

Rathaus, 1082 Wien

Telefon +43 (0)1 4000 89980
Fax +43 (0)1 4000 7135
post@staedtebund.gv.at
www.staedtebund.gv.at

DVR 0656097 | ZVR 776697963

Unser Zeichen:
30-06-(2023-0214)

bearbeitet von:
Dr. Dernbauer/Mikulik

elektronisch erreichbar:
guido.dernbauer@staedtebund.gv.at

E-Control
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

per E-Mail: tarife@e-control.at

Wien, 14. Februar 2023

**Strom-Systemnutzungsentgelte-
Verordnung 2018 (SNE-V 2018) –
2. Novelle 2023, 2. Konsultation;
Stellungnahme**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Bezugnehmend auf den kürzlich verlautbarten Entwurf der Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) – 2. Novelle 2023 gibt der Österreichische Städtebund nach Rücksprache mit Mag. Christian Ehrenhauser, PMSc zur 2. Konsultation folgende Stellungnahme ab.

Allgemeines

Es liegt nunmehr für die SNE-VO 2018 der 2. Begutachtungsentwurf für die bereits angelaufene Abrechnungsperiode 2023 vor. Diese Verzögerung durch die erneute Novelle bzw. Begutachtungsphase führt einerseits zu einer reduzierten Planungssicherheit bzw. zu erhöhtem Budgetierungsaufwand der Städte und Gemeinden, aber auch zu einem erhöhten administrativen Aufwand in der Netzkostenabrechnung sowohl bei Netzbetreibern als auch Lieferanten (sofern diese im Sinne des Vorleistungsmodells abrechnen bzw. fakturieren).

Diese zweite Konsultation ist auskunftsgemäß auch durch einen „angezeigten geringeren Beschaffungspreis für Netzverluste“ begründet. Aus Sicht des Städtebundes stellt sich daher die Frage durch welchen Rechenfehler bzw. welche

unvollständige Datenbasis etc. im Vergleich zum 1. Begutachtungsentwurf die nunmehrige Korrektur zustande gekommen ist.

In den Erläuterungen der E-Control „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023“ werden die Netzverlustkosten als „nicht beeinflussbare Kosten von Verteilernetzbetreibern gemäß § 59 Abs 6 ELWOG erläutert:

*„... zur Deckung von Netzverlusten aus Basis **transparenter** und **diskriminierungsfreier** Beschaffung (Preiskomponente der Netzverlustkosten).“*

*Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten **unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben**; sie werden dementsprechend auf Basis letztverfügbarer Werte geprüft **und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (passthrough)**, d.h. **additiv** im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Abschnitt 14).*

Die Nicht-Beeinflussbarkeit der Preiskomponente ist aus Sicht des Österreichischen Städtebundes zu hinterfragen, da durch die Portfoliobewirtschaftung im Zuge der Netzverlustenergiebeschaffung sehr wohl preisliche Unterschiede bei den gewählten Absicherungsprodukten vorliegen („Peak“ immer teurer als „Base“-Produkte).

Auf Grund der vorliegenden Daten bzw. auch unter Berücksichtigung der bereits von uns abgegebenen Stellungnahme vom 3. Februar 2023 ersuchen wir um Ihre Rückmeldung bzw. Berücksichtigung nachfolgender Fragstellungen in Bezug auf die angedachten Netzverlustentgelte für 2023:

Wie bereits am 3. Februar 2023 angefragt (Frage Nr. 6), ersuchen wir um Bekanntgabe, welcher Durchschnittseinkaufspreis (Kosten der Bezugsenergie inklusive Beschaffungsnebenkosten) für die Netzverlustentgelte 2023 seitens der Netzbetreiber bzw. durch die ausschreibende Stelle APG zu Grunde gelegt wurde.

1. Welcher durchschnittliche Einkaufspreis wurde für welche Mengen von jenen Netzbetreibern (in Summe) für 2023 beantragt, die nicht über die APG-Ausschreibung mitbeschaffen. Gibt es eigene Beschaffungs- bzw. Erzeugungspreise betreffend Netzverlustenergie durch diese Netzbetreiber?

2. Welcher durchschnittliche Einkaufspreis (in EUR/MWh) der Netzverlustenergie wurde für das Kalenderjahr 2023 (Aufgliederung Beschaffungsportfolio APG und Restmenge „Eigenbeschaffer“) angesetzt?

Die Beschaffungslogik der Netzverluste erfolgt seit Jahren in Anlehnung an das auskunftsgemäß mit der E-Control abgestimmte Beschaffungskonzept. Die Vorgehensweisen bzw. der Modus der Portfoliobewirtschaftung für die Beschaffung der Netzverlustentgelte wird unter

<https://markt.apg.at/netz/netzverluste/beschaffungskonzept/> erläutert:

*„Das Portfoliomanagement für die Beschaffung von Verlustenergie geht von den kumulierten Langfristprognosedaten der Netzverluste aus. Ziel des Portfoliomanagements ist, das Profil der benötigten Verlustenergie **möglichst gut und preisgünstig abzubilden**. Wieviel Energie zu welchem Ausschreibungszeitpunkt gekauft werden muss, wird vom Bestellpfad (jährlich E-Control Austria zu melden) vorgegeben, **der das Risiko eines ungünstigen Beschaffungszeitpunktes** durch eine Aufteilung der Beschaffung auf mehrere Zeitpunkte streut. APG führt Ausschreibungen daher regelmäßig, zu im Vorhinein angekündigten Zeitpunkten, durch.“*

*„Entsprechend dem vorliegenden Deltafahrplan wird kurzfristig für den Folgetag (wenn der Folgetag ein Wochenende oder Feiertag ist, für mehrere Tage) **beschafft** oder **veräußert**. Dies erfolgt derzeit über Market-Orders an den Strombörsen EXAA und EPEX.“*

Die Netzbetreiber senden für die Beschaffungsprognose Langfristprognosedaten (der Netzverlustenergiemengen) - unter anderem auch für 3 Jahre im Voraus - an die APG. Die Beschaffung der Netzverluste für das Jahr 2023 erfolgte lt. Ausschreibungsplattform der APG für 2023 erst ab 2022.

Hinsichtlich einer langjährigen Verfügbarkeit von Futures – besonders unter dem Aspekt, dass die APG durch die Netzbetreiber revolvierend 3a-Prognosen bzw. -Fahrpläne für die Netzverluste erhält – verweisen wir auf Frage 3 unserer Stellungnahme vom 3. Februar 2023.

Das Ausschreibungsportal der APG weist u.a. folgende Beschaffungsdaten für die Netzverlustenergieschaffung für das Lieferjahr 2023 aus (ohne Mengen jener Netzbetreiber, die selbst beschaffen bzw. sich nicht an der Ausschreibung der APG beteiligen):

	Durchschnittspreise	Akzeptierte Menge	Kosten
Käufe 2022/Lieferung 2023	387,48 EUR/MWh	2 671 381,00 MWh	1 035 093 769,31 EUR
Käufe 2023/Lieferung 2023	223,72 EUR/MWh	142 438,00 MWh	31 866 017,17 EUR
Alle Käufe für Lieferung 2023	379,19 EUR/MWh 37,92 ct/kWh	2 813 819,00 MWh	1 066 959 786,48 EUR

Die Summen auf dem APG-Ausschreibungs-Portal entsprechen hier jedenfalls nach „Filtersetzung“ **nicht** den rechnerischen Summen, die sich aus den aufgelisteten Auktionsergebnissen ergeben (z.B. betreffend akzeptierte Menge = Leistung x Stunden wird ein deutlich höherer Wert ausgegeben).

Bezugnehmend auf die verlautbarte Portfoliobewirtschaftung, die implizit für die Berechnung der Netzverlustentgelte relevant ist, stellen sich daher für uns folgende weitere Fragen:

1. Werden alle Transaktionen im Sinne der Transparenz veröffentlicht (ggf. auch Intraday/DayAhead-Geschäfte vergangener Perioden)?

Derzeit werden nur Käufe bzw. Auktionsergebnisse der Standardprodukte angeführt. Etwaige Verkäufe und daraus resultierende Ergebnisse (Gewinne/Verluste) der Standardprodukte bzw. ausgleichende Spot-Marktgeschäfte (Verkauf/Nachkauf von Über-/Fehlmengen) und deren finanzielle Ergebnisse werden nicht veröffentlicht.

Für die kurzfristige Beschaffung werden auskunftsgemäß auch Spot-Instrumente eingesetzt und diesbezüglich wurden lt. Webseite der APG Rahmenverträge für Spotgeschäfte abgeschlossen. Die APG ist selbst nicht an der Börse gelistet, eine Schwestergesellschaft der APG, die VERBUND Energy4Business GmbH, ist direkt als Händler unter anderem an der Energiebörse EEX als Händler gelistet.

Daher stellen sich folgende Fragen:

2. Besteht hier derzeit nur ein Rahmenvertrag mit einem Energiehändler bzw. wie groß ist die Anzahl der derzeitigen Vertragspartner für die Portfoliobewirtschaftung der Netzverluste?

3. Welche Handelsgeschäfte wurden zusätzlich zu den verlautbarten Auktionsergebnissen unterjährig am Spotmarkt zu welchen Preisen abgewickelt? Bestenfalls würde hier auf der bestehenden Plattform eine Vervollständigung der Auktionsergebnisse um die unterjährigen „Restprofilgeschäfte“ erfolgen.

4. Wenn auf dem Spot-Markt Überhangspositionen von Netzverlustbeschaffungsgeschäften (Standardprodukte bzw. Teilmengen) glattgestellt werden, wie werden diese im Zuge der Kostenermittlung gutgeschrieben?

Werden diese etwaigen Mehrkosten, aber auch Gewinne aus der Kurzfristbeschaffung aus der laufenden Portfoliobewirtschaftung dann bei der Kostenbasis der Netzverlustentgelte erst in der Folgeperiode berücksichtigt?

So wurden z.B. bis 7. April 2022 Jahresprodukte (vorrangig Base, teils Peak) für 2023 um ca. 120 – 200 EUR/MWh gekauft; der aktuelle Spot-Preis im Jänner 2023 bewegte sich im Durchschnitt bei 150 EUR/MWh, also 15 ct/kWh. Dies wäre bei einer angenommenen Unterdeckung in der Beschaffung deutlich günstiger als der Durchschnittspreis der Auktionsergebnisse für die Lieferperiode 2023!

5. Werden diese oben angeführten Nachverrechnungen und Gutschriften – sofern zutreffend – ein Kalenderjahr verzögert über das Regulierungskonto des Verteilnetzbetreibers (gemäß § 50 Abs. 7 ElWOG) berücksichtigt und in Zukunft auch dem Netzkunden im Vorfeld offengelegt? Werden in den zukünftigen Netztarifen 2024 etwaige Aufrollungen aus den tatsächlichen Kosten der Netzverlustenergiebeschaffung aus 2023 berücksichtigt?

Derzeit ist es für Dritte im Sinne der geforderten Transparenz nicht eindeutig nachvollziehbar, wie die genaue Kostenbasis der Netzverlustentgelte zustande kommt bzw. wie die Wälzung dieser Kosten auf die Verteilnetzbetreiber und Netzebenen umgesetzt wurde.

Beispielsweise wurden folgende Einzelauktionen durchgeführt bzw. realisiert:

Ausschreibungsdatum	Produkt	Lieferung von	Lieferung bis	Teilnehmer	Durchschnittspreis	PriceUnit	Zuschlagswert
08.09.2022	GLS_2022_CW36_PeakQuarter2023Q1	01.01.2023	01.04.2023	1 1	1 121,00	EUR/MWh	3.497.520,00
29.09.2022	GLS_2022_CW39_PeakQuarter2023Q1	01.01.2023	01.04.2023	3 3	934,68	EUR/MWh	36.452.637,00
01.09.2022	GLS_2022_CW35_BaseQuarter2023Q1	01.01.2023	01.04.2023	2 2	835,26	EUR/MWh	36.066.526,80
22.09.2022	GLS_2022_CW38_BaseQuarter2023Q1	01.01.2023	01.04.2023	1 1	749,50	EUR/MWh	8.090.852,50
03.11.2022	GLS_2022_CW44_PeakQuarter2023Q4	01.10.2023	01.01.2024	1 1	725,46	EUR/MWh	565.858,80
29.09.2022	GLS_2022_CW39_PeakYear2023	01.01.2023	01.01.2024	2 2	724,5416667	EUR/MWh	13.563.420,00

Quelle: APG/tts.apg.at

Ohne Kenntnis des zum Ausschreibungszeitpunkt zu Grunde gelegten Beschaffungsprofils (z.B. auch unter Bedachtnahme der Kurzfristprognose, welche hier in der Portfoliobewirtschaftung zur Anwendung gelangt), ergeben sich auf Grund der Beschaffung zu den bekannten Börsenkursspitzenzeiten u.a. im September 2022 folgende Fragestellungen:

6. Gab es hier für das Lieferjahr 2023 laufende wesentliche Planwertabweichungen (= überdurchschnittliche Abweichung von Ist-Lastprofil vs. Prognoseprofile der Netzverlustenergie), die über den letztjährigen Durchschnittsabweichungen lagen?

7. Waren hier diese Planwertabweichungen für die Beschaffung zu diesen Peak-Preisen ausschlaggebend oder erfolgte hier einfach unverändert analog zu den Vorjahren preisunabhängig zu diesen Zeitpunkten eine Ausschreibung?

8. Falls ja, wurde das für die Beschaffung hinterlegte Modell auf Angemessenheit bzw. Wirksamkeit bereits im Jahr 2022 evaluiert bzw. erfolgt generell eine laufende Re-Evaluierung des hinterlegten Beschaffungsmodells und der zu Grunde gelegten Prognosen?

9. Werden hier auch Fremdvergleiche (Beschaffungsmöglichkeit EEX vs. Ausschreibungsplattform) durchgeführt, da die Anzahl der Bieter auf der APG-Plattform für Netzverlustenergie äußerst überschaubar ist. Oftmals scheint in der Ausschreibungsplattform nur ein Bieter! je Ausschreibungstermin auf.

Beispielsweise betrug am 12.1.2023 das Auktionsergebnis bzw. der Durchschnittspreis für „PeakQuarter2023Q4“ lt. APG-Portal **328,881429 EUR/MWh**. Der Schlusskurs an der EEX für den Austria Power Future Q4 2023 betrug am 12.1.2023 **306,63 EUR/MWh**.

Sinngemäß sind/waren starke intraday-Kurs-Schwankungen die letzten Monate auf den Energiebörsen zu beobachten und der Schlusskurs ist grundsätzlich indikativ. Außerdem erfolgt nur finanzielles Clearing, keine physische Lieferung der EEX-Futures. Sollte es hier tatsächlich zu einem rechnerischen Aufschlag (im Sinne Trading-Fee-Kosten etc.) **von mehr als 20 EUR/MWh** gekommen sein, wäre dieser jedenfalls hinsichtlich der Angemessenheit kritisch zu hinterfragen.

Zumindest hinsichtlich der Gesamtmenge der Netzverlustenergie sollte jedoch im historischen Vergleich zu früheren Perioden noch eine gute Prognostizierbarkeit gegeben sein (vereinfachte Annahme – siehe dazu unsere 1. Stellungnahme vom 3.2.23, Frage 3 - konstante Netzverluste in der Bandbreite von 3,3 – 3,5 % Abgabemengen ins Netz).

Bereits im Herbst 2021 (somit noch vor der erstmaligen Beschaffung der Netzverluste 2023 im Jahr 2022) waren kurzfristige Preisausschläge bzw. -anomalien an den Energiemärkten zu beobachten, aber immer noch im Durchschnitt unter 30 ct/kWh. Spätestens beim Angriff Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 wären die Auswirkungen der geopolitischen Ereignisse auf die zukünftigen Gas- und somit auch Strompreisentwicklungen abzusehen gewesen:

10. Erfolgte im Herbst 2021 (auf Grund Kursausschläge) bzw. ab Ende Februar 2022 eine Re-Evaluierung des bisherigen „Beschaffungspfad“ bzw. der Beschaffungsstrategie für die Netzverlustenergie?

11. Werden laufend prospektive und retrospektive Effektivitätstests des „Portfolios Sonderbilanzgruppe Netzverluste“ seitens der Portfoliobewirtschafterin APG durchgeführt und wurden diese vom Regulator geprüft/gewürdigt?

Eine mögliche Pflicht zur Effektivitätsüberprüfung der Sicherungsgeschäfte (Grundgeschäft ist Lieferung der Netzverlustenergie, Absicherungsgeschäft erfolgt über Portfoliobewirtschaftung inkl. der Ausschreibung) für die beschafften Netzverluste ergäbe sich alleine schon aus der unternehmensrechtlichen Sicht für die APG (Vorgaben durch Rechnungslegungsprozesse – zwingende Vorgaben für Dokumentationen des „Hedge Accountings“ nach internationalen Rechnungslegungsstandards sowie Dokumentationsanforderungen für Darstellung unternehmensrechtlicher Bewertungseinheiten im Sinne der Vorgaben des Unternehmensgesetzbuchs).

Mit Verweis auf § 53 Abs. 1 ElWOG (Befreiung Netzverlustentgelte für Einspeiser bis 5 MW Anschlussleistung) bzw. beziehend auf unsere bisherigen Anfragen (Fragen 8 und 9 vom 3.2.2023) weisen wir darauf hin, dass es hier bei der Netzverlusttariffsetzung noch immer keine Unterscheidung zwischen Voll- und Überschusseinspeiser gibt. Auch wenn es sicherlich bisher anzunehmen war, dass es sich bei Anlagen größer 5 MW in der Regel um Volleinspeiser handelte, sind auf Grund des Marktumfeldes inzwischen auch Überschusseinspeiseanlagen mit Anschlussleistungen > 5 MW in den Netzen angeschlossen.

Das Systemdienstleistungsentgelt wird seit Jahren den Anlagen mit selbiger Größe bereits laufend verrechnet. Gemäß § 56 Abs. 1 ElWOG werden durch dieses Entgelt dem „Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen.“

12. Ist aus Sicht der Regulierungsbehörde in Bezug auf die angedachte Verrechnung der Netzverlustentgelte für Einspeiser sichergestellt worden, dass hier technisch eine eindeutige Unterscheidung bzw. Abgrenzung zwischen Netzverlusten und Lastschwankungen vorgenommen werden kann? (Vermeidung Doppelbelastung der Erzeugungseinheiten)

Schlussfolgerung

Im Sinne der gesetzlich geforderten Transparenz der Kostenbasis der Netzverlustentgelte wäre aus unserer Sicht eine detailliertere Aufbereitung der Datengrundlage wünschenswert. Die Beschaffungsgeschäfte und vor allem die Beschaffungsstrategie sind jedenfalls auf Aktualität und Angemessenheit zu prüfen.

Mit freundlichen Grüßen



OSR Mag. Dr. Thomas Weninger, MLS
Generalsekretär