
Analyse der Systematik zur Berechnung der Clearingpreise in Österreich

Studie für die Interessengemeinschaft Windkraft Österreich

November 2015

energy-methods.de

e3 consult

Auftraggeber:

Interessengemeinschaft Windkraft Österreich
Wiener Straße 19
3100 St. Pölten

Auftragnehmer:

Energy Methods
Mozartstraße 9
86415 Mering
www.energy-methods.de

e3 consult GmbH
Andreas-Hofer-Straße 28a
6020 Innsbruck
www.e3-consult.at

Autoren:

Dr. Rainer Lux (Energy Methods)
Dr. Jürgen Neubarth (e3 consult)

Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzung	3
2	Excel-Modell zur Berechnung der Clearingpreise	6
2.1	Der Clearingpreis 1	7
2.2	Ermittlung des Basispreises $P_{B,t}$	9
2.3	Berechnung der Preisobergrenze der Umlagefunktion U_{Max}	11
2.3.1	Berechnung von $U_{Max,S}$	11
2.3.2	Berechnung von U_{Max}	13
2.4	Bestimmung von Clearingpreis 1	14
2.5	Bestimmung von Clearingpreis 2	15
3	Variation ausgewählter Parameter Preismodell Clearingpreisberechnung.....	17
3.1	Variante 1: Basispreis	17
3.2	Variante 2: Schranke $U_{Max,MIN}$	18
3.3	Effekte auf Ausgleichsenergiekosten für Windkraft	18
4	Statistische Analysen	20
4.1	Clearingpreis 1 und Basispreis	20
4.2	Windstromerzeugung	20
4.3	Windstromerzeugung und Prognosefehler	22
5	Fazit	24

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Relative Entwicklung der Kosten im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt 2010 bis 2014 (Daten: OeMAG, APCS, APG)	3
Abbildung 2: Saldierte Zahlungsströme für Ausgleichsenergie in Österreich 2014.....	4
Abbildung 3: Grundsätzliche Ablauf der Berechnung Clearingpreise 1 und 2.....	7
Abbildung 4: Darstellung vom Grundpreis und Clearing Price [AB-BKO]	8
Abbildung 5: Formel zur Ermittlung des Clearingpreises 1 $P_{C,t}$ [AB-BKO]	8
Abbildung 6: Formel zur Ermittlung der Umlagefunktion T [AB-BKO].....	9
Abbildung 7: Formel zur Ermittlung des Basispreises [AB-BKO].....	9
Abbildung 8: Verlauf des Basispreises P_b für das Jahr 2014 (in €/MWh).....	10
Abbildung 9: Formel zur Ermittlung der Preisobergrenze der Umlagefunktion T [AB-BKO]	11
Abbildung 10: Ermittlung der Terme 2-4 [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM	12
Abbildung 11: Bestimmung von $U_{Max,S}$ und U_{Max} [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM	13
Abbildung 12: Darstellung der oberen und unteren Schranken des Clearingpreises 1 [AB-BKO]	13
Abbildung 13: Bestimmung von $U_{Max,S}$ und U_{Max} [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM	14
Abbildung 14: Bestimmung des realisierten Aufteilungsschlüssels s'	14
Abbildung 15: Formel zur Ermittlung der Umlagefunktion T [AB-BKO].....	14
Abbildung 16: Umlagefunktion T pro Kalendermonat für das Jahr 2014 [CALC-EXCEL].....	15
Abbildung 17: Verlauf des Clearingpreis 1 für das Jahr 2014	15
Abbildung 18: Formel zur Ermittlung des Clearingpreis 2 [AB-BKO]	16
Abbildung 19: Bestimmung des Clearingpreis 2 P_s [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM	16
Abbildung 20: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Clearingpreis 1 und 2 bei Basispreis gleich EXAA-Preis, wenn kein Tertiärregelenergieabruf in Variante 1 [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM	17
Abbildung 21: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Clearingpreis 1 und 2 bei Anpassung von $U_{Max,MIN}$ in Variante 2 [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM.....	18
Abbildung 22: Gesamtkosten Ausgleichsenergie Windprognosefehler für die Ökostrombilanzgruppe 2014 [CALC-EXCEL], Blatt AUSW WINDSTROM.....	19
Abbildung 23: Gesamtkosten Ausgleichsenergie Windprognosefehler für die Ökostrombilanzgruppe Variante 1 [CALC-EXCEL], Blatt AUSW WINDSTROM	19
Abbildung 24: Zusammenhang zwischen Clearingpreis 1 und Basispreis für das Jahr 2014 (Werte jeweils in €/MWh; Daten APCS)	20
Abbildung 25: Monatliche Windstromerzeugung im Jahr 2014 (Daten APG)	21
Abbildung 26: Windstromerzeugung im Viertelstundenraster für das Quartal eins 2014	21
Abbildung 27: Clearingpreis 1 und Prognosefehler der Windstromerzeugung je Viertelstunde	22
Abbildung 28: Prognosefehler und Windstromerzeugung	23
Tabelle 1: Referenzen zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise.....	6
Tabelle 2: Terme der Formel für $U_{Max,S}$	11

1 Hintergrund und Zielsetzung

Als Verantwortliche der Ökostrombilanzgruppe übernimmt die Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) u. a. auch die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Ein- und Auspeisungen aus der Ökostrombilanzgruppe. Einspeisungen stellen die bei den Ökostromanlagenbetreibern erfassten Erzeugungsmengen dar. Die Auspeisungen erfolgen derzeit in Form von am Vortag auf Basis von Einspeiseprognosen ermittelten aliquoten Fahrplänen an die Letztverbraucher versorgenden Bilanzgruppen. 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.

In den vergangenen Jahren sind dabei die Kosten für Ausgleichsenergie bei der OeMAG überproportional stark auf rd. 69,6 Mio. € im Jahr 2014 gestiegen. Auffällig und auf dem ersten Blick widersprüchlich ist in diesem Zusammenhang, dass die Ausgleichsenergieaufwendungen der OeMAG deutlich stärker als die über den Ausgleichsenergiemarkt insgesamt gewälzten Kostenbestandteile aus dem Regelenergiemarkt gestiegen sind und im Jahr 2014 erstmalig sogar über den gesamten im Ausgleichsenergiemarkt verrechneten Kosten von knapp 60 Mio. € gelegen haben.¹ Während der Anstieg der Kosten im gesamtösterreichischen Ausgleichsenergiemarkt insbesondere auf die deutliche Zunahme der Kosten für Regelleistung und -energie zurückzuführen ist, lassen sich die überproportionalen Steigerungen der Ausgleichsenergiekosten der OeMAG hierdurch nur zum Teil erklären (Abbildung 1).

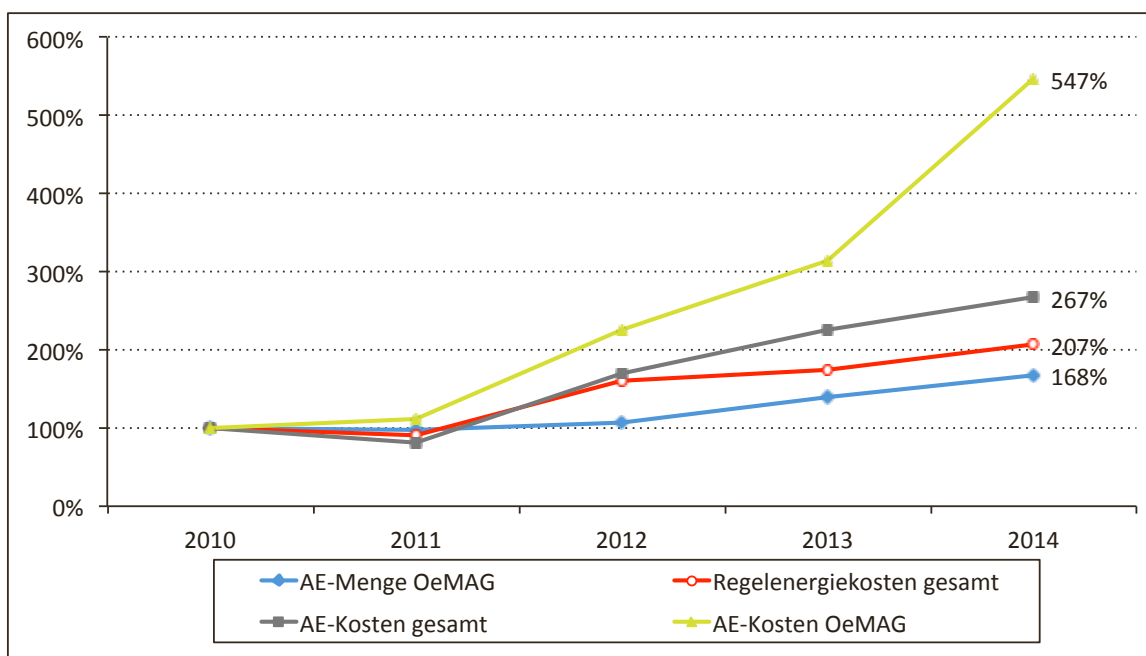


Abbildung 1: Relative Entwicklung der Kosten im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt 2010 bis 2014 (Daten: OeMAG, APCS, APG)

¹ Eine detaillierte Darstellung und Bewertung der Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe ist in J. Neubarth (2015): *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen - Überarbeitung und Aktualisierung 2015. Studie im Auftrag der IG Windkraft.* zu finden

Auch in Kombination mit dem in der Vergangenheit mehr oder weniger parallel zum Ausbau der Ökostromerzeugung steigenden Ausgleichsenergiebedarf der OeMAG kann das aktuelle Niveau der Ausgleichsenergiekosten nicht vollständig erklärt werden. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund einer insgesamt nicht wesentlich veränderten Regelenergiemenge. Vielmehr scheint auch das in Österreich angewendete Verfahren zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise (Preismodell Clearingpreisberechnung) einen Beitrag zur überdurchschnittlich hohen Kostenbelastungen für die Ökostrombilanzgruppe zu führen, während gleichzeitig die restlichen Bilanzgruppen von den systemimmanenten Abweichungen der Ökostromprognose finanziell profitieren. In Abbildung 2 sind hierzu die saldierten Zahlungsströme für Ausgleichsenergie im Jahr 2014 dargestellt. Von den rd. 70 Mio. € an Ausgleichsenergiekosten der OeMAG fließen über den Clearingpreis 1 (CP1) knapp 51,5 Mio. € in den gesamten „Ausgleichsenergiepotopf“ und etwa 18,5 Mio. € an die restlichen Bilanzgruppen.

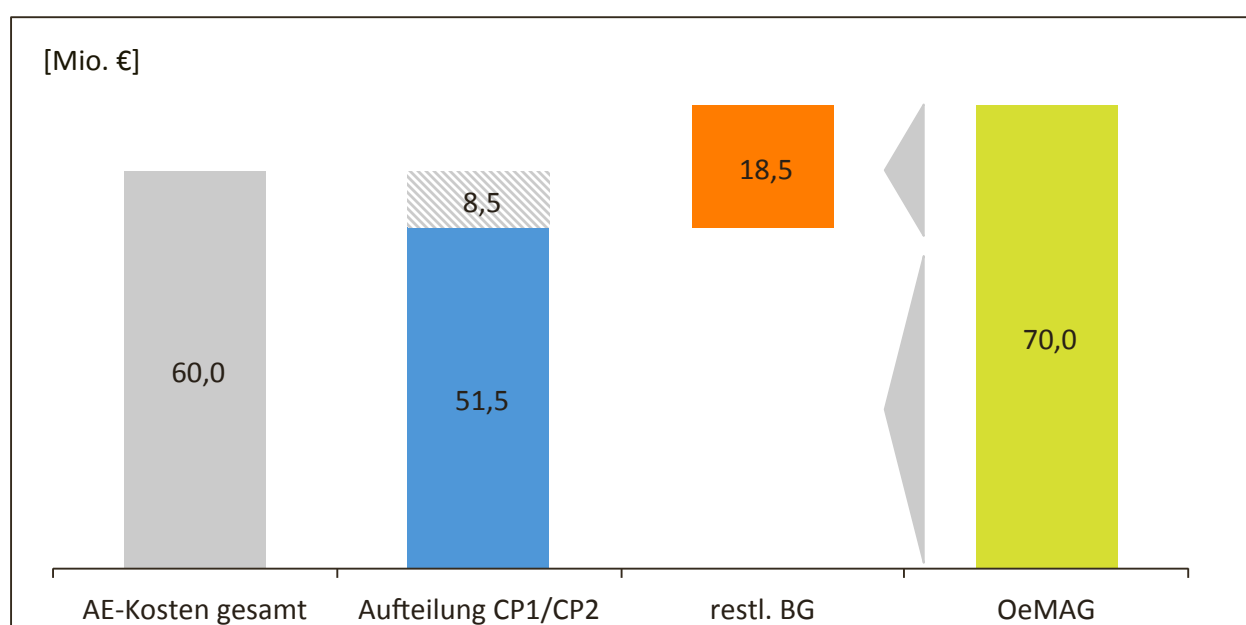


Abbildung 2: Saldierte Zahlungsströme für Ausgleichsenergie in Österreich 2014 (Daten: APCS, OeMAG)

Grundsätzlich erfolgt die Verrechnung der Ausgleichsenergie in Österreich dabei über die beiden Preiskomponenten Clearingpreis 1 und 2. 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. 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)² so konzipiert, dass von den gesamten Ausgleichsenergiekosten knapp 80% über den Clearingpreis 1 und 20% über den Clearingpreis 2 an die Bilanzgruppen verrechnet werden sollte. Bis zum Jahr 2013 konnte diese Randbedingung auch weitgehend abgebildet werden, im Jahr 2014 wurden jedoch nur knapp 14% der Ausgleichsenergiekosten über den Clearingpreis 2 verrechnet. Es besteht also ein Bedarf zur Anpassung der im Jahr 2005 festgelegten Parameter und Berechnungsvorschriften des Verfahrens zur Berechnung der Clearingpreise (sog. „Trichterformel“), um den Anforderungen eines Stromversorgungssystem mit steigendem Anteil an volatiler Stromerzeugung gerecht werden zu können.

Vor diesem Hintergrund wurden energy-methods.de und e3 consult von der Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich (IG Windkraft) mit der Studie „Analyse der Systematik zur Berechnung der Clearingpreise in Österreich“ beauftragt. Ziel der Studie ist die Nachbildung der Vorschriften zur Berechnung der Clearingpreise in einem Excel-basierten Modell sowie die Identifizierung von Parametern der Clearingpreissystematik, deren Anpassung zu einer „faireren“ Verteilung der Ausgleichsenergiekosten führt. Hierzu wird im anschließenden **Kapitel 2** das entwickelte Excel-Modell zur Berechnung der Clearingpreise beschrieben. In **Kapitel 3** erfolgt eine Variation ausgewählter Parameter des Modells zur Berechnung der Clearingpreis und in **Kapitel 4** eine statistische Analyse von Windstromerzeugung bzw. -prognosefehler und Clearingpreis. Im abschließenden **Kapitel 5** wird ein zusammenfassendes Fazit gezogen.

² APCS (2012): Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung V 14.0 zu den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (verfügbar unter http://www.apcs.at/de/regel-werk/marktregeln/aktuelle_version)

2 Excel-Modell zur Berechnung der Clearingpreise

In diesem Abschnitt werden die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise (d. h. Clearingpreis 1) anhand der gültigen Berechnungsregeln (Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO V14.00) in einem MS-Excel basierendem Modell nachgebildet. Das Modell wird dabei mit den Daten des Kalenderjahres 2014 parametrisiert und ist wie folgt aufgebaut:

- Das Blatt STEERING beinhaltet generelle Parameter und Konstanten.
- Im Blatt DATAIN_HOURLY sind viertelstündliche Werte eingetragen. Die Ausgangsbasis sind die statistischen Daten der Regelzone APG für das Jahr 2014, woran sich die viertelstündlichen Berechnungen anschließen.
- Im Blatt CALC_MONTHLY_PARAM werden die monatlichen Berechnungen durchgeführt dies betrifft die Preisobergrenze der Umlagefunktion U_{Max} sowie die Kosten K.
- Im Blatt WINDSTROM sind auf viertelstündlicher Basis der tatsächlichen Windstromerzeugung sowie der Prognosefehler unterschiedliche Auswertungen dargestellt.

Die Berechnungsdatei bietet die Möglichkeit zwischen der originären Berechnungsformel und einer Variantenbetrachtung zur modifizierten Ermittlung des Basispreises umzuschalten. Dies wird im Blatt DATAIN_HOURLY in der Zelle B 16 über den Modus „Original“ und „EXAA“ durchgeführt (vgl. Kapitel 3 Variation ausgewählter Parameter Preismodell Clearingpreisberechnung).

In der nachfolgenden Tabelle 1 sind die zur Berechnung und Verifizierung der berechneten Ausgleichsenergiepreise herangezogenen Referenzen dargestellt.

Tabelle 1: Referenzen zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise

ID	Beschreibung	Quelle
[AB-BKO]	Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO V14.00	E-Control
[CALC-EXCEL]	Berechnungsdatei [CALC_PRICE_AUSGLEICHSENERGY2.1.xlsx]	Rainer Lux
[Stat-RZ]	Datenbasis APG für das Jahr 2014 [2014_statistik-rz_gesamt.xls]	APG
[AE-Kosten]	Kosten für Ausgleichsenergie für das Jahr 2014 [ausgleichsenergiekosten-2014.xls]	APCS
[CL-DATEN]	Clearingdaten für das Jahr 2014 [clearingdaten2014.xls]	APCS

Der „Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO Version 14.00“ ([[AB-BKO](#)]) beschreibt in Kapitel 5 das Verfahren zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie. Die Berechnungsdatei „CALC_PRICE_AUSGLEICHSENERGY2.0.xlsx“ ([[CALC-EXCEL](#)]) stellt die Umsetzung der Berechnung als Excel-Modell dar. In der Datei „2014_statistik-rz_gesamt.xls“ ([[Stat-RZ](#)]) sind die von der APG monatlich veröffentlichten Daten, die zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise benötigt werden, in einer Datei zusammengefasst. Die monatlichen Kosten für Ausgleichsenergie sowie Clearingdaten werden von der APCS veröffentlicht (Dateien „ausgleichsenergiekosten-2014.xls“ [[AE-Kosten](#)] bzw. „clearingdaten2014.xls“ ([[CL-DATEN](#)])).

Der grundsätzliche Ablauf der Berechnungen ist in Abbildung 3 dargestellt. Ausgehend von dem gesamten Bedarf an Ausgleichsenergie (*Delta Regelzone V_t*), dem *Preis für Tertiärregelenergie P_t* und dem *Spotpreis an den EXAA $P_{x,t}$* wird der *Basispreis P_b* für jede Zeiteinheit t (Viertelstunde) berechnet. Darauf folgt die Bestimmung der *Preisobergrenze U_{Max}* für die *Umlagefunktion T* und des viertelstündlichen *Clearingpreises 1 $P_{C,t}$* . Auf Basis der monatlichen Gesamtkosten für Ausgleichsenergie wird dann der monatlich konstante *Clearingpreis 2 P_s* ermittelt. Dabei stellt der Clearingpreis 1 einen viertelstündlich veränderlichen Wert dar, während der Clearingpreis 2 einen Fixwert pro Monat darstellt.

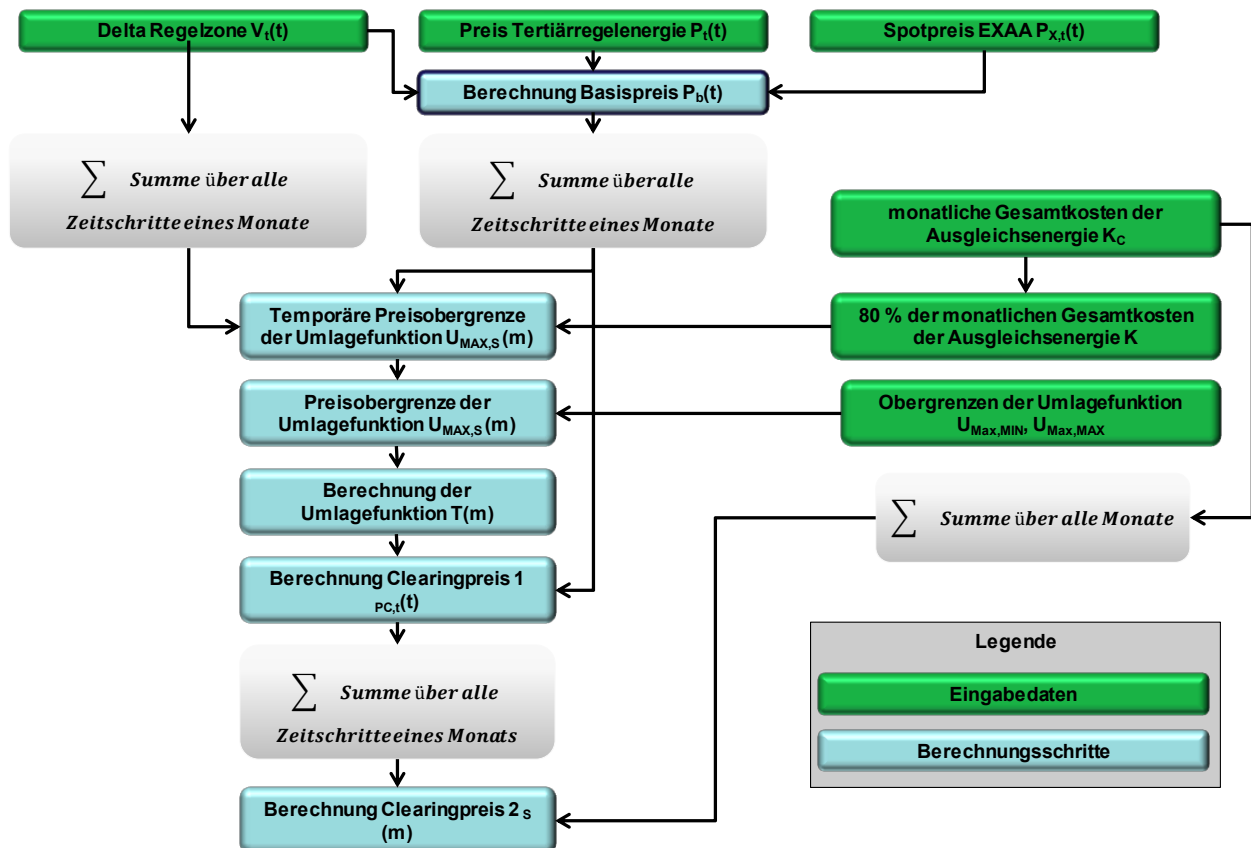


Abbildung 3: Grundsätzliche Ablauf der Berechnung Clearingpreise 1 und 2

2.1 Der Clearingpreis 1

Der grundsätzliche Gedankenansatz, der bei der Entwicklung der Berechnungsformel für Ausgleichsenergie berücksichtigt wurde, war die Pönalisierung von Verursachern großer Abweichungen, die zu einer Gefährdung der Stabilität der Regelzone durch die übermäßiges Strapazieren der Regelreserven (Leistungsbereitstellung) führen können. Dieses Prinzip liegt der Gestaltung des Clearingpreises 1 zugrunde. Durch die sog. *Umlagefunktion T* (s.u.) sollen daher die Kosten für Ausgleichsenergie so verteilt werden, dass bei großen Abweichungen der Regelzone die Ausgleichsenergiepreise in diesen Zeiträumen sehr ungünstig aus Sicht der Bilanzgruppen sind. Im Ergebnis sollen die Verursacher von Spitzenabweichungen angehalten werden so schnell wie möglich Maßnahmen zu ergreifen, um das von ihnen verschuldete Ungleichgewicht zu kompensieren. (z.B. ein Kraftwerksausfall soll so schnell wie möglich durch Korrektur über eigene Kraftwerke oder Zukauf anderer Erzeugungskapazitäten kompensiert wer-

den.) In Bezug auf die OeMAG wären solche Maßnahmen das zeitnahe Bewirtschaften der Prognosefehler im Intraday-Markt (operative Umsetzung seit Frühjahr 2015) oder aber auch die Laststeuerung von Ökostromanlagen (rechtlich derzeit nicht möglich).

Abbildung 4 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des Clearingpreises 1 (in Abbildung 4 als grüne Linie dargestellt), der aus der Summe von Basispreis $P_{B,t}$ (in Abbildung 4 als rote Linie dargestellt und dort als Grundpreis bezeichnet) und der *Umlagefunktion* T besteht. Ein positives *Delta RZ* V_t (Regelzone) bedeutet, dass die Regelzone insgesamt unterdeckt ist und positive Regelleistung abgerufen wird (bzw. ungewollter Austausch als Import in Regelzone APG). Umgekehrt bedeutet ein negatives *Delta RZ* V_t , dass die Regelzone überdeckt ist und damit negative Regelleistung abgerufen wird (bzw. ungewollter Austausch als Export von Regelzone APG). Die *Umlagefunktion* T bewirkt somit eine Pönalisierung von Abweichungen in der Regelzone.

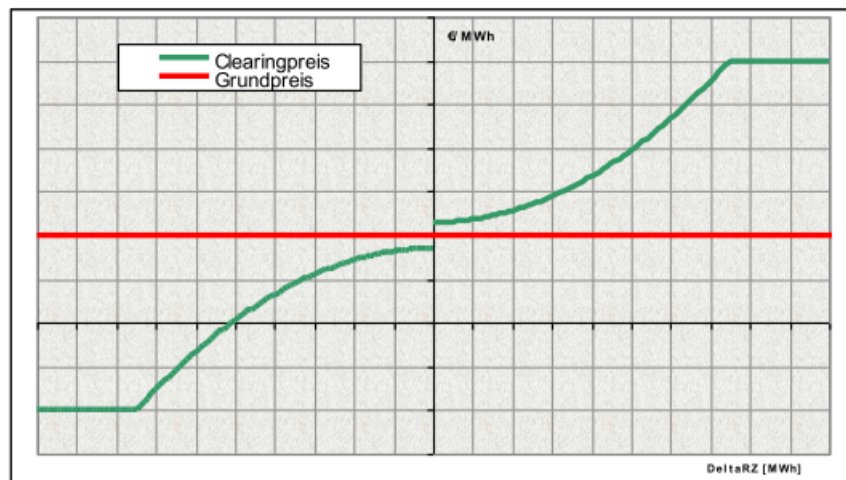


Abbildung 4: Darstellung vom Grundpreis und Clearing Price [\[AB-BKO\]](#)

Die Formel zur Bestimmung des Clearingpreis 1 $P_{C,t}$ aus dem Basispreis $P_{B,t}$ und der Umlagefunktion T ist in Abbildung 5 dargestellt.

$$P_{C,t} := P_{B,t} + \text{sgn}(V_t) \cdot T(V_t, U_{Max}, U_{Min}, V_{Max}).$$

Abbildung 5: Formel zur Ermittlung des Clearingpreises 1 $P_{C,t}$ [\[AB-BKO\]](#)

Der Wert des *Basispreises* $P_{B,t}$ und der Umlagefunktion T wird dabei für jede Viertelstunde (d. h. Zeiteinheit für Abrechnung Ausgleichsenergie) ermittelt. Die trichterförmige *Umlagefunktion* T hängt dabei von der viertelstündlichen Abweichung der Regelzone (V_t) und den drei festen weiteren Parametern U_{Max} , U_{Min} , V_{Max} ab (vgl. Abbildung 6).

$$T(V_t, U_{Max}, U_{Min}, V_{Max}) := \begin{cases} U_{Min} + \frac{U_{Max} - U_{Min}}{V_{Max}^2} \cdot V_t^2 & |V_t| < V_{Max} \\ U_{Max} & |V_t| \geq V_{Max} \end{cases}$$

Abbildung 6: Formel zur Ermittlung der Umlagefunktion T [AB-BKO]

U_{Max} ist dabei der Maximalwert der Umlagefunktion, U_{Min} ist dabei der Minimalwert der Umlagefunktion und ist in [AB-BKO] mit 3 €/MWh_{el} festgelegt. V_{Max} ist der Wert der Abweichung der Regelzone V_t , bei der das Umlagenmaximum erreicht wird und beträgt 75 MWh_{el} (vgl. [AB-BKO]). Der Wert U_{Max} wird dabei monatlich festgelegt, das Vorgehen ist in Abschnitt 2.3 beschrieben.

2.2 Ermittlung des Basispreises $P_{B,t}$

Die Formel zur Ermittlung des **Basispreises** P_B für die Zeiteinheit t ist in Abbildung 7 dargestellt.

$$P_{B,t} := \begin{cases} \min(P_t; P_{X,t}) & V_t < 0 \\ \max(P_t; P_{X,t}) & V_t > 0 \end{cases} \\ = \text{sgn}(V_t) \cdot \max(\text{sgn}(V_t) \cdot P_t; \text{sgn}(V_t) \cdot P_{X,t})$$

Abbildung 7: Formel zur Ermittlung des Basispreises [AB-BKO]

- Für **negative Abweichungen** der Regelzone (*Delta RZ* $V_t < 0$, d. h. Regelzone ist überdeckt und APG liefert Regelenergie an Anbieter) ermittelt sich der Basispreis aus dem Minimum von a) **mittlerem Preis für Tertiärregelenergie** P_t und b) dem **EXAA-Spotpreis** $P_{X,t}$.
- Für **positive Abweichungen** der Regelzone (*Delta RZ* $V_t > 0$, d. h. Regelzone ist unterdeckt und APG bezieht Regelenergie von Anbietern) ermittelt sich der Basispreis aus dem Maximum von a) **mittlerem Preis für Tertiärregelenergie** P_t und b) dem **EXAA-Spotpreis** $P_{X,t}$.

Der Preis für *Tertiärregelenergie* P_T setzt sich bei einem Abruf von Tertiärregelenergie aus dem gewichteten Preis der abgerufenen Einzelgebote und sonst aus dem mittleren Preis des jeweils besten Kauf- und Verkaufsangebotes zusammen. Dadurch sollten Ausgleichsenergie-Verrechnungspreise (Clearingpreise) geschaffen werden, die einen Bezug zum Marktpreis (*EXAA-Spotpreis* $P_{X,t}$) haben. Entsprechend wurde als Grundpreis für die Berechnung der EXAA Börsenpreis gewählt. Je nach Abweichung der Regelzone vom optimalen Zustand (*Delta Regelzone* $V_t = 0$ MW) sollten Aufschläge auf diesen Grundpreis gesetzt werden. Ist die Regelzone relativ stabil sollte ein kleiner Aufschlag erfolgen, weicht das Saldo der Regelzone jedoch stark von 0 MW ab, sollte ein hoher Aufschlag erfolgen (daher der „Trichter“). Die in Abbildung 7 dargestellte Min/Max-Regel dient dazu Spekulationen zu unterbinden. Dies sei im Folgenden anhand eines Beispiels erklärt:

- EXAA Preis beträgt 30 €/MWh
- Der Maximalaufschlag gemäß Trichterformel beträgt 200 €/MWh (d. h. Regelzone weicht um 300 MWh ab und gesamte gesicherten Regelreserven wird abgerufen)
- Würde man jetzt ausschließlich den EXAA Preis als Grundpreis für die Clearingpreisberechnung verwenden, wäre der Maximalpreis für Ausgleichsenergie 230 €/MWh (Börsenpreis plus Maximalaufschlag)
- Theoretisch könnte nun ein Anbieter von Tertiärregelenergie einen Preis von 500 €/MWh verlangen, die er bei Abruf seines Angebotes auch ausbezahlt bekommt.
- In dem Wissen, dass der Maximalpreis für Ausgleichsenergie jedoch nur 230 €/MWh betragen kann, könnte er mit seiner Bilanzgruppe absichtlich Ausgleichsenergie verursachen und diese mit seinen eigenen Tertiärregelenergieangeboten ausgleichen für die er 500 €/MWh erhält.

Um diese Spekulationsmöglichkeiten zu vermeiden wurde die Min/Max-Regel eingeführt, d. h. es wird als Grundpreis nicht zwangsweise der Börsenpreis genommen, sondern der „ungünstigere“ Preis aus EXAA und Tertiärregelmarkt. In dem o. a. Beispiel bedeutet dies, dass entweder 30 €/MWh (EXAA) oder der mittlere Abrufpreis von Tertiärregelenergie (der grundsätzlich im Vorhinein nicht bekannt sein sollte) als Grundpreis herangezogen wird

Zusammenfassend kann man also sagen, dass durch die Einbeziehung der EXAA Spotpreise bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise eine marktnahe Grundlage über einen transparenten Börsenpreis geschaffen werden soll. In [\[CALC-EXCEL\]](#) ist die Zeitreihe des *Basispreises als Variable $P_{B,t}$* dargestellt. Abbildung 8 zeigt den zeitlichen Verlauf des Basispreises für das Jahr 2014.

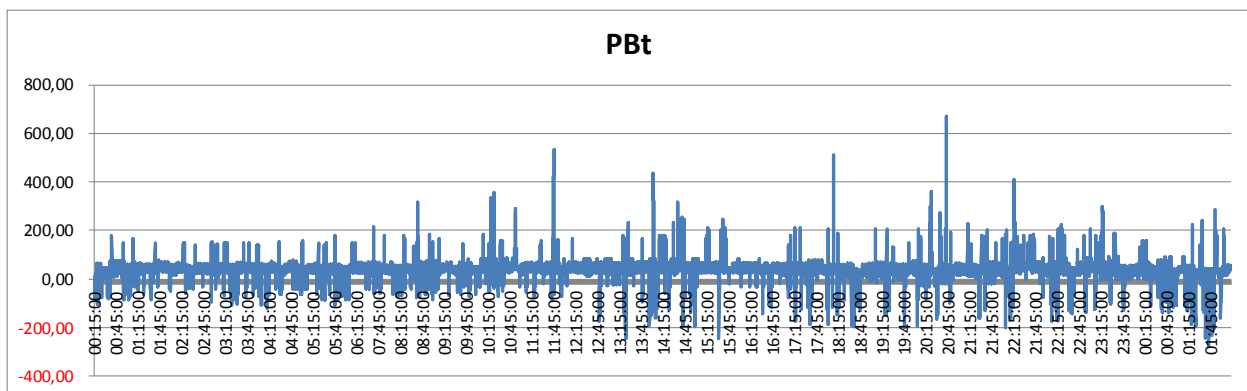


Abbildung 8: Verlauf des Basispreises P_B für das Jahr 2014 (in €/MWh)

Auffallend sind in Abbildung 8 die zum Teil sehr großen Sprünge des *Basispreises $P_{B,t}$* zwischen einzelnen Viertelstunden. Diese Sprünge liegen darin begründet, dass auf Grund der sehr hohen Angebotspreise für Tertiärregelenergie bereits bei sehr geringen Abrufen von Tertiärregelenergie sehr hohe mittlere Abrufpreise auftreten. Da die Abrufhäufigkeit von Tertiärregelenergie in der Vergangenheit sehr gering war (bspw. wurde positive Tertiärregelenergie im Jahr 2014 in 3% und negative Tertiärregelenergie in 9% der Viertelstunden abgerufen), treten diese Spitzen sehr ausgeprägt auf. Erfolgt in einer Viertelstun-

de demgegenüber kein Abruf von Tertiärregelleistung (d. h. 2014 in 88% aller Viertelstunden) bildet sich der Basispreis aus dem Minimum (wenn Delta-Regelzone negativ) bzw. dem Maximum (wenn Delta-Regelzone positiv) des mittleren Preises des jeweils günstigsten Kauf- und Verkaufsangebotes von Tertiärregelenergie und dem EXAA-Spotpreis.

In diesem Zusammenhang ist jedoch nicht unmittelbar nachvollziehbar, warum auch bei fehlendem Abruf von Tertiärregelleistung in die Ermittlung des *Basispreises* $P_{B,t}$ der mittlere Preis des jeweils besten Kauf- und Verkaufsangebotes eingeht, da eine Spekulation gegen den Ausgleichenergiepreis ohnedies nur dann möglich wäre, wenn Tertiärregelleistung tatsächlich abgerufen wird. Es wäre deutlich logischer, wenn bei fehlendem Abruf von Tertiärregelleistung der *Basispreises* $P_{B,t}$ ausschließlich durch den *EXAA-Spotpreis* $P_{x,t}$ bestimmt wird (vgl. Kapitel 3 Variantenanalyse).

2.3 Berechnung der Preisobergrenze der Umlagefunktion U_{Max}

Der Parameter U_{MAX} definiert die Obergrenze des Clearingpreises 1. Diese ist nach [AB-BKO] zwischen 40 und 200 €/MWh festgelegt.

Die Ermittlung der Preisobergrenze der *Umlagefunktion* U_{MAX} erfolgt in zwei Schritten. In Schritt eins wird, basierend auf einem in [AB-BKO] definierten *Aufteilungsschlüssel* s zwischen Clearingpreis 1 und 2 ein *temporäres* $U_{Max,S}$ ermittelt. Darauf basierend berechnet sich in Schritt zwei ein finales U_{Max} .

2.3.1 Berechnung von $U_{Max,S}$

Die temporäre Preisobergrenze der *Umlagefunktion* $U_{Max,S}$ ermittelt sich durch die in Abbildung 9 dargestellte Beziehung.

$$U_{Max,S} := \frac{1}{C} \cdot \left[(1-s)K_C - \sum_{t \in M} V_t P_{B,t} - U_{Min} \sum_{\substack{t \in M \\ |V_t| < V_{Max}}} \left(|V_t| - \frac{|V_t|^3}{V_{Max}^2} \right) \right]$$

Abbildung 9: Formel zur Ermittlung der Preisobergrenze der Umlagefunktion T [AB-BKO]

Die in Abbildung 9 dargestellte Formel ergibt sich direkt aus der Auflösung nach U_{Max} der in Abbildung 5 und Abbildung 6 dargestellten Beziehungen zur Ermittlung des Clearingpreises 1.

Die in Abbildung 9 dargestellte Formel zur Berechnung von $U_{Max,S}$ besteht aus vier Termen, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

Tabelle 2: Terme der Formel für $U_{Max,S}$

$(1-s)K_C$	$\sum_{t \in M} V_t P_{B,t}$	$-U_{Min} \sum_{\substack{t \in M \\ V_t < V_{Max}}} \left(V_t - \frac{ V_t ^3}{V_{Max}^2} \right)$	$C := \sum_{\substack{t \in M \\ V_t < V_{Max}}} \frac{ V_t ^3}{V_{Max}^2} + \sum_{\substack{t \in M \\ V_t \geq V_{Max}}} V_t .$
Term 1	Term 2	Term 3	Term 4

Term 1 repräsentiert dabei die angestrebten Gesamtkosten für den Clearingpreis 1. Term 2 repräsentiert den Beitrag des *Basispreises* $P_{B,t}$. Term 3 steht für die Mindestkosten U_{Min} resultierend aus der *Umlagefunktion* T . Term 4 repräsentiert die Abweichung der Regelzone V_t jeweils für V_t geringer als V_{Max} und größer als V_{Max} .

Die Ermittlung der Terme 2 bis 4 erfolgt aus einer Aggregation von Viertelstundenwerten innerhalb eines Monats. Diese ist in [\[CALC-EXCEL\]](#) im Blatt CALC_MONTHLY_PARAM dargestellt (vgl. Abbildung 10). Dabei entspricht die Variable UMAX_C in Abbildung 10 dem Term vier, die Variable BASISKOSTEN dem Term zwei und die Variable UMAX_FACT_3 dem Term drei.

JJJJ-MM	Werte		
	Summe von UMAXS_C	Summe von BASISKOSTEN	Summe von UMAXS_FACT_3
2014-01	23.699	1.143.882 €	149.693 €
2014-02	19.097	979.226 €	143.191 €
2014-03	21.016	1.099.490 €	150.056 €
2014-04	18.134	840.823 €	148.298 €
2014-05	22.688	1.833.145 €	161.507 €
2014-06	15.564	1.589.996 €	130.032 €
2014-07	22.968	2.620.967 €	158.421 €
2014-08	25.785	1.305.072 €	135.887 €
2014-09	21.813	1.819.236 €	144.491 €
2014-10	26.761	3.450.345 €	164.518 €
2014-11	23.873	2.465.783 €	154.176 €
2014-12	35.676	2.838.065 €	162.634 €
Gesamtergebnis	277.075	21.986.030 €	1.802.904 €

Abbildung 10: Ermittlung der Terme 2-4 [\[CALC-EXCEL\]](#), Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

Zu vollständigen Berechnung von der temporären Preisobergrenze $U_{Max,S}$ fehlen nur noch die monatlichen Jahreskosten. Diese sind in [\[AE-Kosten\]](#) aufgeführt. Basierend auf dem angestrebten *Aufteilungsschlüssel* s für den Clearingpreis 1 und 2 von 20 % kann nun der Term eins (vergleiche Tabelle 2) bestimmt werden. Damit liegen alle Voraussetzungen für die Bestimmung von $U_{Max,S}$ vor und dieses kann berechnet werden.

Abbildung 11 zeigt die auf dieser Basis bestimmte temporäre Preisobergrenze $U_{max,S}$. Ein Vergleich mit den von der APCS veröffentlichten Clearingdaten (vgl., Spalte „ $U_{Max,S}$ (Referenz)“ zeigt dabei in den einzelnen Viertelstunden geringe Abweichungen (vgl. Abbildung 11, Spalte „Differenz“). Die Ursachen für diese Abweichungen konnten nicht abschließend geklärt werden – ggf. liegen diese in statistischen Differenzen begründet (vergleiche Abbildung 11, Spalte Differenz). Die Auswirkungen der Differenzen auf das Gesamtergebnis sind jedoch vergleichsweise gering.

Zeilenbeschriftungen	Summe von UMAXS_C	Summe von BASISKOSTEN	Summe von UMAXS_FACT_3	Monatskosten	$U_{Max,S}$	$U_{Max,S}$ (Referenz)	Differenz
2014-01	23.699	1.619.858 €	149.693 €	7.187.322 €	168 €	169 €	0,68 €
2014-02	19.097	1.463.416 €	143.191 €	5.546.659 €	148 €	149 €	1,02 €
2014-03	21.016	1.550.086 €	150.056 €	5.902.074 €	144 €	145 €	0,96 €
2014-04	18.134	1.372.011 €	148.298 €	4.509.469 €	115 €	116 €	0,97 €
2014-05	22.688	2.642.732 €	161.507 €	3.718.544 €	8 €	8 €	0,95 €
2014-06	15.564	2.483.444 €	130.032 €	3.945.687 €	35 €	35 €	-0,05 €
2014-07	22.968	3.717.794 €	158.421 €	4.044.105 €	-28 €	-27 €	1,07 €
2014-08	25.785	1.943.781 €	135.887 €	3.534.037 €	29 €	29 €	0,08 €
2014-09	21.813	2.295.522 €	144.491 €	3.269.491 €	8 €	9 €	0,70 €
2014-10	26.761	4.240.176 €	164.518 €	6.366.987 €	26 €	26 €	0,75 €
2014-11	23.873	3.115.531 €	154.176 €	5.628.045 €	52 €	52 €	0,82 €
2014-12	35.676	3.333.089 €	162.634 €	6.247.205 €	42 €	43 €	0,59 €

Abbildung 11: Bestimmung von $U_{Max,S}$ und U_{Max} [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

2.3.2 Berechnung von U_{Max}

In [AB-BKO] sind obere und untere Schranken für die Preisobergrenze der Umlagefunktion T definiert. Die obere Schranke $U_{Max,MAX}$ liegt bei 200 €/MWh, die untere Schranke $U_{Max,MIN}$ liegt bei 40 €/MWh. Diese Schranken werden erreicht, wenn die Abweichung der gesamten Regelzone den Wert von +/-75 MWh (in [AB-BKO] als V_{Max} bezeichnet) überschreitet, was einem Abruf von 300 MW an Regelleistung entspricht. Die Grenze von 300 MW leitet sich aus der zum Zeitpunkt der Entwicklung des Clearingpreismodells vorgehaltenen Sekundär- (200 MW) und Tertiärregelleistung (100 MW) ab. Da die Primärregelung nicht für die Ausgleichsenergiekosten relevant ist (Wälzung über Systemdienstleistungsentgelt), wurde die in Österreich vorgehaltene Primärregelleistung dabei nicht berücksichtigt.

In Abbildung 12 sind die jeweilige obere Schranke $U_{Max,MAX}$ und die untere Schranke $U_{Max,MIN}$ in Abhängigkeit von der Abweichung der gesamten Regelzone (Abbildung 12 als $\Delta RZ V_t$ dargestellt) aufgezeigt.

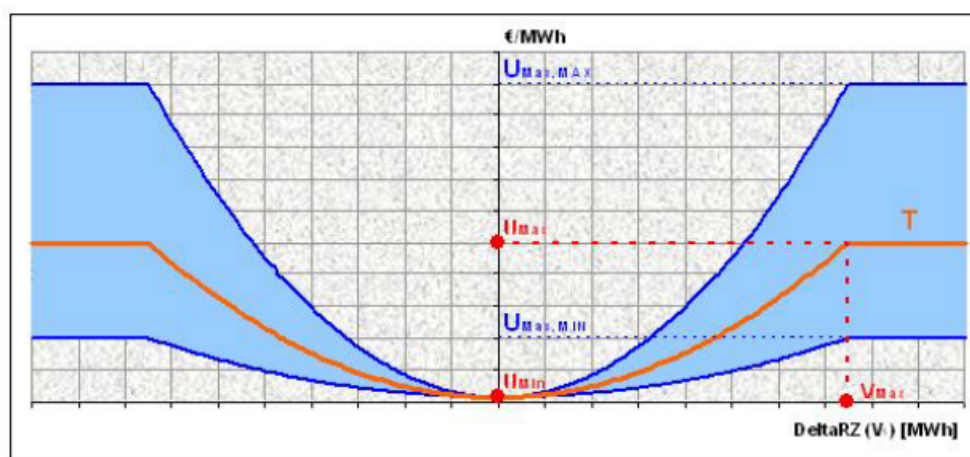


Abbildung 12: Darstellung der oberen und unteren Schranken des Clearingpreises 1 [AB-BKO]

Durch Anwendung dieser Schranken ergeben sich die in Abbildung 13 dargestellten Werte für die Umlagefunktion U_{Max} . Basierend auf U_{Max} können nun die neuen Werte für den tatsächlich realisierten Aufteilungsschlüssel s' bestimmt werden.

Zeilenbeschriftungen	Summe von		Summe von		Monatskosten	U _{Max,S}	U _{Max,S} (Referenz)	Differenz	U _{Max}	(1-s')
	UMAXS_C	Summe von BASISKOSTEN	UMAXS_FACT_3							
2014-01	23.699	1.619.858 €	149.693 €	7.187.322 €	168 €/MWh	169 €/MWh	0,68 €/MWh	168 €/MWh	80%	
2014-02	19.097	1.463.416 €	143.191 €	5.546.659 €	148 €/MWh	149 €/MWh	1,02 €/MWh	148 €/MWh	80%	
2014-03	21.016	1.550.086 €	150.056 €	5.902.074 €	144 €/MWh	145 €/MWh	0,96 €/MWh	144 €/MWh	80%	
2014-04	18.134	1.372.011 €	148.298 €	4.509.469 €	115 €/MWh	116 €/MWh	0,97 €/MWh	115 €/MWh	80%	
2014-05	22.688	2.642.732 €	161.507 €	3.718.544 €	8 €/MWh	8 €/MWh	0,95 €/MWh	40 €/MWh	100%	
2014-06	15.564	2.483.444 €	130.032 €	3.945.687 €	35 €/MWh	35 €/MWh	-0,05 €/MWh	40 €/MWh	82%	
2014-07	22.968	3.717.794 €	158.421 €	4.044.105 €	-28 €/MWh	-27 €/MWh	1,07 €/MWh	40 €/MWh	119%	
2014-08	25.785	1.943.781 €	135.887 €	3.534.037 €	29 €/MWh	29 €/MWh	0,08 €/MWh	40 €/MWh	88%	
2014-09	21.813	2.295.522 €	144.491 €	3.269.491 €	8 €/MWh	9 €/MWh	0,70 €/MWh	40 €/MWh	101%	
2014-10	26.761	4.240.176 €	164.518 €	6.366.987 €	26 €/MWh	26 €/MWh	0,75 €/MWh	40 €/MWh	86%	
2014-11	23.873	3.115.531 €	154.176 €	5.628.045 €	52 €/MWh	52 €/MWh	0,82 €/MWh	52 €/MWh	80%	
2014-12	35.676	3.333.089 €	162.634 €	6.247.205 €	42 €/MWh	43 €/MWh	0,59 €/MWh	42 €/MWh	80%	

Abbildung 13: Bestimmung von U_{Max,S} und U_{Max} [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

Es fällt auf, dass U_{MAX} in den Monaten Mai bis Oktober durchgängig an der unteren Grenze von 40 €/MWh liegt, wodurch es in diesen Monaten auch zu zum Teil hohen Abweichungen vom angestrebten Aufteilungsschlüssel zwischen Clearingpreis 1 und Clearingpreis 2 von 80% : 20% kommt (bspw. Juli 2014 mit 119% : -19%, d. h. der Clearingpreis 2 ist negativ und die Bilanzgruppen erhalten für ihren Letztverbrauch eine Vergütung!).

Der Grund für die niedrigen Werte des nun realisierten Aufteilungsschlüssel s' ergeben sich aus der Anpassung der rechnerisch ermittelten Werte für U_{Max,S} auf den Wert der unteren Schranke U_{Max,MIN}. Abbildung 14 zeigt die Herleitung für den Wert s' des realisierten Aufteilungsschlüssels (Definition der Terme vergleiche Tabelle 2). Wenn nun der ursprünglich rechnerisch ermittelte Wert U_{Max,S} (im Juli 2014 beispielsweise -28 €/MWh, vergleiche Abbildung 13) auf die untere Schranke U_{Max,MIN} von 40 € angehoben wird, ergibt sich zwingend ein Anstieg des Terms (1-s') und damit eine entsprechende Reduktion des Aufteilungsschlüssels s'.

$$1 - s' = \frac{U_{Max,S} \cdot \text{Term 4} + \text{Basiskosten} + \text{Term 3}}{\text{Monatskosten}}$$

Abbildung 14: Bestimmung des realisierten Aufteilungsschlüssels s'

2.4 Bestimmung von Clearingpreis 1

Wie in Abbildung 5 dargestellt, setzt sich der Clearingpreis 1 aus der Summe von Basispreis P_{B,t} und der Umlagefunktion T zusammen. Die Formel zur Ermittlung der Umlagefunktion T ist in Abbildung 15 dargestellt.

$$T(V_t, U_{Max}, U_{Min}, V_{Max}) := \begin{cases} U_{Min} + \frac{U_{Max} - U_{Min}}{V_{Max}^2} \cdot V_t^2 & |V_t| < V_{Max} \\ U_{Max} & |V_t| \geq V_{Max} \end{cases}$$

Abbildung 15: Formel zur Ermittlung der Umlagefunktion T [AB-BKO]

Die Anwendung dieser Formel auf die Datenbasis 2014 ergibt den in Abbildung 16 dargestellten monatlichen Verlauf für die *Umlagefunktion T*.

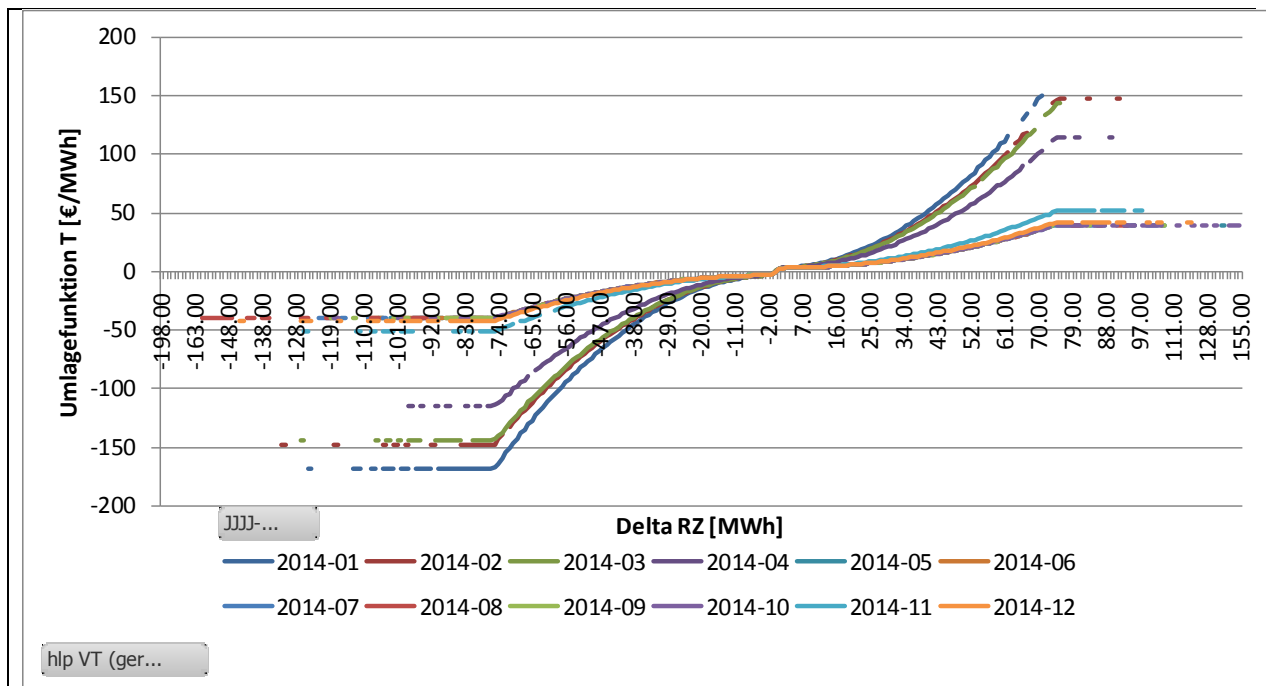


Abbildung 16: Umlagefunktion T pro Kalendermonat für das Jahr 2014 [CALC-EXCEL], Blatt ANALYSEN

Auf dieser Grundlage lässt sich nun mit dem in Abschnitt 2.2 ermittelten *Basispreis P_b* der Clearingpreis 1 für jeden Zeitschritt berechnen. Abbildung 17 zeigt den entsprechenden Verlauf für das Jahr 2014.

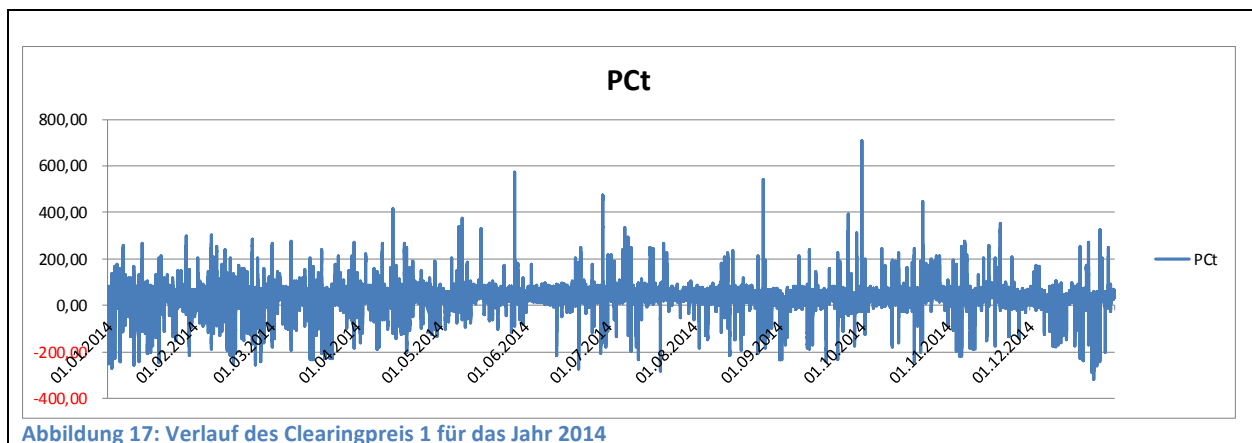


Abbildung 17: Verlauf des Clearingpreis 1 für das Jahr 2014

2.5 Bestimmung von Clearingpreis 2

Die Berechnungsvorschrift zur Ermittlung des *Clearingpreises 2 P_s* ist in Abbildung 18 dargestellt. Demnach berechnet sich der monatliche *Clearingpreis 2 P_s* aus der Differenz der *monatlichen Gesamtkosten K_C* und der *monatlichen Kosten aus Clearingpreis 1 K* bezogen auf die gesamte *monatliche Verbrauchsmenge aller Bilanzgruppen E*.

$$P_s := \frac{(K_c - K)}{E}$$

Abbildung 18: Formel zur Ermittlung des Clearingpreis 2 [AB-BKO]

Die *Kosten K* berechnet sich aus der monatlichen Aggregation des Produktes von Clearingpreis 1 und bezogene oder gelieferte Ausgleichsenergie. Abbildung 19 zeigt das Ergebnis der Bestimmung des Clearingpreises 2 für das Jahr 2014.

JJJJ-MM	Summe von Kt	Summe von Gesamt- Verbrauch	KC	KC-K	PS	(1-s')
2014-01	5.732.547 €	5.727.382	7.187.322 €	1.454.775 €	0,25 €/MWh	20%
2014-02	4.418.064 €	5.159.505	5.546.659 €	1.128.595 €	0,22 €/MWh	20%
2014-03	4.701.067 €	5.297.558	5.902.074 €	1.201.007 €	0,23 €/MWh	20%
2014-04	3.587.751 €	4.860.428	4.509.469 €	921.718 €	0,19 €/MWh	20%
2014-05	3.690.592 €	4.878.593	3.718.544 €	27.952 €	0,01 €/MWh	1%
2014-06	3.225.479 €	4.668.890	3.945.687 €	720.208 €	0,15 €/MWh	18%
2014-07	4.775.098 €	4.820.232	4.044.105 €	-730.993 €	-0,15 €/MWh	-18%
2014-08	3.108.741 €	4.646.189	3.534.037 €	425.295 €	0,09 €/MWh	12%
2014-09	3.294.464 €	4.786.844	3.269.491 €	-24.974 €	-0,01 €/MWh	-1%
2014-10	5.455.106 €	5.210.573	6.366.987 €	911.881 €	0,18 €/MWh	14%
2014-11	4.482.332 €	5.263.741	5.628.045 €	1.145.713 €	0,22 €/MWh	20%
2014-12	4.976.560 €	5.651.241	6.247.205 €	1.270.645 €	0,22 €/MWh	20%
Gesamtergebnis	51.447.802 €	60.971.176	59.899.624 €	8.451.822 €	0,13 €/MWh	14%

Abbildung 19: Bestimmung des Clearingpreis 2 P_s [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

Da teilweise die Kosten aus dem Clearingpreis 1 höher sind als die monatlichen Gesamtkosten ergeben sich in den Monaten Juli und September 2014 sogar negative Clearingpreise 2. Aber auch in den Monaten Juni, August und Oktober kann der angestrebte Aufteilungsschlüssel der Ausgleichsenergiekosten zwischen Clearingpreis 1 und 2 von 80% : 20% nicht erreicht werden. Dadurch entfallen von den Gesamtkosten von 59,9 Mio. € rd. 51,5 Millionen € auf den Clearingpreis 1 und 8,5 Mio. € auf den Clearingpreis 2, d. h. eine Aufteilung von 86% : 14%.

3 Variation ausgewählter Parameter Preismodell Clearingpreisberechnung

Durch die Abbildung des Verfahrens zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie in einem Excel-Modell können nicht nur die preisbestimmenden Zusammenhänge nachvollzogen werden, sondern es kann auch eine Variation der Parameter und Berechnungsvorschriften durchgeführt werden. Dies ist insofern von Relevanz, als dass mit dem im Jahr 2005 eingeführten Preismodell zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise insbesondere nicht mehr die ursprünglichen Intentionen der Clearingpreisberechnung einer 80% : 20% Aufteilung zwischen Clearingpreis 1 und 2 erfüllt werden kann. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden zwei ausgewählte Varianten exemplarisch analysiert:

- Variante 1 „Basispreis“ unterstellt EXAA-Preise für den *Basispreis* P_B in den Viertelstunden, wo keine Tertiärregelenergie abgerufen wird (derzeit mittlerer Preis des jeweils besten Kauf- und Verkaufsangebotes).
- Variante 2 „Schranke $U_{Max,MIN}$ “ reduziert den *Parameter* $U_{Max,MIN}$ soweit, bis 20% der gesamten Ausgleichsenergiekosten auf den Clearingpreis 2 entfallen (derzeit $U_{Max,MIN}$ 40 €/MWh).

Zusätzlich werden Effekte der beiden Varianten auf die Ausgleichsenergiekosten der Windkraft innerhalb der Ökostrombilanzgruppe analysiert.

3.1 Variante 1: Basispreis

Die aus dem Regenergiemarkt zu allozierenden Gesamtkosten bleiben unverändert bei 59,9 Mio. €. Durch die Anpassung des Basispreises auf den stündlichen EXAA-Spotpreis in den Viertelstunden, in denen keine Tertiärregelenergie abgerufen wird, reduzieren sich die über den Clearingpreis 1 zu wälzenden Ausgleichsenergiekosten von 51,5 auf 48,4 Millionen €. Demgegenüber erhöhen sich die über den Clearingpreis 2 verrechneten Kosten von 8,5 auf 11,5 Mio. €. Das Verhältnis zwischen Clearingpreis 1 und 2 liegt mit 81% : 19% sehr nahe am Zielwert von 80% : 20%; auch treten keine negativen Clearingpreise 2 in einzelnen Monaten mehr auf (Abbildung 20).

JJJJ-MM	Summe von Kt	Summe von Gesamt- Verbrauch	KC	KC-K	PS	(1-s')
2014-01	5.732.547 €	5.727.382	7.187.322 €	1.454.775 €	0,25 €/MWh	20%
2014-02	4.418.064 €	5.159.505	5.546.659 €	1.128.595 €	0,22 €/MWh	20%
2014-03	4.701.067 €	5.297.558	5.902.074 €	1.201.007 €	0,23 €/MWh	20%
2014-04	3.587.751 €	4.860.428	4.509.469 €	921.718 €	0,19 €/MWh	20%
2014-05	2.953.654 €	4.878.593	3.718.544 €	764.890 €	0,16 €/MWh	21%
2014-06	3.146.009 €	4.668.890	3.945.687 €	799.678 €	0,17 €/MWh	20%
2014-07	3.678.271 €	4.820.232	4.044.105 €	365.834 €	0,08 €/MWh	9%
2014-08	2.824.917 €	4.646.189	3.534.037 €	709.120 €	0,15 €/MWh	20%
2014-09	2.818.179 €	4.786.844	3.269.491 €	451.312 €	0,09 €/MWh	14%
2014-10	5.073.559 €	5.210.573	6.366.987 €	1.293.428 €	0,25 €/MWh	20%
2014-11	4.482.332 €	5.263.741	5.628.045 €	1.145.713 €	0,22 €/MWh	20%
2014-12	4.976.560 €	5.651.241	6.247.205 €	1.270.645 €	0,22 €/MWh	20%
Gesamtergebnis	48.392.909 €	60.971.176	59.899.624 €	11.506.714 €	0,19 €/MWh	19%

Abbildung 20: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Clearingpreis 1 und 2 bei Basispreis gleich EXAA-Preis, wenn kein Tertiärregelenergieabruf in Variante 1 [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

3.2 Variante 2: Schranke $U_{Max,MIN}$

Bei Variante 2 (Anpassung der *unteren Schranke* $U_{Max,MIN}$) müsste, um die Bedingung, dass 80 % der gesamten Clearingkosten auf den Clearingpreis 1 entfallen, die Variable $U_{Max,MIN}$ auf -28 €/MWh gesetzt werden. Der Grund liegt in einem negativen Wert für $U_{Max,S}$, im Juli 2014 von -28 €. Der negative Wert für $U_{Max,S}$ liegt wiederum darin begründet, dass die über den Basispreis zu wälzenden Kosten die gesamten Erlöse aus dem Clearingpreis 1 bereits überschreiten. Dadurch wäre ein negative *untere Schranke* $U_{Max,MIN}$ erforderlich (Abbildung 21).

ORIGINAL $U_{Max,MIN}$ (reduz.)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Zeilenbeschriftungen	Summe von UMAXS_C	Summe von BASISKOSTEN	Summe von UMAXS_FACT_3	Monatskosten	$U_{Max,S}$	$U_{Max,S}$ (Referenz)	Differenz	U_{Max}	(1-s')
2014-01	23.699	1.619.858 €	149.693 €	7.187.322 €	168 €/MWh	168 €/MWh		168 €/MWh	80%
2014-02	19.097	1.463.416 €	143.191 €	5.546.659 €	148 €/MWh	148 €/MWh		148 €/MWh	80%
2014-03	21.016	1.550.086 €	150.056 €	5.902.074 €	144 €/MWh	144 €/MWh		144 €/MWh	80%
2014-04	18.134	1.372.011 €	148.298 €	4.509.469 €	115 €/MWh	115 €/MWh		115 €/MWh	80%
2014-05	22.688	2.642.732 €	161.507 €	3.718.544 €	8 €/MWh	8 €/MWh		8 €/MWh	80%
2014-06	15.564	2.483.444 €	130.032 €	3.945.687 €	35 €/MWh	35 €/MWh		35 €/MWh	80%
2014-07	22.968	3.717.794 €	158.421 €	4.044.105 €	-28 €/MWh			-28 €/MWh	80%
2014-08	25.785	1.943.781 €	135.887 €	3.534.037 €	29 €/MWh	29 €/MWh		29 €/MWh	80%
2014-09	21.813	2.295.522 €	144.491 €	3.269.491 €	8 €/MWh	8 €/MWh		8 €/MWh	80%
2014-10	26.761	4.240.176 €	164.518 €	6.366.987 €	26 €/MWh	26 €/MWh		26 €/MWh	80%
2014-11	23.873	3.115.531 €	154.176 €	5.628.045 €	52 €/MWh	52 €/MWh		52 €/MWh	80%
2014-12	35.676	3.333.089 €	162.634 €	6.247.205 €	42 €/MWh	42 €/MWh		42 €/MWh	80%

Abbildung 21: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Clearingpreis 1 und 2 bei Anpassung von $U_{Max,MIN}$ in Variante 2 [CALC-EXCEL], Blatt CALC_MONTHLY_PARAM

$U_{Max,Min}$ kann von der Logik des Preismodells her jedoch maximal auf Null und nicht auf negative Werte gesetzt werden. Insofern kann eine Anpassung der unteren Schranke nur in Ergänzung zu bspw. der in Variante 1 betrachteten Festlegung des *Basispreises* P_b auf den *EXAA-Spotpreis* $P_{x,t}$ für den Fall, dass keine Tertiärregelleistung abgerufen wird. Durch die Kombination der beiden Varianten sollte die Zielsetzung des Preismodells nach einer 80% : 20% Aufteilung der Ausgleichsenergiekosten zwischen Clearingpreis 1 und 2 erreicht werden können.

3.3 Effekte auf Ausgleichsenergiekosten für Windkraft

Während für die gesamte Ökostrombilanzgruppe keine Viertelstundenwerte der Ausgleichsenergiemengen vorliegen, lassen sich aus den von der APG prognostizierten sowie hochgerechneten tatsächlichen Windstrommengen die Ausgleichsenergiemengen und damit auch -kosten der Windkraft näherungsweise bestimmen. Insgesamt ergeben sich für die Ökostrombilanzgruppe Kosten für die windbedingte Ausgleichsenergie von 64,5 Mio. € (rd. 92% der Gesamtkosten). Davon entfallen 44,1 Mio. € auf den Basispreis und 20,3 Mio. € auf die Umlagefunktion (Abbildung 22).

Jahr-Monat	Summe von CF_PCT_W	Summe von CF_PB_W	Summe von CF_T_W
2014-01	-6.664.444 €	-3.084.328 €	-3.580.116 €
2014-02	-4.833.535 €	-2.059.865 €	-2.773.670 €
2014-03	-5.896.891 €	-2.801.066 €	-3.095.826 €
2014-04	-4.293.690 €	-2.273.613 €	-2.020.077 €
2014-05	-3.884.293 €	-2.819.287 €	-1.065.005 €
2014-06	-5.350.031 €	-4.534.899 €	-815.133 €
2014-07	-6.252.580 €	-5.086.747 €	-1.165.832 €
2014-08	-4.711.244 €	-3.483.469 €	-1.227.775 €
2014-09	-4.771.831 €	-3.635.568 €	-1.136.263 €
2014-10	-6.569.244 €	-5.407.052 €	-1.162.192 €
2014-11	-7.386.038 €	-5.822.363 €	-1.563.676 €
2014-12	-3.900.968 €	-3.163.640 €	-737.328 €
Gesamtergebnis	-64.514.789 €	-44.171.897 €	-20.342.892 €

Abbildung 22: Gesamtkosten Ausgleichsenergie Windprognosefehler für die Ökostrombilanzgruppe 2014 [CALC-EXCEL], Blatt AUSW WINDSTROM

Der hohe Anteil der Basiskosten an den gesamten Ausgleichsenergiekosten (knapp 70%) zeigt, dass die ursprüngliche Intention des Preismodells – nämlich eine Bestrafung hoher Abweichungen der Bilanzgruppen – nicht mehr vollumfänglich umgesetzt werden kann. Insofern scheint auch unter dem Aspekt einer prohibitiven Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreisbestimmung eine Anpassung der Parameter erforderlich zu sein.

Durch eine Anpassung der Berechnungsvorschrift für den Basispreis in den Viertelstunden ohne Abruf von Tertiärregelleistung (d. h. gleich EXAA-Spotpreis entsprechend Variante 1) können nicht nur die Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für die Windkraft von 64,5 um knapp 6% auf 60,7 Mio. € reduziert werden, sondern es erfolgt auch eine Verschiebung der Allokation der Gesamtkosten aus dem Basispreis (35,8Mio. €) hin zu Umlagefunktion (24,8 Mio.€). In Abbildung 23 sind hierzu die monatlichen Kosten dargestellt.

EXAA						
Jahr-Monat	Summe von CF_PCT_W	Summe von CF_PB_W	Summe von CF_T_W	Summe von CF_PCT_NW	Summe von CF_PB_NW	Summe von CF_T_NW
2014-01	-6.563.641 €	-2.568.434 €	-3.995.207 €	829.844 €	1.425.893 €	-596.049 €
2014-02	-4.897.972 €	-1.669.519 €	-3.228.453 €	480.739 €	688.601 €	-207.862 €
2014-03	-5.694.670 €	-2.155.672 €	-3.538.998 €	992.828 €	1.055.662 €	-62.835 €
2014-04	-4.141.306 €	-1.638.212 €	-2.503.095 €	555.099 €	798.667 €	-243.568 €
2014-05	-3.300.735 €	-2.161.667 €	-1.139.068 €	347.169 €	328.917 €	18.252 €
2014-06	-5.148.230 €	-3.427.666 €	-1.720.564 €	1.990.516 €	1.829.601 €	160.915 €
2014-07	-5.031.346 €	-3.865.515 €	-1.165.831 €	1.364.427 €	1.251.908 €	112.519 €
2014-08	-4.273.546 €	-2.667.225 €	-1.606.321 €	1.446.537 €	1.367.263 €	79.274 €
2014-09	-4.370.082 €	-3.233.827 €	-1.136.255 €	1.554.530 €	1.410.235 €	144.295 €
2014-10	-6.245.507 €	-4.697.510 €	-1.547.997 €	1.171.696 €	1.247.267 €	-75.570 €
2014-11	-7.310.989 €	-4.998.114 €	-2.312.875 €	2.828.338 €	2.531.436 €	296.902 €
2014-12	-3.718.732 €	-2.760.071 €	-958.661 €	-1.257.877 €	-78.050 €	-1.179.827 €
Gesamtergebnis	-60.696.756 €	-35.843.431 €	-24.853.325 €	12.303.847 €	13.857.401 €	-1.553.555 €

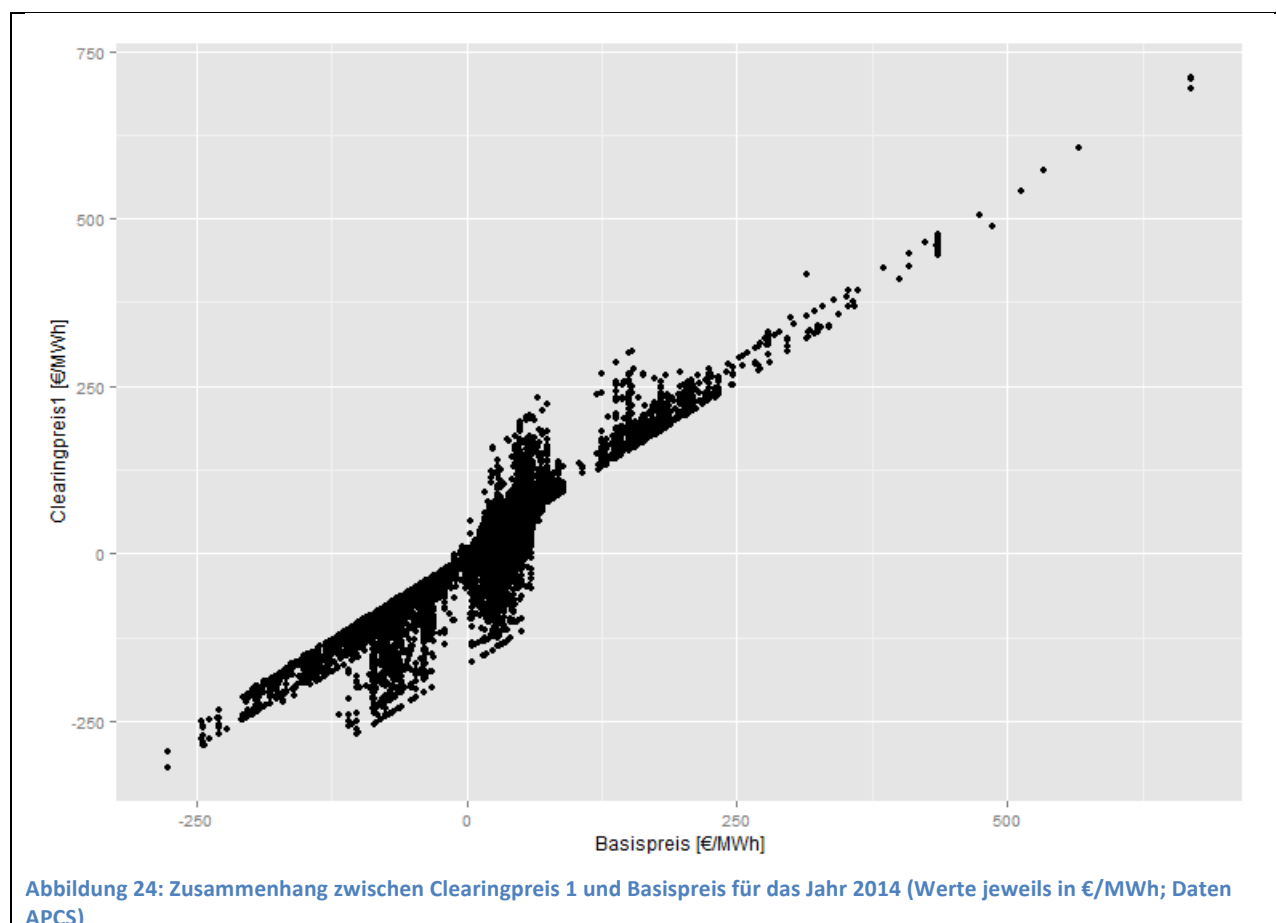
Abbildung 23: Gesamtkosten Ausgleichsenergie Windprognosefehler für die Ökostrombilanzgruppe Variante 1 [CALC-EXCEL], Blatt AUSW WINDSTROM

4 Statistische Analysen

Die im nachfolgenden dargestellten statistischen Analysen dienen zur Verdeutlichung von Zusammenhängen und sind insbesondere auch durchgeführt worden, um gegebenenfalls bestehende Effekte zwischen Prognosefehler der Windstromerzeugung und dem Preis für Ausgleichsenergie zu ermitteln.

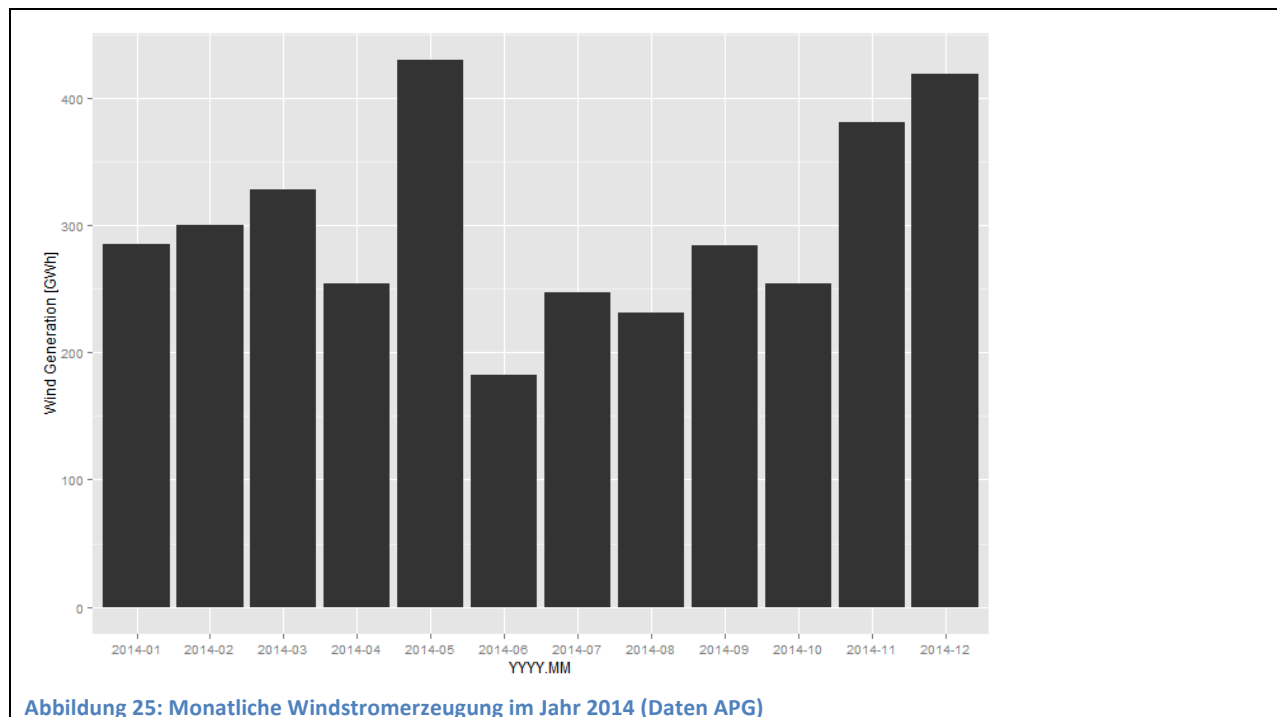
4.1 Clearingpreis 1 und Basispreis

Abbildung 24 zeigt den statistischen Zusammenhang zwischen Clearingpreis 1 und Basispreis für das Jahr 2014. Es wird deutlich, dass ein statistisch signifikanter Zusammenhang besteht. Demnach ist der Clearingpreis 1 maßgeblich dominiert durch den Basispreis. Dieser Zusammenhang wurde auch in der Variantenbetrachtung bereits kurz andiskutiert (vergleiche Abschnitt 3.1).

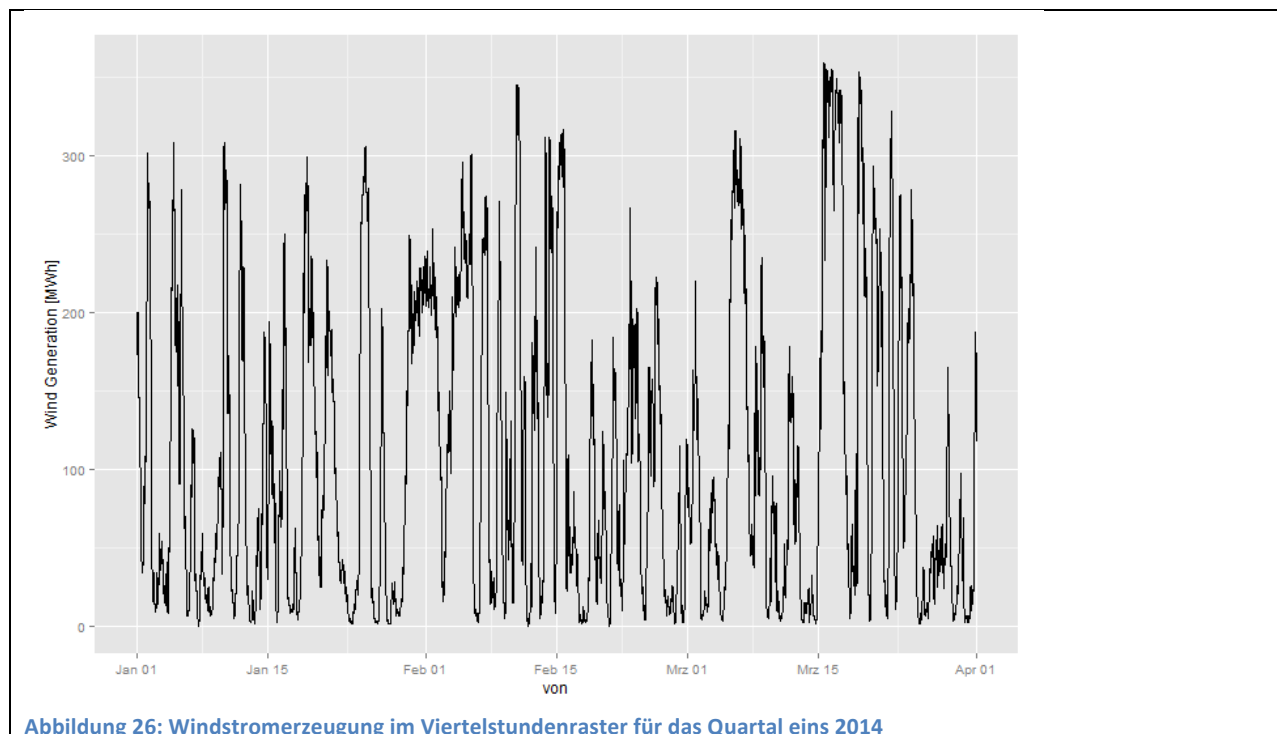


4.2 Windstromerzeugung

Abbildung 25 zeigt für das Jahr 2014 die Windstromerzeugung in Österreich pro Monat. Es wird deutlich, dass die Windstromerzeugung entsprechend dem üblichen Verlauf im Sommer tendenziell eher gering ist und in den Wintermonaten eher hoch.



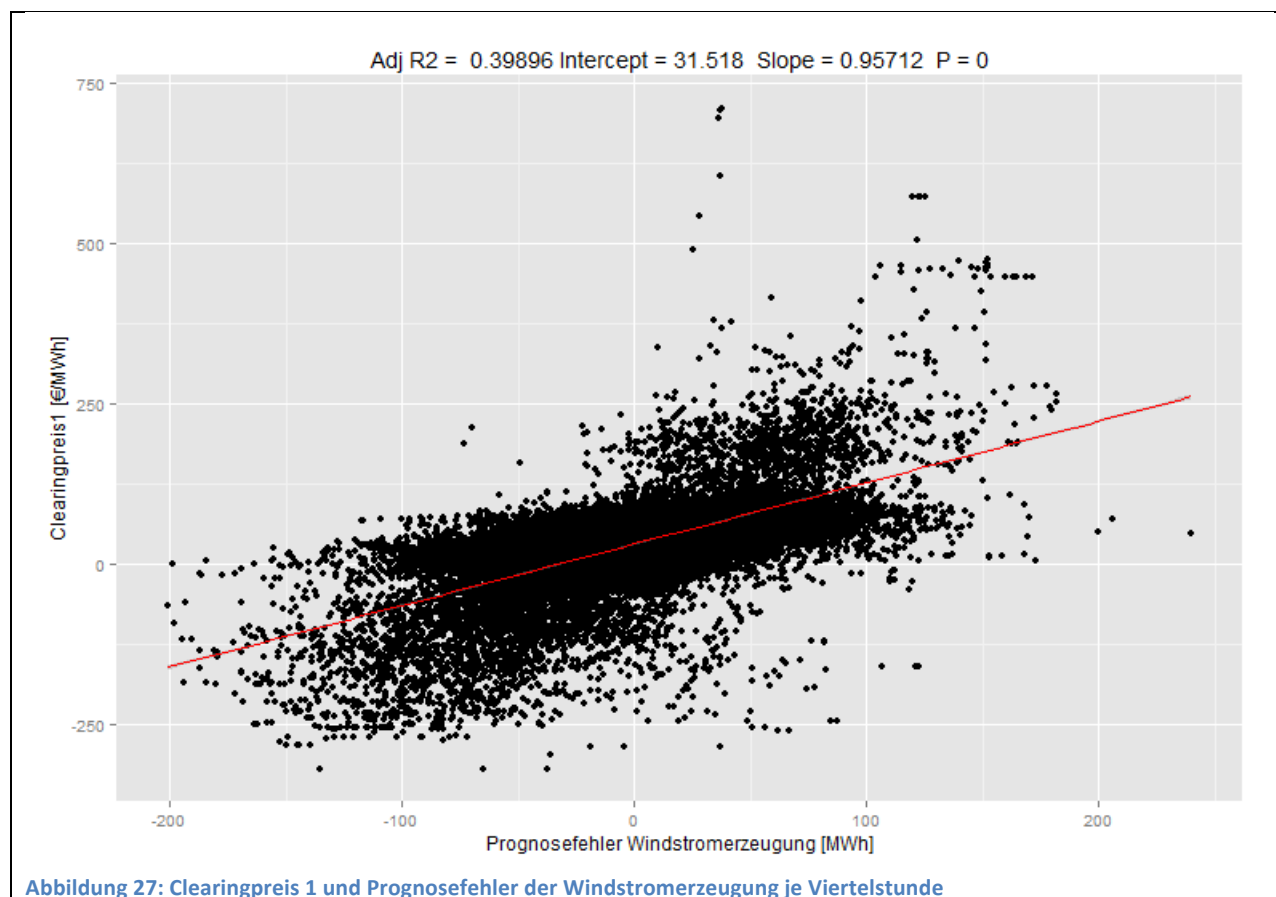
Exemplarisch für das 1. Quartal 2014 ist die viertelstündliche Windstromerzeugung in Abbildung 26 dargestellt. Der stark fluktuierende Charakter der Windstromerzeugung wird hierbei sehr gut deutlich.



4.3 Windstromerzeugung und Prognosefehler

Abbildung 27 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Clearingpreis 1 und dem Prognosefehler der Windstromerzeugung. Der Prognosefehler ist dabei definiert als die Differenz der prognostizierten Erzeugung aus Windenergie und der tatsächlichen Erzeugung.

Es wird deutlich, dass bei einem positiven Prognosefehler (höhere prognostizierte Windstromerzeugung als tatsächlich stattgefundenen Windstromerzeugung) ein tendenziell höherer Clearingpreis 1 eintritt, als bei einem negativen Prognosefehler.



Bei Kenntnis des Prognosefehlers könnten sich so möglicherweise Gewinne aus statistischer Arbitrage realisieren lassen. So könnte beispielsweise ein Marktteilnehmer davon ausgehen, dass der Prognosefehler negativ ist. Dann könnte er aus den dann dort mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit (größer 50 %) auftretenden negativen Preisen für Ausgleichsenergie Profite generieren. Wie Abbildung 28 zeigt, treten negative Prognosefehler statistisch gehäuft bei hoher Windstromeinspeisung auf.

Hinweis: Es soll hier hervorgehoben werden, dass die oben genannten Arbitragemöglichkeiten auf der statistischen Auswertung des vorliegenden Datenmaterials basieren und möglicherweise aufgrund technischer oder sonstiger ökonomischer Bedingungen in der Praxis nicht realisierbar sind.

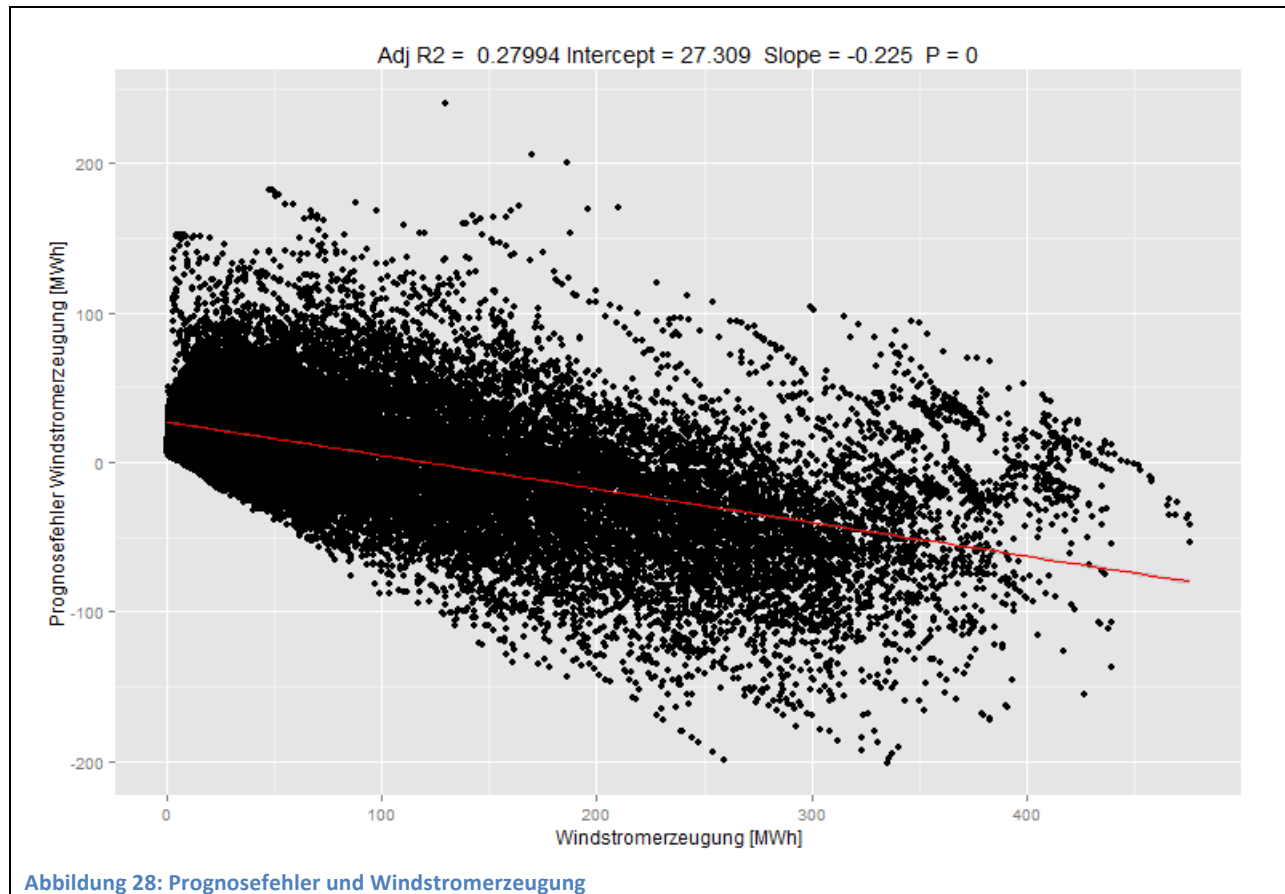


Abbildung 28: Prognosefehler und Windstromerzeugung

5 Fazit

Die Analysen haben gezeigt, dass durch eine vergleichsweise geringe Anpassung der Vorschriften zur Berechnung der Clearingpreis der ursprünglich angestrebte Aufteilungsschlüssel der gesamten Ausgleichsenergiekosten von 80% : 20% zwischen Clearingpreis 1 und 2 wieder hergestellt werden kann. Es wird daher empfohlen die Berechnungsvorschrift für den *Basispreis* P_B , der wie die statistische Analyse zeigt, die maßgebliche Bestimmungsgröße des Clearingpreises 1 darstellt, in den Viertelstunden ohne Abruf von Tertiärregelleistung dahingehend umzustellen, dass der Basispreis in den Viertelstunden ohne Abruf von Tertiärregelleistung nicht wie bisher aus dem Minimum (Delta-Regelzone negativ) bzw. Maximum (Delta-Regelzone positiv) des mittleren Preises des jeweils besten Kauf- und Verkaufsangebotes und dem EXAA-Spotpreis abgeleitet wird, sondern ausschließlich dem EXAA-Spotpreis entspricht. Erfolgt zusätzlich eine moderate Anpassung der *unteren Schranke* $U_{Max,MIN}$ kann der 80-20-Aufteilungsschlüssel der Ausgleichsenergiekosten zwischen Clearingpreis 1 und 2 weitgehend wieder erreicht werden.³

Ohne eine solche Anpassung besteht die Gefahr, dass die Berechnungssystematik dauerhaft zu einer „Schieflage“ im Ausgleichsenergiemarkt zu Ungunsten der Ökostrombilanzgruppe führt. Der Clearingpreis 2 wurde ja genau deshalb eingeführt, um einen Teil der Kosten für Ausgleichsenergie auf den Letztverbrauch zu sozialisieren und nicht, um Bilanzgruppenverantwortlichen für ihren Letztverbrauch über höhere Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe zu vergüten. Die dringende Notwendigkeit für eine Anpassung der Berechnungsvorschriften zeigt sich alleine daran, dass der Sozialisierungsanteil im Juli 2015 anstelle der angestrebten 20% bereits -170,52% (!) erreicht hat und die Bilanzgruppen für ihren Letztverbrauch 1,13 €/MWh erhalten haben.

Die vorgeschlagene Maßnahme führen insgesamt zwar zu einer finanziellen Entlastung der Ökostrombilanzgruppe. Eine signifikante Reduktion der Ausgleichsenergiekosten der OeMAG kann auf Grund der hohen Prognoseabweichungen der Ökostrombilanzgruppe sowie des hohen Preisniveaus im österreichischen Regenergiemarkt dadurch jedoch nicht erreicht werden. Während die anhaltend hohen Preise im österreichischen Regenergiemarkt primär ein energiepolitisches bzw. regulatorisches Defizit darstellen, liegt die Verantwortung für die auch im internationalen Vergleich sehr hohen Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe bei der OeMAG. Durch die Einführung einer Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch die APG als Dienstleister der OeMAG im Frühjahr 2015 besteht die Möglichkeit den Ausgleichsenergiebedarf signifikant zu reduzieren. Allerdings gibt es bezüglich der konkreten Umsetzung der Intraday-Bewirtschaftung bisher keine belastbaren Informationen. Auch fehlen für eine effiziente Umsetzung der Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe entsprechenden Anreizmechanismen, die eine notwendige deutliche Effizienzsteigerung der Bewirtschaftung unterstützen. Insofern lassen sich die möglichen Einspareffekte in der Ökostrombilanzgruppe derzeit noch nicht quantifizieren. Werden die bestehenden Potenziale zur Reduzierung der Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe nicht oder nur unzureichend gehoben, wird die OeMAG weiterhin Verlierer des Modells zur Berechnung der Clearingpreise in Österreich bleiben.

³ Entsprechend der im ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing vorgesehenen Randbedingungen zur einheitlichen Berechnung der Ausgleichsenergiepreise (Artikel 64, Imbalance Price) kann mittelfristig eine grundsätzliche Überarbeitung des österreichischen Modells erforderlich werden. Dabei sollte insbesondere berücksichtigt werden, dass systematische Verwerfungen des Berechnungsmodells zu Ungunsten einzelner Marktteilnehmer vermieden werden.