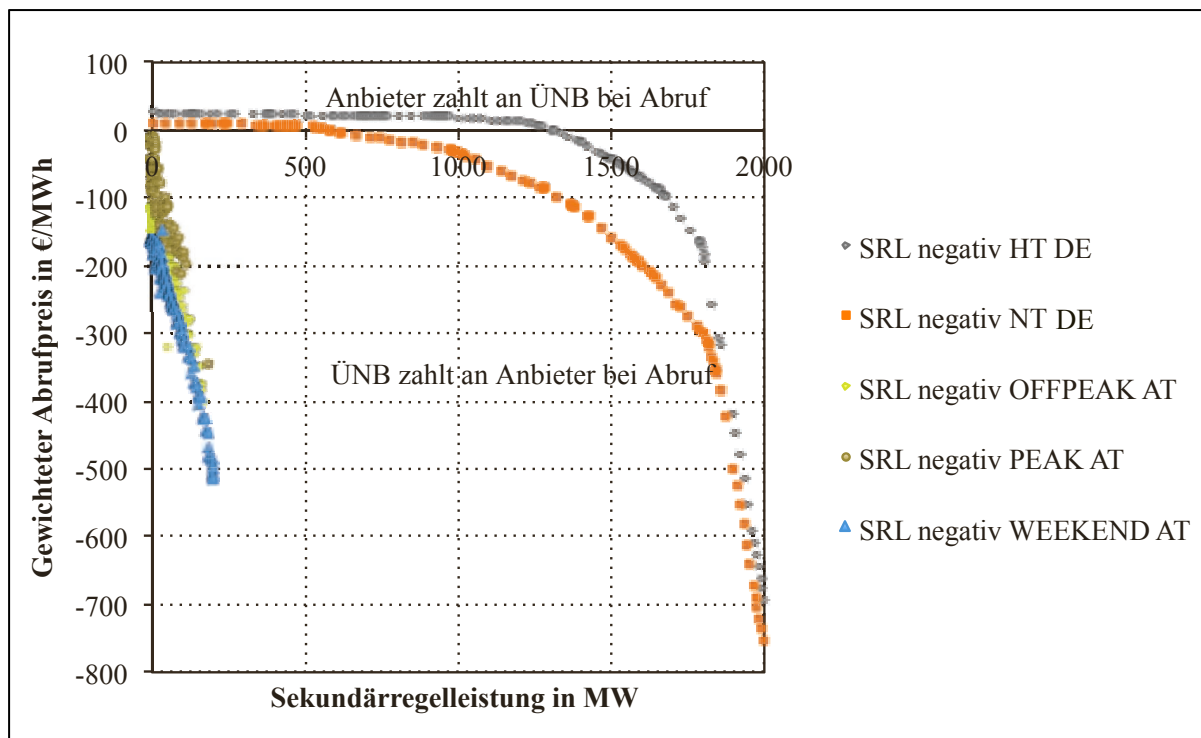
Besonders auffällig bei einem detaillierten Vergleich der Kostenstrukturen im österreichischen und deutschen Regelleistungsmarkt ist dabei, dass eines vergleichbaren Kostenniveaus bei den akzeptierten Sekundärregelungsangeboten die mittleren Abrufpreise vor allem für negative Sekundärregelenergie in Österreich deutlich höher als in Deutschland liegen. Abb. 21 zeigt hierzu die wochenmittleren Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelung in Österreich und Deutschland 2014 der zugeschlagenen (d. h. akzeptierten) Angebote.



**Abb. 21:** Zugeschlagene Wochenmittlere Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelung in Österreich und Deutschland 2014 (Daten: APG, regelleistung.net)<sup>24</sup>

<sup>24</sup> HT = Hochtartif Werktags 8:00 - 20:00, NT = Niedertarif Werktags 20:00 - 8:00 sowie Samstag, Sonntag und bundesweit einheitliche Feiertage, offpeak = Werktags 8:00 - 20:00, peak = Werktags 20:00 - 8:00, weekend = Samstag und Sonntag

Die mittleren zugeschlagenen Arbeitspreise können jedoch nur sehr eingeschränkt für den Vergleich des Preisniveaus in unterschiedlichen Regelleistungsmärkten herangezogen werden, da einzelne extrem teure aber nur sehr selten tatsächlich abgerufene Angebote zwar den mittleren Preis stark beeinflussen können, jedoch nur einen geringen Beitrag zu den Gesamtkosten haben. Im Gegensatz zu Deutschland werden in Österreich allerdings keine einzelnen Angebote, sondern nur mittlere Angebotspreise veröffentlicht, so dass der Vergleich der jeweiligen Angebotsstrukturen (d. h. Merit-Order der zugeschlagenen Angebote) nicht unmittelbar möglich ist. Jedoch kann aus den veröffentlichten gewichteten Abrufpreisen für Sekundärregelenergie in Österreich ein solcher Vergleich durchgeführt werden. In Abb. 22 ist dies exemplarisch für die mittleren Abrufpreise von negativer Sekundärregelenergie in Österreich sowie die kumulierten mengengewichteten Angebotspreise von negativer Sekundärregelenergie in Deutschland im Ausschreibungszeitraum 1. bis 7. Dezember 2014 dargestellt – die Zusammenhänge können dabei jedoch grundsätzlich auch in jeder anderen Woche des Jahres 2014 beobachtet werden.



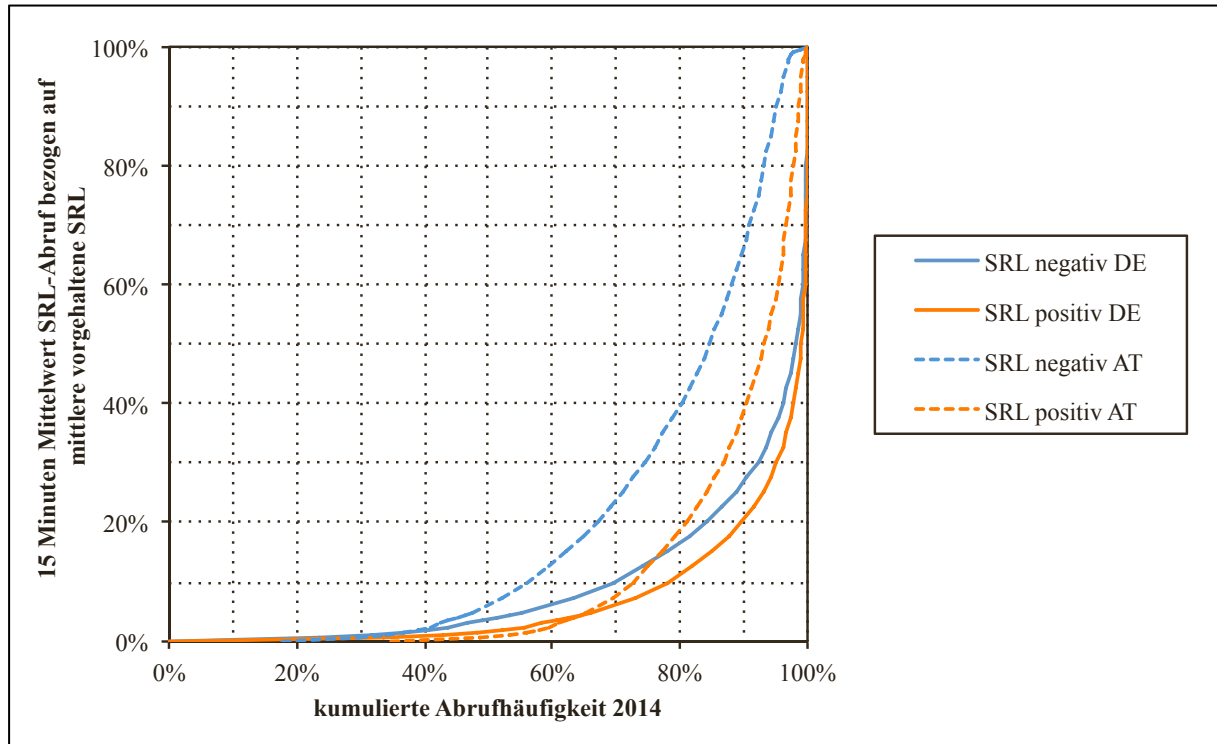
**Abb. 22:** Gewichtete Abrufpreise bzw. Angebotspreise für Sekundärregelenergie in Österreich und Deutschland von 1. bis 7. Dezember 2014 (Daten: APG, regelleistung.net)<sup>25</sup>

Während in Deutschland bei niedrigen Abrufmengen (d. h. weniger als 50% der vorgehaltenen 2.000 MW negativer Sekundärregelleistung werden aktiviert) i. Allg. die Anbieter an die Übertragungsnetzbetreiber für die bezogene Energie bezahlen, muss die APG in Österreich auch bei sehr niedrigen Abrufmengen bereits bis zu 200 €/MWh an die Anbieter bezahlen,

<sup>25</sup> HT = Hochtarif Werktags 8:00 - 20:00, NT = Niedertarif Werktags 20:00 - 8:00 sowie Samstag, Sonntag und bundesweit einheitliche Feiertage, offpeak = Werktags 8:00 - 20:00, peak = Werktags 20:00 - 8:00, weekend = Samstag und Sonntag



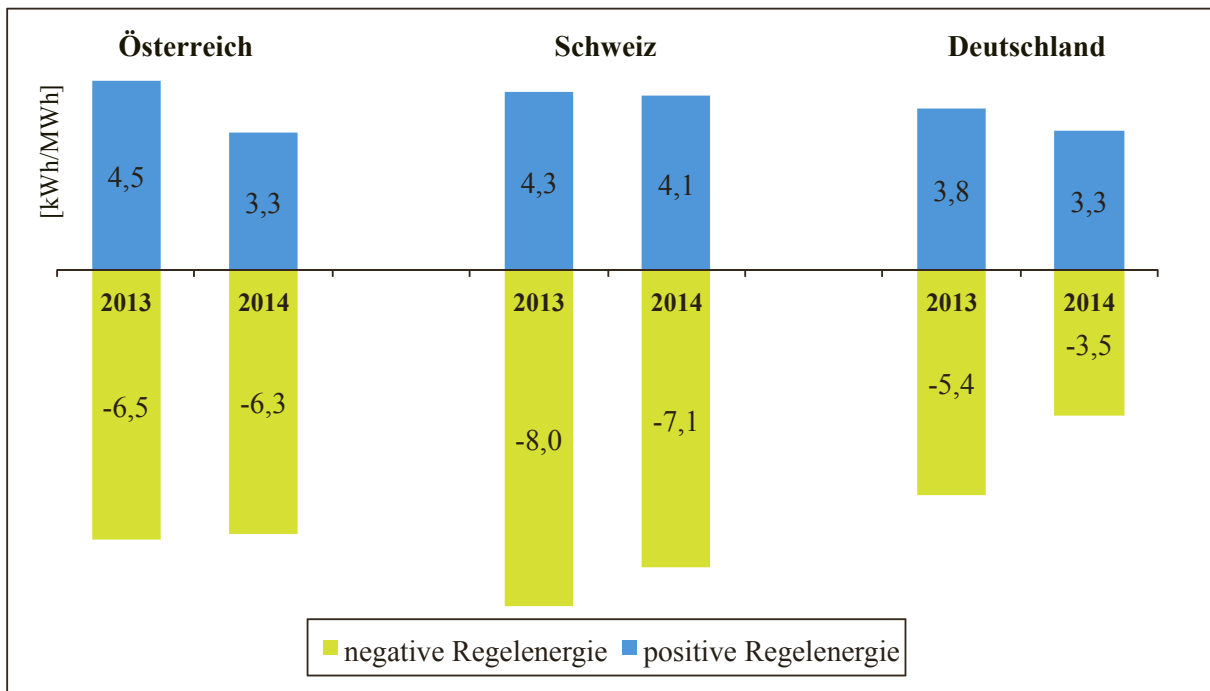
damit diese die Überschussenergie im Netz abnehmen. Da gleichzeitig die Abrufhäufigkeit von Sekundärregelleistung in Österreich deutlich höher als in Deutschland ist (Abb. 23), ergeben sich in Österreich trotz der ähnlichen mittleren Angebotspreise am Jahresende deutlich höhere Gesamtkosten für die Sekundärregelung als in Deutschland.



**Abb. 23:** Relative Abrufhäufigkeit von Sekundärregelleistung in Österreich und Deutschland im Jahr 2014 (Daten: APG, regelleistung.net)

Die für 2012 und 2013 ableitbaren Unterschiede in den spezifischen Kostenstrukturen der Regelenenergiemärkte in Österreich einerseits bzw. der Schweiz und Deutschland andererseits können dabei nur zu einem kleinen Teil durch den systemimmanenten Nachteil der im Verhältnis 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 Regelenenergie erkennen, d. h. das hohe Kostenniveau im österreichischen Regelenenergiemarkt kann nicht durch einen atypisch hohen Regelenenergieabruf erklärt werden. Abb. 24 zeigt hierzu den Regelenenergieabruf in Österreich, der Schweiz und Deutschland im Jahr 2013 und 2014 (ohne vermiedene Regelenenergiemengen aus Netting im INC und IGCC) jeweils bezogen auf den energetischen Endverbrauch an elektrischer Energie.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Gegenüber der im Jahr 2014 veröffentlichten Studie wurde die Bezugsgröße von der Bruttostromerzeugung auf den elektrischen Endenergieverbrauch geändert, um insbesondere verzerrende Effekte der zwischen den einzelnen Jahren stark unterschiedlichen Erzeugung aus Wasserkraftanlagen in Österreich und der Schweiz ausschließen zu können.



**Abb. 24:** Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Österreich, der Schweiz und Deutschland bezogen auf den jeweiligen energetischen Endverbrauch an elektrischer Energie (kWh Regelleistung je MWh Verbrauch; Daten: APG, Swissgrid, regelleistung.net, BDEW, E-Control)

Durch die internationalen Kooperationen zum Netting des Regellenergiebedarfs lässt sich in allen drei Ländern zum einen ein sinkender Abruf von Regelleistung feststellen. Zum anderen hat Österreich auf Grund der kleineren Regelzone im Vergleich mit Deutschland zwar einen systemimmanenten „Nachteil“ durch geringere Ausgleichseffekte zwischen den Bilanzgruppen<sup>27</sup>, jedoch liegt bspw. im Jahr 2014 der spezifische Regellenergiebedarf bezogen auf den elektrischen Endenergieverbrauch mit in Summe 9,6 kWh/MWh nur etwa 40 % über dem Bedarf der deutschen ÜNBs. Dadurch lassen sich die in Abb. 20 dargestellten signifikanten Unterschiede im Kostenniveau der beiden Regelleistungsmärkte jedoch nicht bzw. nur zu einem geringen Teil erklären. Die Schweiz hat demgegenüber in Summe einen ähnlichen spezifischen Regellenergiebedarf wie Österreich gezeigt, wenn gleich eine deutliche Tendenz zur Überspeisung der schweizerischen Regelzone zu beobachten ist.

**Als Zwischenfazit lässt sich damit festhalten, dass die hohen Kosten des österreichischen Regelleistungsmarkts nicht durch einen hohen Bedarf an Regelleistung auf Grund eines systemimmanenten Nachteils der österreichischen Regelzone erklärt werden können, sondern vielmehr auf ein überdurchschnittlich hohes Preisniveau in Österreich zurückzuführen sind.**<sup>28</sup>

<sup>27</sup> Durch den Ende 2008 in Deutschland gestarteten Netzregelverbund zwischen den vier ÜNBs werden heute die Regelzonensalden der ÜNBs saldiert und nur das verbleibende Ungleichgewicht durch den Abruf von Regelleistung ausgeglichen.

<sup>28</sup> Dies wird u. a. auch in einer Analyse von Rechberger (APCS) [45] bestätigt: „Daraus ergibt sich, dass die Regelleistungskosten [...] hauptsächlich von den Preisen am Regelleistungsmarkt getrieben wird und nicht von den Mengen.“

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 3 Jahren branchenübergreifend diskutiert bzw. wurden auch bereits erste Maßnahmen umgesetzt – bisher konnten diese Maßnahmen jedoch allenfalls den Anstieg der Kosten begrenzen jedoch kein wettbewerbliches Preisniveau in Österreich herstellen (vgl. Abschnitt 4.4). Entsprechend erwarten Branchenvertretern auch, dass durch die internationale Kooperationen auf derzeitigem Niveau keine wesentlichen Kostensenkungen eintreten werden.

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

Die Verrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt in Österreich über die beiden Preiskomponenten Clearingpreis 1 und 2 [43]. 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 [44]. 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.

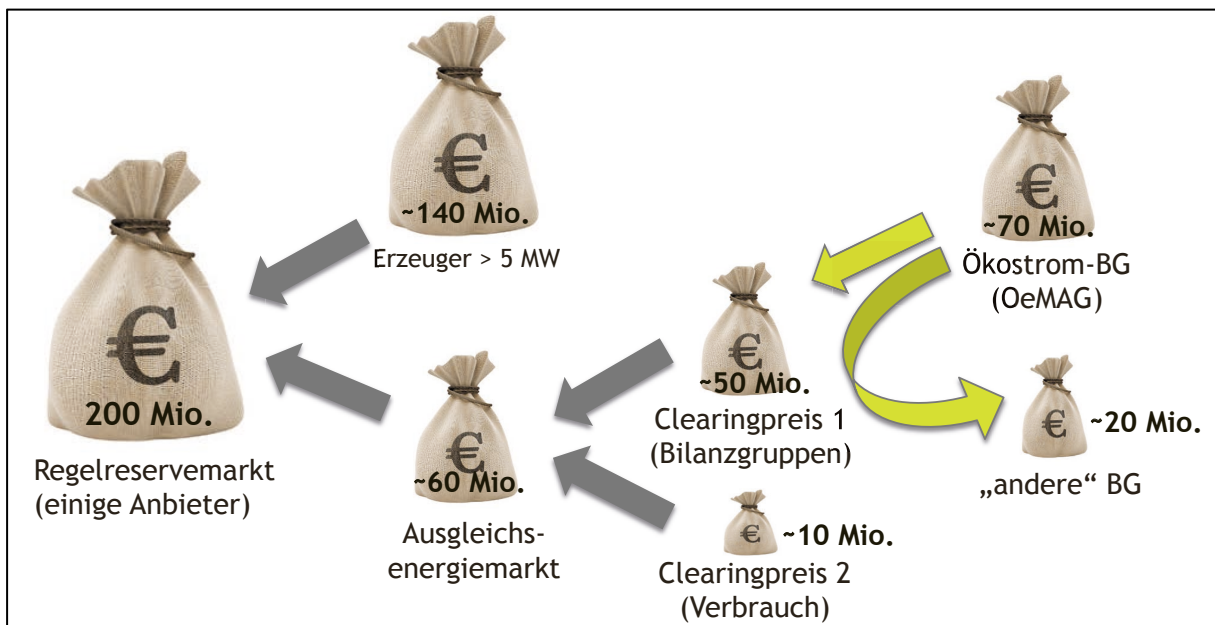
Ursprünglich wurde das österreichische Preismodell zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise (sog. Trichterformel [43]) so konzipiert, dass von den gesamten Ausgleichsenergiekosten knapp 80 % über den Clearingpreis 1 und 20 % über den Clearingpreis 2 an die Bilanzgruppen verrechnet werden. Bis zum Jahr 2013 konnte diese Randbedingung auch umgesetzt werden, im Jahr 2014 wurden jedoch nur knapp 12% der Ausgleichsenergiekosten über den Clearingpreis 2 und damit 88% über den Clearingpreis 1 verrechnet.

In Tabelle 2 sind die entsprechenden Zahlen für die Allokation der gesamten Ausgleichsenergiekosten auf den Clearingpreise 1 und 2 zusammenfassend dargestellt. Zusätzlich zeigt Tabelle 2 auch die Kosten für Ausgleichsenergie in der Ökostrombilanzgruppe sowie die gesamten positiven und negativen Ausgleichsenergiemengen innerhalb der APG-Regelzone sowie der Ökostrombilanzgruppe.

**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>29</sup>

	Regelzone APG					Ökostrombilanzgruppe		
	Clearingpreis 1 [Mio. €]	Clearingpreis 2 [Mio. €]	AE-Kosten [Mio. €]	AE positiv [GWh/a]	AE negativ [GWh/a]	AE positiv [GWh/a]	AE negativ [GWh/a]	AE-Kosten [Mio. €]
2012	30,4	7,6	38,0	1.370	1.570	374	353	28,8
2013	40,3	10,2	50,5	1.650	1.630	483	457	40,1
2014	51,5	8,4	59,9	1.756	1.784	625	511	69,6

Während in den Jahren 2012 und 2013 die Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie noch knapp unterhalb den gesamten über den Clearingpreis 1 verrechneten Ausgleichsenergiekosten lagen, musste die OeMAG im Jahr 2014 fast 20 Mio. € mehr für Ausgleichsenergie aufwenden als überhaupt von der APCS über den Clearingpreis 1 an alle Bilanzgruppen in Österreich verrechnet wurden. Dieser Umstand ist umso „erstaunlicher“, als die Ökostrombilanzgruppe im Mittel der 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, im Jahr 2014 mit annähernd 20 Mio. € an den Prognosefehlern der OeMAG profitiert haben (Abb. 25).



**Abb. 25:** Saldierte Zahlungsströme im österreichischen Regelreserve- und Ausgleichsenergiemarkt 2014

<sup>29</sup> <http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken>,  
<http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/>

In einer umfassenden Analyse des österreichischen Ausgleichsenergiemarkts hat Rechberger (APCS) [45] hierzu gezeigt, dass „große Bilanzgruppen mit hoher Windenergieeinspeisung und ohne Möglichkeiten ihre Fahrpläne zeitnah an Veränderungen in der Winderzeugung(sprognose) anzupassen klare Verlierer der derzeitigen österreichischen AE-Bepreisung sind.“ Vom Ansatz ist das österreichische Preismodell zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise (sog. Trichterformel [43]) nachvollziehbar, da Bilanzgruppen finanziell „bestraft“ werden, wenn sie die Abweichung der Regelzone vergrößern und Bilanzgruppen finanziell „belohnt“ werden, wenn sie die Abweichungen der Regelzonen verringern. Dadurch entsteht grundsätzlich ein Anreiz möglichst ausgeglichen zu bilanzieren. Gibt es jedoch eine Bilanzgruppe mit häufig hohen und vor allem länger andauernden Abweichungen sowie gleichzeitig fehlender Möglichkeit eines bilanzgruppeninternen Ausgleichs (im konkreten Fall die Ökostrombilanzgruppe), kann das österreichische Preismodell gleichzeitig auch einen Anreiz für andere Bilanzgruppen liefern sich bewusst gegen diese eine Bilanzgruppe zu stellen, um damit bei hoher Eintrittswahrscheinlichkeit von den hohen Ausgleichsenergiepreisen zu profitieren.

Im Ergebnis führt somit die aktuelle Berechnungssystematik der Ausgleichsenergiepreise zu einer systemimmanenten Benachteiligung der Ökostrombilanzgruppe. **Insofern lässt sich damit als weiteres Zwischenfazit festhalten, dass neben den hohen Preisen im österreichischen Regelenergiemarkt vor allem auch das Modell zur Berechnung der viertelstündlichen Clearingpreise 1 ein wesentlicher Grund für die hohen Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Windkraft in Österreich darstellt.**

**Neues im Überblick:** Das Kostenniveau im österreichischen Regelenergiemarkt ist 2014 noch einmal deutlich auf mittlerweile über 200 Mio. €/a gestiegen. Die hohen Kosten sind dabei auf eine fehlende wettbewerbliche Angebotssituation im österreichischen Regelenergiemarkt und nicht auf einen (zu) hohen Bedarf an Regelenergie zurückzuführen. Während die installierte Windkraftleistung 2014 um rd. 20% zugenommen hat, ist der Abruf von Regelenergie in Österreich durch den Ausbau der internationalen Kooperationen (Netting) im vergangenen Jahr sogar spürbar zurückgegangen. Jedoch hat das österreichische Preismodell zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2014 erstmalig dazu geführt, dass die Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe höher als die gesamten von der APCS an alle Bilanzgruppen verrechneten Kosten aus dem Regelenergiemarkt gelegen sind.

## 4 Lösungsansätze zur Reduzierung der windkraftbedingten Ausgleichsenergieaufwendungen

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 prinzipiell 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 drei 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 argumentatives und nach Ausscheiden aus der Tarifförderung z. T. auch existenzielles Problem dar, weil bei steigender Tendenz bereits rd. 30 % der gesamtösterreichischen Kosten aus dem Regelenergiemarkt direkt oder indirekt der Windkraft angerechnet werden.

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. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass sich ausgehend von den bereits in der Studie 2014 skizzierten Lösungsansätzen bisher keine wesentlichen Fortschritte bei der Bewirtschaftung der Ökobilanzgruppe ergeben haben, um den gesetzlich verankerten Erfordernissen lt. § 37 Ökostromgesetz (insbes. Ausschöpfung aller Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie nach Absatz (4)) zu genügen.

### 4.1 Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe

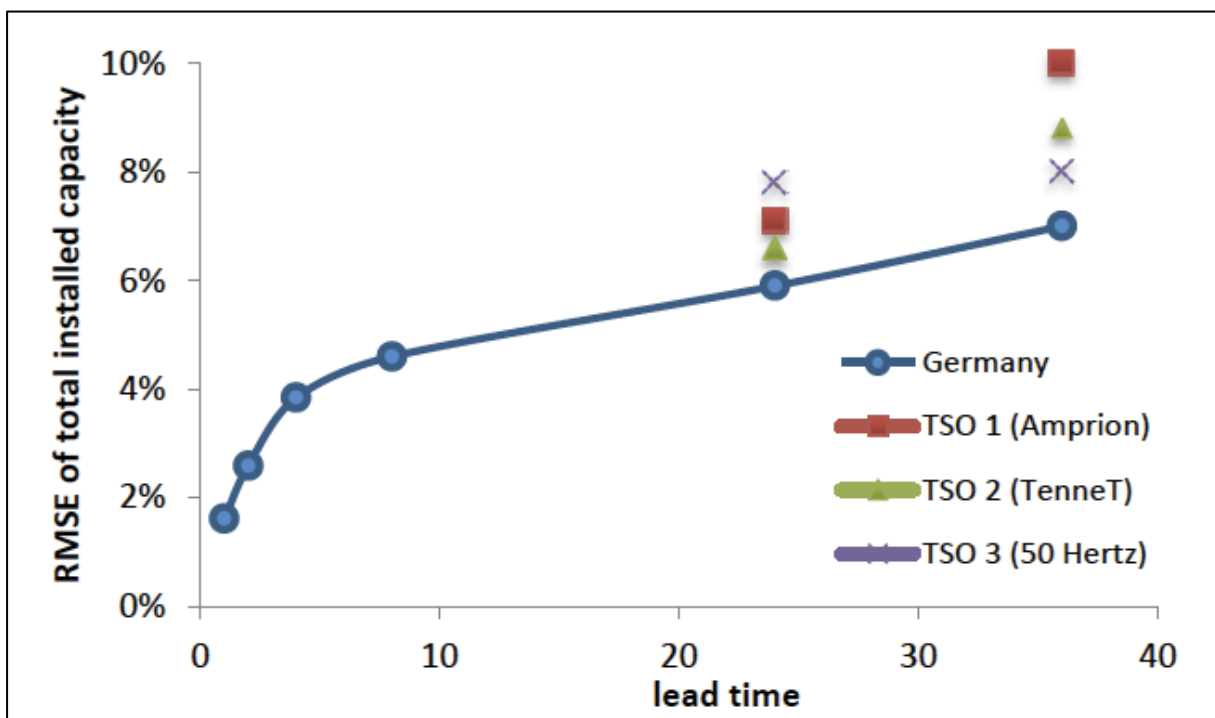
Gemäß § 37. Absatz 1 Ziffer 5 Ökostromgesetz 2012 ist die OeMAG als Ökostromabwicklungsstelle zur Erstellung von Prognosen über den zukünftig eingespeisten Ökostrom dessen Zuweisung über Fahrplänen an die Stromhändler verpflichtet. Der Gesetzgeber betont in diesem Zusammenhang jedoch ausdrücklich, dass „[...] 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 marktbasieren 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. 26 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. 26:** Prognosefehler der Windstromerzeugung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont für Gesamtdeutschland sowie die Netzgebiete dreier ÜNBs [46]

Bestätigt werden die Größenordnungen aus Abb. 26 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. 27:** Entwicklung der mittleren Abweichungen (nRMSE) der TenneT-Windstromprognose für Deutschland [47]

Entsprechend nutzen nicht nur durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, sondern praktisch alle Windstrom vermarktenden Akteure Kurzfristprognosen für eine untertägige Bewirtschaftung ihrer Windportfolios 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. In den Jahren 2013 bzw. 2014 lag die Summe der An- und Verkaufsmengen im Intraday-Markt bei 3,4 bzw. 2,9 TWh und damit bereits bei 82 bzw. 104% der Ausgleichsenergiemengen<sup>30</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. € und im Jahr 2014 knapp 58 Mio. € an Kosten für den untertägigen Ausgleich im Intraday-Markt<sup>31</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.

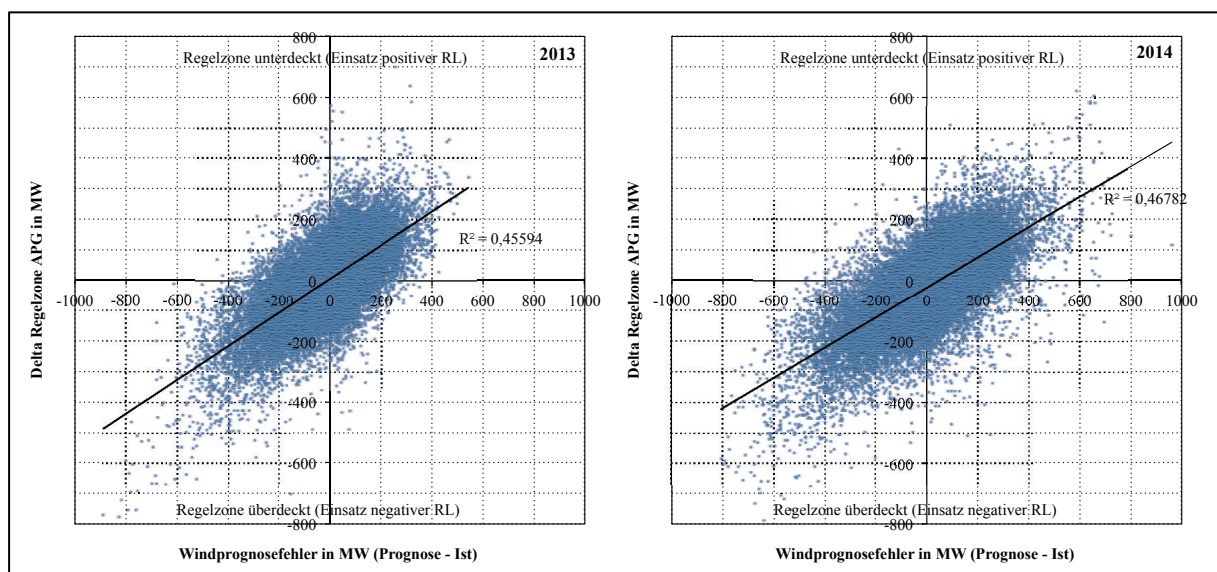
Für eine Übertragung der (positiven) internationalen Erfahrungen mit einer untertägigen Bewirtschaftung von Windstromportfolios auf Österreich muss jedoch berücksichtigt werden, dass auf Grund der relativ hohen räumlichen Konzentration der österreichischen Windkraftanlagen im Osten des Bundesgebiets der Windprognosefehler in Österreich tendenziell höher als in Ländern mit einer günstigeren geografischen Verteilung der Windkraftstandorte ist. Für die

<sup>30</sup> [www.netztransparenz.de/de/Strommengen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/Strommengen.htm)

<sup>31</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) sowie [http://www.netztransparenz.de/de/file/2015-01-07\\_EEG-Konto\\_Finanzieller-HoBA\\_2014\\_Dezember\\_Internet.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/2015-01-07_EEG-Konto_Finanzieller-HoBA_2014_Dezember_Internet.pdf) (Kosten von 80 bzw. 66 Mio. € abzüglich unterstellter Opportunitätserlöse aus Differenz zwischen An- und Verkaufsmengen von 40 bzw. 32 €/MWh).



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%. Im Jahr 2014 ist der RMSE leicht auf rd. 9,2% gestiegen. Dies entspricht in etwa den Prognosefehlern auf Ebene der deutschen ÜNBs, wie sie in Abb. 26 dargestellt sind. Insofern sollte das Potenzial zur Reduzierung der windbedingten Ausgleichsenergiemengen durch einen untertägigen Ausgleich der Prognoseabweichungen in Österreich zumindest ähnlich wie in Deutschland sein. Zusätzlich zur Reduzierung der windbedingten Ausgleichsenergiemengen (Mengeneffekt) sollte durch die bereits an einen Dienstleister vergebene und für 2015 geplante Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe auch eine Reduzierung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise erreicht werden können (Preiseffekt), da das Leistungsungleichgewicht der APG-Regelzone in den vergangenen Jahren maßgeblich von der Höhe des Windprognosefehlers beeinflusst wurde (vgl. Abb. 28).



**Abb. 28:** Korrelation von Prognosefehler der OeMAG-Windstromerzeugung und Leistungsdefizit der APG-Regelzone im Jahr 2013 und 2014 (Daten: APG<sup>32</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>33</sup> an sich bereits die Voraussetzungen zur

<sup>32</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)

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 wurde dabei im Herbst 2014 von der OeMAG zur Vergabe an einen Dienstleister ausgeschrieben.<sup>34</sup> Allerdings hat die Ausschreibung keine expliziten Ziele oder Vorgaben definiert bzw. auch keinen Anreizmechanismus vorgesehen, um eine dem internationalen Standard vergleichbare Qualität für eine kurzfristige Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe sicherstellen zu können. Bisher wurde von der OeMAG zumindest noch nicht offiziell kommuniziert welcher Dienstleister den Zuschlag erhalten hat bzw. ab wann die operative Umsetzung der Intraday-Optimierung der Ökostrombilanzgruppe erfolgen soll.<sup>35</sup>

## **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.

---

<sup>33</sup> B) Besondere Bestimmungen für die Rechtsbeziehung Ökostromabwicklungsstelle – Ökostrom-Erzeuger -> IV. Organisatorische Bestimmungen für die Ökobilanzgruppen -> 3. Bilanzgruppenspezifische Pflichten aller Ökostrom-Erzeugers -> Punkt (d)

<sup>34</sup> [https://www.auftrag.at/ShowTender.aspx?action=SHOW&ENTRY\\_ID=e55de621-1e1b-4955-8509-b52fe392c5b2](https://www.auftrag.at/ShowTender.aspx?action=SHOW&ENTRY_ID=e55de621-1e1b-4955-8509-b52fe392c5b2)

<sup>35</sup> Inoffiziell wurde die APG als Dienstleister für die Intraday-Bewirtschaftung genannt. Auch wurde mit dem Probetrieb bereits begonnen.

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. 13) 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 transparente Darstellung dieser Aufwendungen einzufordern und diese in ihren Gutachten entsprechend dokumentieren. Die Erklärungen zu den Steigerungen der Ausgleichsenergiekosten in den drei bisher erstellten Gutachten sind hierzu noch nicht ausreichend [7], [9], [10].

### 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 Erzeugungsscharakteristik wie die Windkraft zeigt.

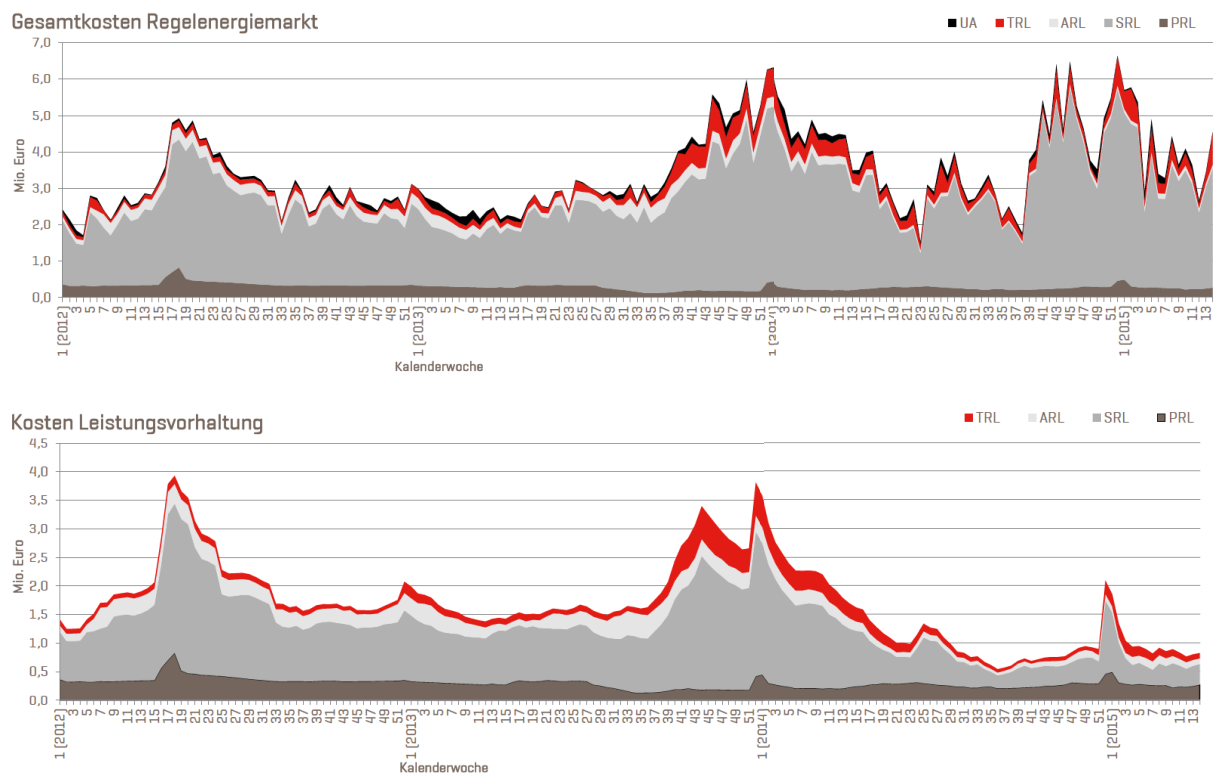
Während die Zeitreihen der Windprognose sowie der tatsächlichen gemessenen Erzeugungswerte verfügbar sind, besteht bei der Veröffentlichung der Ausgleichsenergiemengen und -kosten noch ein Nachholbedarf. Diese werden derzeit auf der Homepage der OeMAG je Quartal über alle Ökostromanlagen saldiert veröffentlicht. 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.

#### 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. 29).



**Abb. 29:** Kostenentwicklung im österreichischen Regenergiemarkt (Gesamtkosten sowie Kosten für Leistungsvorhaltung in Mio. € pro Woche) [37]

Die Kosten der Sekundärregelleistung und -energie von heute fast 75 % der Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt 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 Regelenergiemarkts nicht zuletzt auf Grund der Anforderungen der EU an eine Harmonisierung und grenzüberschreitende Öffnung der nationalen Regelenergiemärkte jedoch schon länger in Diskussion. Insofern lässt sich die notwendige Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts auch unabhängig von der Problematik der hohen Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft sehen, wenngleich die Ökostrombilanzgruppe von sinkenden Kosten im Regelenergiemarkt mit am Meisten profitieren würde. Die im Zusammenhang mit einer Weiterentwicklung des österreichischen Regelenergiemarkts diskutierten Punkte bzw. die bereits getroffenen Maßnahmen werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

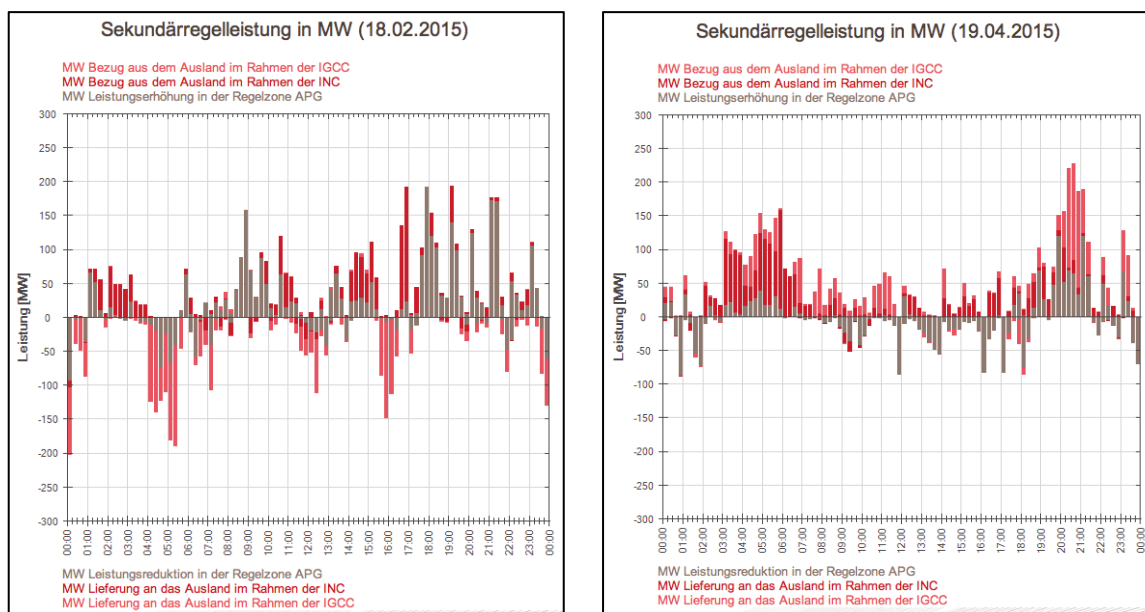
- **Vereinfachung und Harmonisierung Präqualifikationsbedingungen:** Erzeugungsanlagen von Regelenergieanbietern müssen ihre technische Fähigkeit zur Erbringung von Regelenergie im Rahmen einer sog. Präqualifikation bestätigen. Im Zuge der Umsetzung des im gesamten europäischen Verbundsystems anzuwendenden *Network Code on Electricity Balancing (NC EB)*<sup>36</sup> wurden auch in Österreich die Präqualifikationsbedingungen so gestaltet, dass zum einen steuerbare Verbraucher und gepoolte (kleinere) technische Einheiten aber auch volatile erneuerbare Energien außerhalb des Tariffördermodells (insbes. 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. Unklar ist derzeit jedoch noch, aus welchen Gründen Anbieter von Regelenergiepools bisher nur äußerst eingeschränkt Zugang zum Regelenergiemarkt gestattet wurden. Laut Branchenvertretern bestehen insbesondere noch unklare Zuständigkeiten, um diese beseitigen zu können.
- **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. Zusätzlich erfolgt bereits seit Mai 2013 eine sog. *Imbalance Net-*

---

<sup>36</sup> vgl. <http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing/>

ting Cooperation (INC) für Sekundärregelung mit der slowenischen Regelzone sowie für Primärregelung eine gemeinsame Beschaffung mit der Schweiz.<sup>37</sup>

Wie bereits in Abschnitt 3.2 „Ausgleichsenergiepreise (Preiseffekt)“ dargestellt, zeigen die bisherigen Erfahrungen aus dem IGCC als auch INC, dass der Abruf von Sekundärregelleistung bei den (teuren) österreichischen Anbietern z. T. deutlich verringert werden konnte (Abb. 30). Jedoch sind trotz der ausgewiesenen jährlichen Einsparungen von über 40 Mio. € im Jahr 2014 [38] die Gesamtkosten im österreichischen Regelenergiemarkt auch im Jahr 2014 deutlich gestiegen, da die (wenigen) Anbieter im österreichischen Sekundärregelmarkt auf die geringere Abrufhäufigkeit mit einer geänderten Angebotsstrategie für Sekundärregelenergie reagiert haben dürften (vgl. auch Abb. 22). Ob das geschätzte Einsparpotenzial von 45 Mio. €/a [38] bei der für 2015/2016 geplanten Umsetzung einer gemeinsamen Beschaffung von Sekundärregelleistung zwischen Österreich und Deutschland auch tatsächlich umgesetzt werden kann, bleibt daher abzuwarten. Sollte jedoch auch durch diese Kooperation mit Deutschland in Österreich kein wettbewerbliches Preisniveau erreicht werden können, wäre eine Regulierung der Preise im Sekundärregelmarkt die wahrscheinlich letzte Option, um die marktbeherrschenden Parteien in der Ausübung ihrer Position nachhaltig beschränken zu können.



**Abb. 30:** Bezug und Lieferung von Sekundärregelleistung aus dem Ausland sowie durch Anbieter aus der APG-Regelzone am 18. Februar und 19. April 2015 (Quelle: APG<sup>38</sup>)

Neben den bereits realisierten Kooperationen der APG mit den ÜNBs der Nachbarländer sind weitere grenzüberschreitende Projekte mit der Schweiz, Italien sowie Tschechien,

<sup>37</sup> Seit 9. April 2015 erfolgt eine gemeinsamen Beschaffung von Primärregelleistung in Deutschland, Österreich, Niederlande und der Schweiz (<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/kooperation>)

<sup>38</sup> [www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung)

Slowakei und Ungarn zum Imbalance Netting und mit Deutschland und Slowenien zu einer Kooperation im Bereich Tertiärregelung in Vorbereitung bzw. Diskussion.<sup>39</sup>

- **Teilnahme von Windkraftanlagen am Regelleistungsmarkt:** Ohne eine Weiterentwicklung der rechtlichen und regulierungsrelevanten Randbedingungen besteht für Windkraftanlagen bzw. generell für tarifgeförderte Ökostromanlagen derzeit keine Möglichkeit, ihre Flexibilitätspotenziale dem Regelleistungsmarkt 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>40</sup> Heute müssen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie 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 sehr niedrigen Strompreisen häufig mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien zusammenfallen, stünde aber ein entsprechend hohes Potenzial an negativen Regelleistungskapazitäten im Windkraftanlagenpool zur Verfügung.

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 [48]. Ein wesentlicher Punkt, der vor einer möglichen Teilnahme von Windkraftanlagen am Regelleistungsmarkt jedoch geklärt werden muss, ist die Festlegung eines geeigneten „Nachweisverfahren“ zur Ermittlung der system- und abrechnungsrelevanten Regelleistungsmengen (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 Regelleistungsmarkt teilzunehmen [49].

Entsprechend sollten die rechtlichen und regulatorischen Randbedingungen in Österreich so angepasst werden, dass die Bereitstellung von Regelleistung auch aus tarifgeförderten Ökostromanlagen möglich ist. Wesentlich ist hierbei jedoch, dass es zu keiner Überförde-

---

<sup>39</sup> vgl. hierzu auch die regelmäßigen Informationen im Marktforum Regellenergie der APG (<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>)

<sup>40</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.



rung der Ökostromanlagen kommt. Da die Einspeisetarife den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen an sich ausreichend garantieren, könnten – unter der Voraussetzung einer für die Ökostromanlagenbetreiber wirtschaftlich neutralen Regelung – die 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 der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie sowie von Windkraftanlagen für das Systemdienstleistungsentgelt 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 Regelleistung 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 (Preismodell Clearingpreisberechnung) sind die Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe im Jahr 2015 über den gesamten über den Clearingpreis 1 anteilig verrechneten Kosten aus dem Regelenergiemarkt (vgl. Abschnitt 3.2). Auch wenn durch die noch bestehenden Optimierungspotenziale bei einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe der Bedarf an Ausgleichsenergie deutlich gesenkt werden könnte, bleibt für die Ökostrombilanzgruppe der Nachteil durch die derzeitige Systematik zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise. Die Parameter des im Jahr 2005 eingeführte mathematischen Verfahrens zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise durch die sog. „Trichterformel oder -funktion“ wurden nicht für ein Stromversorgungssystem mit einem hohen Anteil an Windstrom definiert. Daher, führen die systemimmanenten Abweichungen der Windstromprognose zu überdurchschnittlich hohen Kostenbelastungen für die Ökostrombilanzgruppe, während gleichzeitig die restlichen Bilanzgruppen davon finanziell profitieren. Entsprechend sollten in einem ersten Schritt die Parameter des Verfahrens zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise an das veränderte Marktumfeld angepasst werden, um Verwerfungen bei der Verteilung der Ausgleichsenergiekosten über die Bilanzgruppen verhindern zu können.

Zusätzlich sollte aber auch eine grundsätzliche Weiterentwicklung der Methodik zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise erfolgen, damit der energiepolitisch gewollte Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft nicht durch Ineffizienzen im Marktdesign – und der damit verbundenen Möglichkeit für Bilanzgruppen sich aktiv gegen die Ökostrombilanzgruppe zu stellen – behindert wird. Erste Vorschläge für eine solche Weiterentwicklung wurden bspw. auch von der APCS in die Diskussion eingebracht [45]. Dabei wird bei einer Beibehaltung des aktuellen Einpreismodells als Best-Practice-Ansatz ein Modell mit am Spot-Markt bzw. an den Arbeitspreisen für Regelenergieabrufe orientierten Min- und Max-Preisen (Referenzpreise) sowie von der Abweichung der Regelzone abhängigen Auf- und Abschlägen vorgeschlagen. Als weitere Option wird die Einführung eines Zweipreismodells diskutiert, bei dem systemdienliche Bilanzgruppenabweichungen nur zu einem Basispreis abgegolten werden, wodurch die Arbitragemöglichkeiten für Bilanzgruppen mit der Möglichkeit zur kurzfristigen Bilanzgruppenoptimierung deutlich reduziert werden. Als begleitende Maßnahme wird in dem Diskussionspapier der APCS bei Einführung eines Zweipreismodell jedoch die kurzfristige Weitergabe der Ökostrommengen an die Stromhändler gesehen, da mit einem Basispreis letztendlich auch die Anreize für ein systemdienliches Verhalten geringer werden.

In jedem Fall sollte die Berechnungssystematik unter Beiziehung aller betroffenen Marktakteure (d. h. auch Interessensvertreter der Ökostrom-Branche) 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 Aktualisierung der Studie *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen* zeigt, dass im vergangenen Jahr keine Fortschritte in Bezug auf eine Reduzierung der Aufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Ausgleichsenergie gemacht werden konnten. Ganz im Gegenteil sind spezifischen Ausgleichsenergiekosten je MWh-Windstrom weiter von rd. 11 auf über 16 €/MWh gestiegen. **Im Benchmark ausgewählter europäischer Ländern lässt sich damit das relative Einsparpotenzial für die Ökostrombilanzgruppe auf mittlerweile etwa 80 % abschätzen, d. h. die spezifischen Ausgleichsenergiekosten je MWh-Windstrom könnten von heute rd. 16 €/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 nicht nur deren wirtschaftliche Substanz nach Ablauf der Ökostromförderung gefährden, sondern insbesondere auch das insgesamt zur Verfügung stehende Fördervolumen für die Errichtung neuer Anlagenkapazitäten verringern und dadurch die gesetzten Ziele und Mittelverwendung konterkariert werden. Durch das 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 messbare Erfolge bei der Reduzierung der Ausgleichsenergieaufwendungen der Windkraft zeitnah festgestellt werden können. Zur Beschleunigung des Gesamtprozesses sollte insbesondere bei der Weiterentwicklung der Prognosemethodik sowie der in Umsetzung befindlichen 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, wenngleich der Umsetzung des heute bereits bestehenden gesetzlichen Auftrags an die OeMAG zur Minimierung der Ausgleichsenergieaufwendungen der Vorrang gegeben werden sollte. 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 nicht jedoch die daraus entstehenden Kosten trägt.
- 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) Regenergie 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 (2015):** Windkraft im Aufwind; <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2015.01.08/1420706598679249.pdf>; (abgerufen am 7. 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 2015:** Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2015).
- [7] **E-Control (2015):** Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2015 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2014, Wien.
- [8] **Neubarth, J. (2014):** Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen; Studie der e3 consult im Auftrag der Interessensgemeinschaft Windkraft, Innsbruck.
- [9] **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.
- [10] **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.
- [11] **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.
- [12] **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.
- [13] **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.
- [14] **OeMAG (2015):** Daten zur Ausgleichsenergie (<http://www.oem-ag.at/de/oekostromneueausgleichsenergie/>; abgerufen am 8. April 2015).
- [15] **European Power Exchange (2015):** Historische Marktdaten Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen; <http://www.epexspot.com/de/> (kostenpflichtig).
- [16] **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).
- [17] **Brueckl, O.; Neubarth, J. Wagner, U. (2006):** Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (Jg. 56).
- [18] **IEA Wind task 25 (2009):** Design and operation of power systems with large amounts of wind power. International Energy Agency, Paris.

- [19] **Hirth, L.; Ueckerdt, F.; Edenhofer, O. et al (2015):** Integration Costs Revisited - An economic framework of wind and solar variability. *Renewable Energy* 74, Seite 925 - 939.
- [20] **OECD-NEA (2012):** Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems. OECD Nuclear Energy Agency, Issy-les-Moulineaux.
- [21] **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.
- [22] **Tisdale, M.; Grau, T.; Neuhoff, K. (2014):** Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance. Discussion Paper 1387 DIW Berlin.
- [23] **Energie & Management (2015):** 3. E&M-Umfrage zur Direktvermarktung. Ausgabe 1. Februar 2015.
- [24] **in.power (2014):** Umsetzung in der Praxis – Rolle Stromhändler/Anlagenbetreiber. VBEW-Seminar „Direktvermarktung nach EEG 2012 am 24. Februar 2014, München.
- [25] **Statkraft (2014):** Utilities as Service Providers for Investors. Vortrag im Rahmen der Renewables Days am 27. Februar 2014, München.
- [26] **Promotion of Renewable Energy Act (2008):** Act no. 1392 of 27 December 2008 on the Promotion of Renewable Energy in Denmark.
- [27] **Holttinen, 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.
- [28] **Danish Energy Agency (2014):** Elproduktionsomkostninger for 10 udvalgte teknologier“, 1. Juli 2014 (nur in Dänisch verfügbar; für englische Kommentierung vergleiche [http://www.pfbach.dk/firma\\_pfb/pfb\\_misleading\\_dea\\_report\\_2014\\_07\\_24.pdf](http://www.pfbach.dk/firma_pfb/pfb_misleading_dea_report_2014_07_24.pdf)).
- [29] **Totaro, A. (2014):** Wind energy in Italy: Overview of the Italian Market. Vortrag im Rahmen der Informationsveranstaltung der Exportinitiative Erneuerbare Energien des BMWi am 30.09.2014 in München.
- [30] **Mo, G. (2014):** The imbalance cost of operating wind farms in the UK, and the impact on asset owner’s return on investment. Vortrag von aquiloz im Rahmen von Science meets Industry – offshore wind, 9th September 2014.
- [31] **Mullane, A. (2014):** Interconnector trading. Vortrag von ElectroRoute im Rahmen der EirGrid Group Annual Customer Conference 2014 (verfügbar unter <http://www.eirgrid.com/customers/workshopsandconferences/>).
- [32] **WindPower monthly (2014):** Do PPAs still offer the best deal for wind? verfügbar unter <http://www.windpowermonthly.com/article/1300394/ppas-offer-best-deal-wind> (abgerufen am 12. April 2015).
- [33] **OeMAG (2015):** Daten zur Einspeisemengen und Vergütungen ([www.oemag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/](http://www.oemag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/)); abgerufen am 8. April 2015).
- [34] **Friedl, W. et al (2012):** Marktbasierter 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/lf/LF\\_Friedl.pdf](http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Friedl.pdf).
- [35] **Graf, M. (2013):** Fokus Ausgleichs- und Regelenergie - Motivation und rechtliche Rahmenbedingungen. Beitrag der Energie-Control Austria zum Marktforum Regelenergie Wien, 04.07.2013.
- [36] **APG (2013):** Regelenergiemarkt Österreich. Beitrag der Austrian Power Grid AG zum Marktforum Regelenergie Wien, 26.09.2013.
- [37] **APG (2015):** Preisentwicklung Regelenergiemarkt (regelmäßige Updates verfügbar unter <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>; letztmalig abgerufen am 20. April 2015).
- [38] **APG (2015):** Kooperation zur Sekundärregelung AT-DE - Aktuelle Diskussionspunkte. Vortrag im Rahmen der Arbeitsgruppe Regelenergie am 25.03.2015, Wien.
- [39] **APA News (2014):** Windkraft treibt Regelenergiekosten hoch; verfügbar unter [http://www.energynewsmagazine.at/de/windkraft+treibt+regelenergiekosten+hoch\\_n5329](http://www.energynewsmagazine.at/de/windkraft+treibt+regelenergiekosten+hoch_n5329).

- [40] **Richter, J (2011):** Regelenergie in Deutschland: Eine Marktanalyse. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln, 4. EUROFORUM-Konferenz "Regelenergiemarkt Strom", Berlin.
- [41] **Swissgrid (2014):** Geschäftsbericht 2014.
- [42] **BNetzA (2014):** Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2014 (Stand: Dezember 2014).
- [43] **APCS (2012):** Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung V 14.0 zu den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (verfügbar unter [http://www.apcs.at/de/regelwerk/marktregeln/aktuelle\\_version](http://www.apcs.at/de/regelwerk/marktregeln/aktuelle_version))
- [44] **Clearinggebühr-Verordnung 2012:** Verordnung des Vorstandes der E-Control, mit der die Clearinggebühr für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators festgesetzt wird.
- [45] **Rechberger, S. (2015):** AE-Preismodelle: Konzepte und Auswirkungen. Beitrag zur 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- [46] **Borggreffe, F.; Neuhoff, K. (2011):** Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration. Climate Policy Initiative, Berlin.
- [47] **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.
- [48] **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.
- [49] **Brauns, S. et al (2014):** Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht IWES Fraunhofer, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.