



E-CONTROL

**Regulierungssystematik für die
Strom-Übertragungsnetzbetreiber
2019**

31. Dezember 2018

Inhaltsverzeichnis

1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung.....	3
2. Ziele und Ablauf der Regulierung.....	3
3. Regulierungsrahmen für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber	4
3.1. Ermittlung der Kostenbasis.....	4
3.2. Finanzierungskosten und WACC.....	5
3.3. Anpassung der Kostenbasis	6
3.4. Boni	7
3.5. Mengenrisiko	7

1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung

Gemäß § 48 EIWOG 2010 sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Zum Ermittlungsverfahren bestimmt § 48 Abs. 2 EIWOG 2010, dass der Wirtschaftskammer Österreich, der Landwirtschaftskammer Österreich, der Bundesarbeitskammer und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund vor Abschluss Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist.

Die Festsetzung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts von Netzbetreibern erfolgt gemäß § 48 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der E-Control. Die festgestellten Kosten und Zielvorgaben sowie das festgestellte Mengengerüst bilden die Basis der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls der Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches mit Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 49 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 E ControlG.

2. Ziele und Ablauf der Regulierung

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählen.

Grundlage des Systemnutzungsentgelts sind die von der Regulierungsbehörde festgestellten Kosten der Netzbetreiber (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010). Die Entgelte ergeben sich vereinfacht gesagt aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

3. Regulierungsrahmen für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber

Die Entgeltermittlung der beiden kostenregulierten österreichischen Strom-Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, VÜN) erfolgt im Rahmen eines jährlichen Kosten-Plus-Regulierungsansatzes. Hierbei werden die letztverfügbaren Kosten und Mengen von der Regulierungsbehörde auf ihre Angemessenheit geprüft und mittels Hochrechnungsfaktoren in entsprechende Übertragungsnetzentgelte übergeleitet.

3.1. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 sind die Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres (geprüfte Jahresabschlüsse) zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung heranzuziehen (siehe dazu auch die Erläuterungen zu § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). In der Praxis ergibt sich daraus prinzipiell ein zweijähriger Zeitverzug, von welchem in der Sphäre der Kapitalkosten sowie bei vereinzelt OPEX-Komponenten jedoch durch eine Ex-ante-Betrachtung (d.h. Planwertberücksichtigung) abgegangen wird.

In Übereinstimmung mit § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 erfolgt eine Anerkennung aller angemessenen Kosten inklusive Vorfinanzierungskosten, welche der Umsetzung des von der Regulierungsbehörde genehmigten Netzentwicklungsplans dienen. Die Kosten für die Realisierung des Netzentwicklungsplans sind gemeinsam mit jenen für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland, für Netzverluste, die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelung, Gebrauchsabgaben und spezifische Ausgliederungen gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 als beeinflussbar zu klassifizieren. Die verbleibenden beeinflussbaren Kosten lassen sich in zwei Bereiche untergliedern:

- Operative Kosten („OPEX“): Diese Kosten fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen sind darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten zu erfassen.
- Kapitalkosten („CAPEX“): Kapitalkosten sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die in § 60 EIWOG 2010 beschriebenen Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital.

Die folgenden Elemente sind kostenmindernd zu berücksichtigen:

- Sonstige betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse: Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen bzw. andere Unternehmenssegmente erbracht werden, so sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen.
- Erlöse aus grenzüberschreitenden Auktionen im Bereich des Übertragungsnetzes: Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß Art. 16 iVm Kapitel 2 des Anhangs I zur Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 15, verpflichtet, engpassbehaftete Grenzkapazitäten über Auktionen zu vergeben. Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt diese Vorgabe an den Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien, Deutschland und der Schweiz zum Tragen. Dabei

werden an allen Grenzen Auktionen für Jahres-, Monats- und Tageskapazitäten durchgeführt.

- Aktivierte Eigenleistungen: Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, so sind diese von den Kosten (im speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da durch die Aktivierung diese Aufwendungen langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so hätte dies eine doppelte Abgeltung dieser Kosten zur Folge.

3.2. Finanzierungskosten und WACC

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gemäß § 60 EIWOG 2010 die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen. Dabei sind die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen. Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit generell für die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, verlangen sie dafür gemäß Opportunitätskostenprinzip eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung genau jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

Zur Bestimmung der Verzinsung wählte die Behörde einen transparenten und überprüfbaren Ansatz, welcher eine marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos sowie eine Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur unter Beibehaltung der unternehmensspezifischen Finanzierungsentscheidungen sicherstellt. Konkret wurde ein sogenanntes WACC-Verfahren („Weighted Average Cost of Capital“) ausgewählt, welches einen gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatz als Kapitalrendite errechnet.

Eine optimale WACC-Struktur stellt sicher, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize, übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt); wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Es besteht der wesentliche Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Das WACC-Verfahren wird von den europäischen Regulierungsbehörden in verschiedenen Formen angewendet. Innerhalb dieses Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen der zu bestimmenden Parameter getroffen werden. Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies i) der risikolose Zinssatz, ii) die Marktrisikoprämie, iii) der Beta-Faktor als Maß für nicht diversifizierbares Risiko, iv) die Kapitalstruktur und v) die Fremdkapitalzinsen. Eine ausführliche Beschreibung und Ableitung dieser Parameter ist in den Dokumenten „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber (1. Jänner 2018 bis 31. Dezember 2022)“¹ und „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber (1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023)“²

¹ Siehe <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>

² Siehe <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>

dargelegt. Hintergrund der einheitlichen Festlegung ist, dass sämtliche Strom- und Gasnetzanlagen gleichen Voraussetzungen bei der Abgeltung von Kapitalkosten ausgesetzt sein sollen.

Wie in der folgenden Tabelle illustriert, ergibt die Berechnung einen derzeit angemessenen Zinssatz in Höhe von 4,88 %.

Ermittlung WACC	
Risikoloser Zins (10-jährige AAA Anleihen des Euro-Raums)	1,87%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,83%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	2,70%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,400
Betafaktor (verschuldet)	0,850
Engenkapitalzinssatz (nach Steuern)	6,12%
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	4,88%

Dieser Finanzierungskostensatz wird auf die verzinsliche Kapitalbasis angewendet.

Aus Gründen der Investitionsförderung wird der Finanzierungskostensatz für eigenkapitalfinanzierte Neuanlagen um 0,8 Prozentpunkte erhöht. Daher beträgt der der Mark-Up auf die durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten 0,32 Prozentpunkte ($=0,80 * 40\%$ EK-Anteil). Es ergibt sich somit ein WACC für Neuanlagen in Höhe von 5,20% p.a.

3.3. Anpassung der Kostenbasis

Die ermittelte beeinflussbare Kostenbasis umfasst die Netzkosten exklusive der erwähnten Abzugspositionen (siehe oben). Die festgestellten Kosten sind in der Folge durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 und 3 bis 8 EIWOG 2010 abzudecken. Gesondert davon werden die Kosten für den Ausgleich der Netzverluste ermittelt und durch das Netzverlustentgelt gemäß § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 abgegolten.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Systemnutzungsentgelte-Verordnung in der Regel nicht mit dem Geschäftsjahr, das der Prüfung zugrunde liegt, zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr erforderlich. Als Ausgangsbasis dient die Summe der Netzkosten exklusive vorgelagerter Netzkosten und Netzverlustkosten. Diese beeinflussbaren Kosten werden einer Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren gemäß § 59 Abs. 2 1. Satz EIWOG 2010 unterzogen, um dem systemimmanenten Zeitverzug zu entsprechen.

Es handelt sich hierbei für die APG um

- die Zielvorgabe (kostenmindernd): Die Zielvorgabe kombiniert individuelle Effizienzziele mit einer generellen Produktivitätsentwicklung (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010). Der individuelle Effizienzwert ergibt sich derzeit aus dem von CEER (Council of European Energy

Regulators) durchgeführten internationalen Benchmarking E3Grid2012, an welchem zahlreiche europäische Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen. Ein genereller Effizienzfortschritt (Xgen) wurde für Übertragungsnetzbetreiber dabei nicht festgestellt. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass bei der Ermittlung dieser generellen Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiberpreisindex (siehe unten) berücksichtigt wurde, welcher eine Kombination aus In- und Outputindices darstellt. Im Vergleich zum VPI (reiner Outputindex) käme es somit zu einer systematischen Unterschätzung des Faktorproduktivitätsfortschritts. Um dies zu vermeiden, wird die Kostenbasis um die Differenz zwischen NPI und VPI korrigiert.

- den Netzbetreiberpreisindex (kostenerhöhend): Um die Preisentwicklung zwischen dem Zeitpunkt der Prüfung und jenem des Inkrafttretens der Systemnutzungsentgelte-Verordnung abzubilden, werden die Kosten anhand der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate angepasst (§ 59 Abs. 2 und 5 EIWOG 2010).

Bei der VÜN handelt es sich ebenfalls um

- die Zielvorgabe (kostenmindernd): Da für die VÜN mangels geeigneter Vergleichsunternehmen bisher keine individuelle Effizienzvorgabe anhand eines Benchmarkings ermittelt werden konnte, wird keine individuelle Zielvorgabe angesetzt. Aufgrund der Historie der VÜN als Produkt der Aufspaltung der VKW-Netz AG in VÜN und Vorarlberger Energienetze GmbH weist die VÜN eine ähnliche Kostenstruktur wie das Verteilernetz auf. Aufgrund der engen Vermaschung der beiden Unternehmen im operativen Bereich ist von einem vergleichbaren Effizienzpotential auszugehen. Daher orientiert sich der Xgen an der generellen Effizienzvorgabe für die vierte Regulierungsperiode der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber in Höhe von 0,95 % p.a. Die Zielvorgabe der VÜN entspricht daher dem Xgen-Parameter.
- den Netzbetreiberpreisindex (kostenerhöhend), der gleichlautend wie bei der APG festgestellt wird.

Diese beiden Komponenten wirken – abhängig von den Erlöspositionen (Auktionserlöse und *Inter-TSO-Compensation-Mechanism* zum Abbau von Engpässen) – bei der APG auf 15 bis 20 % und bei der VÜN auf über 50 % der Netzkostenbasis.

3.4. Boni

Beim Erreichen vorab gesetzter Ziele in den Bereichen Netzwerkstabilität und Marktliquidität wird den Unternehmen gemäß § 59 Abs. 2 und 3 eine Belohnung für die damit verbundenen Anstrengungen zugesprochen, sofern hinreichend positive Effekte bzw. ein relevanter Nutzen für die Endkunden und den Markt feststellbar ist.

3.5. Mengenisiko

Die Regulierungssystematik stellt fest, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber keinem Mengenisiko gegenübersehen. So werden Abweichungen zwischen Plan- und Istmengen der vergangenen Jahre im Rahmen der Entgeltbestimmung über das Regulierungskonto gemäß § 50 EIWOG 2010 berücksichtigt.