



Prinzipien der Tragung von Stromnetzverlustkosten in Österreich und anderen Ländern Europas

Kurzgutachten

im Auftrag von

Oesterreichs Energie, Brahmplatz 3, 1040 Wien, Österreich

21. Februar 2024

Prinzipien der Tragung von Stromnetzverlustkosten in Österreich und anderen Ländern Europas

Kurzgutachten

im Auftrag von

Oesterreichs Energie, Brahmplatz 3, 1040 Wien, Österreich

21. Februar 2024

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Zusammenfassung

Die krisenbedingten Strompreisentwicklungen in 2022 haben u. a. zu einem drastischen Anstieg der Stromnetzverlustkosten von 2022 auf 2023 geführt. Diese Kosten werden in Österreich über das von Stromerzeugern und -verbrauchern zu zahlende Netzverlustentgelt refinanziert.

Um Verbraucher vor einem massiven Kostenanstieg zu schützen, hat die österreichische Bundesregierung in 2022 in zwei Schritten beschlossen, den von Verbrauchern zu tragenden Teil der Netzverlustkosten für das Jahr 2023 mit staatlichen Mitteln in Höhe von 675 Mio. EUR zu unterstützen. Das von den Stromerzeugern zu tragende Netzverlustentgelt ist in 2023 jedoch etwa auf das Fünffache des Niveaus von 2022 angestiegen. Zusätzlich kam die Forderung auf, in 2023 eine systemische Lösung zu erarbeiten, mit der über 2023 hinaus eine Entlastung der Stromverbraucher von hohen Netzverlustkosten erreicht werden kann. In der Folge hat die Regulierungsbehörde E-Control mit der Novelle 2024 der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 die Methodik zur Ermittlung des von Stromerzeugern erhobenen Netzverlustentgelts grundlegend angepasst. Die Neuordnung führt im Vergleich zu den Jahren vor 2023 zu einer erheblichen, fachlich nicht nachvollziehbaren Verschiebung der Finanzierungsverantwortung für die Netzverluste hin zu den Stromerzeugern. Vor diesem Hintergrund hat Österreichs Energie uns damit beauftragt, einerseits die übliche Praxis der Verlustkostentragung in Europa anhand von Länderbeispielen im Umfeld Österreichs zu beleuchten und andererseits die Frage der Zuordnung der Verlustkosten zu Erzeugern und Verbrauchern mit Blick auf die Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkungen der Netzverlustentgelte zu diskutieren, auch unter Berücksichtigung der Erläuterungen von E-Control zu der Neuregelung, und hieraus Empfehlungen für diese Kostenallokationsfrage abzuleiten.

Die Analyse der Kostentragungsprinzipien in fünf europäischen Ländern im Nahbereich Österreichs hat gezeigt, dass nur in einem dieser Länder, nämlich Frankreich, ein Teil der Netzverlustkosten von den Stromerzeugern getragen wird, und dass auch dort nur für Einspeisungen in das Höchstspannungsnetz ein erzeugerseitiges Entgelt erhoben wird, das zudem äußerst gering ist: Es beträgt mit 0,023 ct/kWh weniger als 5 % des derzeitigen Netzverlustentgelts in Österreich für Stromerzeuger auf dieser Netzebene. Gegenüber Stromerzeugern in diesen für die Wettbewerbssituation der österreichischen Erzeuger besonders relevanten Ländern erwächst aus dem in Österreich erhobenen Netzverlustentgelt somit ein klarer Wettbewerbsnachteil für die österreichischen Erzeuger. Dies führt in der Tendenz zu einer teilweisen Verdrängung der Stromerzeugung aus bestehenden sowie der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen ins Ausland, was verschiedene nachteilige Folgen hinsichtlich der Stromversorgungskosten und der Klimaschutzziele haben kann. Darüber hinaus sind erzeugungsseitige Entgelte, die von der eingespeisten Strommenge abhängen, auch grundsätzlich problematisch, da sie zu ineffizienten Einsatzentscheidungen der Stromerzeugungskapazitäten führen können; dieser verzerrende Effekt ist umso stärker, je höher diese Entgelte sind.

Diesen Nachteilen einer bereits vor 2023 starken und mit der Neuregelung ab 2024 noch deutlich zunehmenden Belastung der Stromerzeuger mit Netzverlustentgelten stehen nur relativ schwache und in Österreich nicht mit großem Gewicht diskutierte Argumente entgegen, die für eine solche Verschiebung der Kostenallokation sprechen würden. Dies betrifft etwa Zielsetzungen einer Standortsteuerung für neue Erzeugungsanlagen und einer Abschwächung der regionalen Netzentgeltdifferenzen. Um diese Zielsetzungen zu erreichen, müsste das Netzverlustentgelt entsprechend der angestrebten Steuerungswirkung gezielt nach Standorten differenziert und somit völlig anders strukturiert werden als heute. Das ebenfalls häufig vertretene Argument, durch stärkere Beteiligung der Stromerzeuger an den Netzverlustkosten könne das

Strompreisniveau für Verbraucher abgesenkt werden, ist nicht stichhaltig, da ein großer Teil der von den Erzeugern primär getragenen Kosten letztlich über die Strompreise an die Verbraucher weitergereicht wird.

Auch aus den Erläuterungen von E-Control zur SNE-V-Novelle geht keine belastbare Begründung für die Neuregelung hervor. Dort wird auf eine neue Auslegung des Gleichbehandlungsgrundsatzes und die Kriterien der Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit verwiesen, ohne jedoch darzulegen, warum diese Grundsätze und Kriterien eine so gravierende Änderung rechtfertigen, die vor 2023 nicht als geboten erachtet wurde. Die nähere Analyse zeigt vielmehr, dass die neue Auslegung des Gleichbehandlungsgrundsatzes in direktem Widerspruch zu der Auslegung steht, die E-Control in den Erläuterungen zur SNE-V 2018 vertreten hat, und dass die Grundsätze der Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit keinerlei Anhaltspunkte liefern, warum die neue Regelung angemessener sein sollte als die alte.

Wir empfehlen daher, den Anteil der von den Stromerzeugern getragenen Netzverlustkosten keinesfalls über das in den Jahren vor 2023 erreichte Maß hinaus anzuheben. Damit würden die Wettbewerbsnachteile der österreichischen Erzeuger noch weiter verschärft. Wir halten es im Gegenteil im Sinne eines fairen Wettbewerbs im europäischen Umfeld für empfehlenswert, das Netzverlustentgelt für Erzeuger abzuschaffen, um diese Belastung der Wettbewerbssituation zu eliminieren.

Hierdurch würden keine sinnvollen Steuerungswirkungen entfallen; vielmehr würde vermieden, dass diese ökonomisch nicht zielgerechte variable Kostenkomponente bei den Erzeugern zu ineffizienten Kraftwerkseinsatzentscheidungen führt. Dieser Schritt würde es darüber hinaus ermöglichen, das Netzverlustentgelt auch für Verbraucher abzuschaffen und die Netzverlustkosten – wie in vielen anderen Ländern – in die Kalkulation des regulären Netznutzungsentgelts zu integrieren. Dies würde deutlich zur Vereinfachung der Entgeltsystematik beitragen.

Inhalt

Zusammenfassung	i
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2 Kostentragsprinzipien im Ländervergleich	2
2.1 Überblick: Einspeisungsbezogene Netzentgelte in Europa	2
2.2 Österreich	3
2.3 Deutschland	4
2.4 Schweiz	4
2.5 Italien	4
2.6 Tschechische Republik	5
2.7 Frankreich	5
2.8 Erkenntnisse zur Behandlung krisenbedingter Verlustkostenanstiege	6
3 Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkungen	7
3.1 Verursachungsgerechtigkeit	7
3.2 Anreizwirkungen	9
3.3 Argumentation von E-Control zur Neuregelung für 2024	11
4 Bewertung und Schlussfolgerungen	14
5 Literatur/Quellen	15

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die infolge der Energiekrise in 2022/2023 um ein Mehrfaches gestiegenen Preise am Strommarkt wirken sich nicht nur auf die Strombeschaffungskosten für die Belieferung von Verbrauchern, sondern auch auf die Systemnutzungsentgelte aus. Dies betrifft insbesondere die bei den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (ÜNB und VNB) anfallenden Kosten für die Beschaffung von Energie zur Deckung der Netzverluste. Diese Kosten betragen in Österreich für das Jahr 2022 ca. 190 Mio. EUR und sind für das Jahr 2023 auf ein Niveau von ca. 1,2 Mrd. EUR angestiegen. Die Refinanzierung dieser Kosten erfolgt über das von Stromerzeugern und Stromverbrauchern zu zahlende Netzverlustentgelt. Ohne weitere Maßnahmen wäre das Netzverlustentgelt von 2022 auf 2023 aufgrund der gestiegenen Beschaffungskosten massiv angestiegen.

Um Verbraucher vor dem damit verbundenen Kostenanstieg in 2023 zu schützen, hat die österreichische Bundesregierung Ende 2022 beschlossen, den von Verbrauchern zu tragenden Teil der Netzverlustkosten für das erste Halbjahr 2023 mit ca. 260 Mio. EUR aus staatlichen Mitteln zu unterstützen. Damit wurden für diesen Zeitraum ca. 60 % der verbrauchsseitig zu tragenden Mehrkosten abgedeckt. Die hierdurch erzielte Entgeltreduktion wurde zum 1. März 2023 wirksam. Anfang 2023 hat die Bundesregierung entschieden, den Rahmen der bereitgestellten Mittel auf 675 Mio. EUR zu erweitern und hiermit rund 80 % der verbrauchsseitig zu tragenden Mehrkosten im gesamten Jahr 2023 zu decken.

Gleichzeitig kam die Forderung auf, im Laufe des Jahres 2023 eine systemische Lösung zu erarbeiten, mit der über 2023 hinaus eine Entlastung der Stromverbraucher von hohen Netzverlustkosten erreicht werden kann. In der Folge hat sich die Regulierungsbehörde E-Control erneut mit der Systematik des Netzverlustentgelts befasst und mit Wirkung vom 1. Jänner 2024 die Methodik zur Ermittlung insbesondere des von Stromerzeugern erhobenen Entgelts grundlegend angepasst. Näheres hierzu ist in den Erläuterungen zur Novelle 2024 der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018 Novelle 2024) ausgeführt [1]. Die Neuregelung führt im Vergleich zu den Jahren vor 2023 zu einer erheblichen Verschiebung der Finanzierungsverantwortung für die Netzverluste hin zu den Stromerzeugern.

Oesterreichs Energie, die Branchenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft, sieht diese Änderung höchst kritisch, da sie die internationale Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Stromerzeuger noch weiter beeinträchtigt.

Vor diesem Hintergrund hat Oesterreichs Energie uns damit beauftragt, in dem vorliegenden Kurztgutachten einerseits die übliche Praxis der Verlustkostentragung in Europa anhand von Länderbeispielen im Umfeld Österreichs zu beleuchten (Kapitel 2) und andererseits die Frage der Zuordnung der Verlustkosten zu Erzeugern und Verbrauchern mit Blick auf die Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkungen der Netzverlustentgelte zu diskutieren, auch mit Blick auf die oben erwähnte Argumentation von E-Control in den Erläuterungen zur SNE-V-Novelle (Kapitel 3). Aus dieser Analyse leiten wir Schlussfolgerungen hinsichtlich der mit der Novelle erfolgten Verlagerung der Verlustkostentragung hin zu den Stromerzeugern ab (Kapitel 4).

2 Kostentragungsprinzipien im Ländervergleich

Gegenstand dieses Gutachtens ist primär die Frage, inwieweit die Kosten der Deckung von Netzverlusten von den Stromerzeugern und inwieweit von den Verbrauchern getragen werden. Um diesbezüglich einen Überblick zu erhalten, wird zunächst die allgemeinere Frage betrachtet, in welchen Ländern überhaupt einspeisungsbezogene Entgelte erhoben werden (Abschnitt 2.1). Wo keine derartigen Entgelte erhoben werden, tragen die Stromerzeuger üblicherweise auch keine Netzverlustkosten (auch wenn dies nicht zwingend ist, da theoretisch auch andersartige Mechanismen wie z. B. eine verpflichtende, unentgeltliche anteilige Bereitstellung von Verlustenergie vorstellbar wären).

In den anschließenden Abschnitten 2.2-2.7 wird für Österreich und fünf weitere Länder im Umfeld Österreichs, deren Stromerzeuger relevante Wettbewerber für die österreichischen Erzeugungsgesellschaften sind, näher erläutert, wie die Netzverlustkosten getragen werden. In Abschnitt 2.8 werden punktuell vorhandene Erkenntnisse zum Umgang mit krisenbedingtem Zuwächsen der Verlustkosten wiedergegeben.

2.1 Überblick: Einspeisungsbezogene Netzentgelte in Europa

ACER, die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, hat Anfang 2023 einen Bericht über die Methoden der Netztarifierung in den EU-Ländern veröffentlicht, der sich u. a. mit der Erhebung einspeisungsbezogener Entgelte (englisch „Injection charges“) befasst [2]. Diesem Bericht ist die in Bild 2.1 wiedergegebene Überblicksdarstellung entnommen.

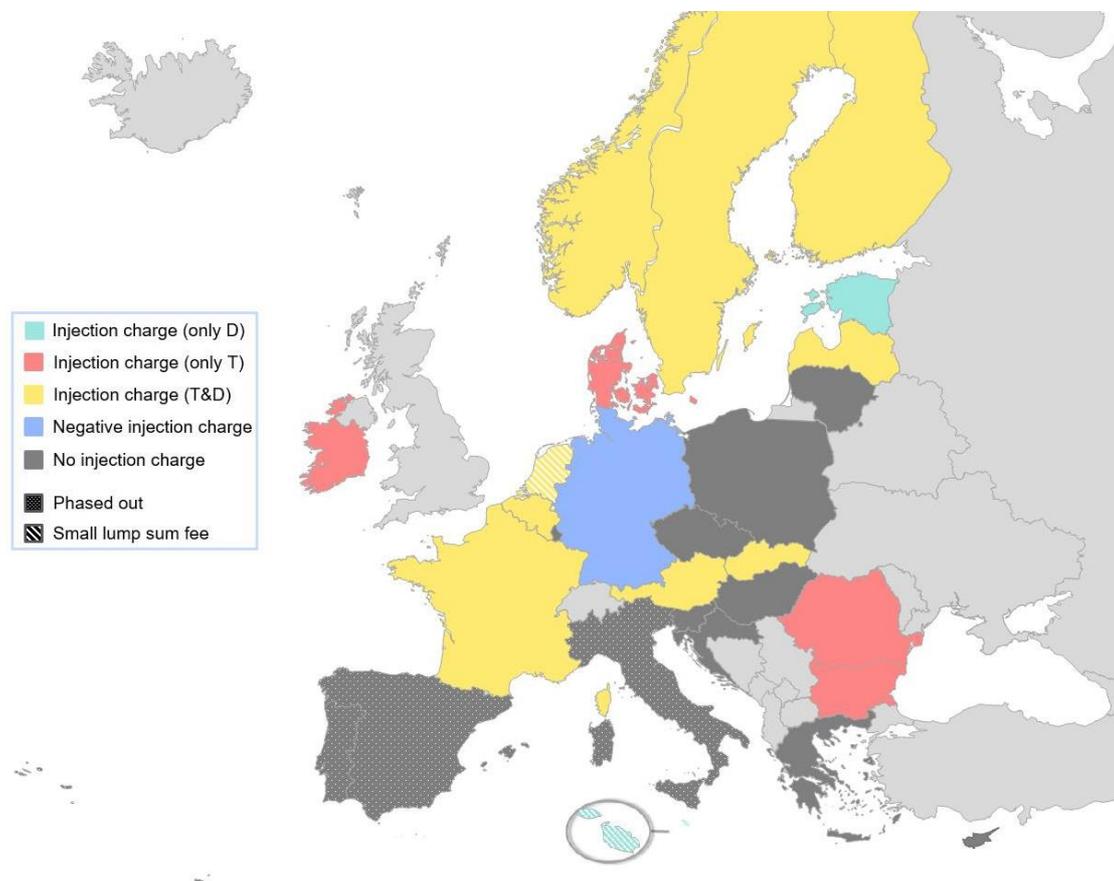


Bild 2.1 Überblick über die Erhebung einspeisungsbezogener Netzentgelte in den EU-Ländern differenziert nach Übertragung (T) und Verteilung (D); Quelle: ACER [2]

Diesem Überblick zufolge wird in den meisten der nachfolgend näher betrachteten, für die Wettbewerbssituation der österreichischen Stromerzeuger besonders relevanten Länder kein einspeisungsbezogenes Netzentgelt erhoben. In Deutschland wird für bestimmte Typen von Erzeugungsanlagen sogar ein Entgelt ausbezahlt („Negative injection charge“). Wie die nähere Analyse in den nachfolgenden Abschnitten zeigt, wird in diesen Ländern wie auch in der im EU-Überblick nicht enthaltenen Schweiz kein Anteil der Netzverlustkosten von den Stromerzeugern getragen. Das einzige der näher betrachteten Länder, in dem einspeisungsbezogene Netzentgelte erhoben werden, ist Frankreich. Hierzu zeigt die nähere Analyse, dass dieses Entgelt nur von Anschlussnehmern des Höchstspannungsnetzes erhoben wird und sehr gering ist.

2.2 Österreich

In Österreich werden die Netzverlustkosten anders als in allen nachfolgend behandelten Ländern über ein separates Entgelt – das Netzverlustentgelt – refinanziert. Es handelt sich dabei um ein arbeitsbezogenes Entgelt (in ct/kWh), das bis zum Jahr 2022 und noch bis Ende Februar 2023 in gleicher Höhe für Entnahmen und für Einspeisungen an einem Zählpunkt erhoben wurde. Zum 1. März 2023 konnte das Entgelt für Entnahmen infolge der eingangs erwähnten staatlichen Zuschüsse deutlich abgesenkt werden; für Einspeisungen wurde es hingegen nur geringfügig herabgesetzt. Hierdurch hat sich die Kostentragung der nicht durch Zuschüsse gedeckten Verlustkosten stark in Richtung der Stromerzeuger verlagert.

Die Höhe des Entgelts ist grundsätzlich nach Netzbereichen und Netzebenen differenziert. Sie betrug Ende 2022 beispielsweise für die Netzebene 1 im überwiegenden Teil Österreichs mit Ausnahme von Vorarlberg 0,088 ct/kWh, ist Anfang 2023 auf 0,520 ct/kWh angewachsen und wurde für Einspeisungen zum 1. März 2023 auf 0,425 ct/kWh abgesenkt. Für Einspeisungen auf Netzebene 3 lag das Entgelt Ende 2022 je nach Netzbereich in der Bandbreite 0,062-0,162 ct/kWh und seit dem 1. März 2023 in der Bandbreite 0,293-0,887 ct/kWh. Für Stromerzeuger mit Einspeisung auf diesen Netzebenen hat sich das Entgelt durch den massiven Anstieg der Strompreise somit ungefähr verfünffacht, auch unter Berücksichtigung des von Februar auf März 2023 eingetretenen leichten Rückgangs.

Mit der Novelle 2024 der SNE-V 2018 hat E-Control nun entschieden, die Systematik zur Ermittlung des Netzverlustentgelts für Stromerzeuger grundlegend zu ändern [1]. Anstelle des bis Ende 2022 geltenden Prinzips, dass für Einspeisungen und Entnahmen am gleichen Punkt im Netz das gleiche Entgelt erhoben wurde, wird nun für Erzeuger ein über alle Netzebenen und Netzbereiche einheitliches Netzverlustentgelt erhoben. Um dessen Höhe zu ermitteln, werden die zu deckenden Netzverlustkosten zunächst im Verhältnis der gesamten tarifierungsrelevanten Einspeisungs- und Entnahmemengen auf die von Erzeugern bzw. Verbrauchern zu tragenden Erlösanteile aufgeteilt. Da Einspeiser das Entgelt weiterhin nur ab einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW zahlen müssen, ergibt sich hierbei ein geringfügig von einer hälftigen Teilung abweichender Schlüssel von 48 zu 52 Teilen für die von Erzeugern bzw. Verbrauchern zu tragenden Anteile. Der auf Erzeuger entfallende Anteil wird sodann durch die tarifierungsrelevante Einspeisungsmenge dividiert. Dies führt für 2024 zu einem Netzverlustentgelt für Einspeiser in Höhe von 0,468 ct/kWh. Dieses Niveau liegt für alle Erzeuger weit (Faktor 5!) über dem bis Ende 2022 vorherrschenden Niveau und auch über dem für Netzebene 1 im überwiegenden Teil Österreichs seit März 2023 geltenden Niveau von 0,425 ct/kWh. Im Gegenzug muss mit dem von Verbrauchern zu zahlenden Netzverlustentgelt, das weiterhin nach Netzebenen und Netzbereichen differenziert ist, ein im Vergleich zu früher deutlich reduzierter Anteil an den Verlustkosten gedeckt werden.

2.3 Deutschland

In Deutschland werden die Kosten der marktbasierend von jedem ÜNB und VNB beschafften Energie zur Netzverlustdeckung in die regulatorisch ermittelten Erlösbergrenzen eingerechnet und über die regulären Netzentgelte refinanziert. Die Netzentgelte werden ausschließlich auf Stromentnahmen erhoben, und zwar sowohl auf Entnahmen durch Letztverbraucher als auch auf Entnahmen nachgelagerter aus vorgelagerten Netzebenen. Letzteres bewirkt eine vertikale Kostenwälzung, die in Deutschland – anders als in Österreich – nicht als vorgeschalteter Schritt bei der Entgeltkalkulation erfolgt, sondern durch Entgeltzahlungen zwischen Netzbetreibern (bzw. entsprechende interne Verrechnung) realisiert wird.

Stromerzeuger zahlen in Deutschland keine Netzentgelte. Hier existiert vielmehr ein Mechanismus, der Auszahlungen von Entgelten an Erzeugungsanlagenbetreiber vorsieht und durch ACER als negatives einspeisungsbezogenes Entgelt klassifiziert wird (siehe Bild 2.1). Konkret bezieht sich der Mechanismus auf dezentrale Einspeisungen, zu denen hier alle Erzeugungsanlagen zählen, die an die Netzebenen Hoch-, Mittel- oder Niederspannung angeschlossen sind. Die Betreiber dieser Anlagen erhalten Zahlungen, die den durch ihre Einspeisung bewirkten Einsparungen an Netzentgelten der jeweils vorgelagerten Netzebene entsprechen. Diese Einsparungen werden durch den Betreiber der Anschlussebene einer Erzeugungsanlage realisiert und über den Mechanismus an den jeweiligen Stromerzeuger weitergereicht. Dieser Mechanismus wurde vor einigen Jahren auf Bestandsanlagen mit nicht-volatiler Erzeugung beschränkt, und die Höhe der Auszahlungen wurde auf das Niveau an einem Stichtag in der Vergangenheit gedeckelt. Neue Erzeugungsanlagen, die nach 2022 in Betrieb genommen wurden oder werden, profitieren nicht mehr von diesem Mechanismus.

2.4 Schweiz

Auch in der Schweiz werden Netzentgelte nur auf den Stromverbrauch erhoben; Stromerzeuger zahlen keine Netzentgelte. Die weitere Ausgestaltung dieses in der Schweiz als „Auspeisemodell“ bezeichneten Tarifmodells ist nur in groben Zügen in den gesetzlichen Vorgaben geregelt, so dass den Netzbetreibern grundsätzlich großer Gestaltungsspielraum verbleibt. Um auf der Verteilungsebene mit derzeit mehr als 600 VNB dennoch eine strukturelle Harmonisierung der Netztarife zu erreichen, haben sich die VNB unter dem Dach des Branchenverbands VSE auf eine – formal unverbindliche – Branchenempfehlung „Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz“ verständigt.

Die Netzverlustkosten sind Bestandteil der Betriebskosten der Netzbetreiber und gehen in die reguläre Kostenbasis für die Tarifikalkulation und die Kostenwälzung ein. Sie werden somit nicht über separate Tarifkomponenten, sondern über die von den Verbrauchern zu zahlenden regulären Netzentgelte gedeckt.

2.5 Italien

Ein im internationalen Vergleich ungewöhnliches Modell zur Deckung der Netzverlustkosten wurde in Italien eingeführt. Dort wird der größte Teil der Netzverluste gedeckt, indem Lieferanten verpflichtet werden, zusätzlich zu der messtechnisch erfassten Menge der Stromabgabe an ihre Kunden einen regulatorisch festgelegten prozentualen Zuschlag auf diese Menge am Strommarkt zu beschaffen [3]. Dieser Zuschlag ist – differenziert nach Netzebenen – so berechnet, dass er insgesamt das erwartete Volumen an Netzverlustenergie näherungsweise abdeckt.

Dieses von den Lieferanten bzw. den Bilanzgruppenverantwortlichen beschaffte Energievolumen wird bilanziell den Netzbetreibern zur Deckung ihrer Netzverluste übertragen.

Differenzen zwischen dem erwarteten und dem tatsächlich auftretenden Verlustenergievolumen gleichen die Netzbetreiber ebenfalls durch Strommarktgeschäfte aus. Die hiermit verbundenen Kosten und Erlöse werden mit der Kostenbasis für die Netzentgelte verrechnet, wobei den Netzbetreibern ein wirtschaftlicher Anreiz zur Reduzierung der Netzverluste vermittelt wird. Netzentgelte werden in Italien ausschließlich von den Verbrauchern erhoben, nicht von den Stromerzeugern.

Im Ergebnis werden die Verlustenergiekosten vollständig von den Verbrauchern getragen, teils über die Beschaffung durch die Lieferanten, die sich auf die Energiepreiskomponente auswirkt, und teils über die Netzentgelte.

2.6 Tschechische Republik

In Tschechien werden die Netzverlustkosten in die Netztarife eingerechnet, die ausschließlich von den Verbrauchern erhoben werden. Die Stromerzeuger werden also auch hier nicht an der Tragung der Netzverlustkosten beteiligt. Der Verzicht auf einspeisungsbezogene Netzentgelte wurde im Rahmen der ACER-Erhebung [2] sogar explizit mit der Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen für heimische Stromerzeuger im europäischen Strommarkt begründet.

Beschafft wird die Verlustenergie marktbasierend durch den ÜNB und die VNB. Für die VNB werden hierbei standardisierte Verlustquoten auf Basis von Vergangenheitsdaten ermittelt und jeweils für eine Regulierungsperiode festgelegt. Die durch Abweichungen der tatsächlichen Verluste von diesen Quoten auftretenden Kostendifferenzen werden nur zum Teil in die Netzentgelte der VNB eingerechnet, so dass ein Anreiz zur Verlustreduktion entsteht. Der ÜNB CEPS erstellt hingegen für jedes bevorstehende Jahr eine neue Verlustenergieprognose. Auf dieser Ebene existiert kein Anreizmechanismus zur Verlustreduktion.

2.7 Frankreich

Auch in Frankreich werden die Netzverlustkosten in die Netztarife (Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, „TURPE“) einkalkuliert; hierfür sind auch hier keine separaten Entgeltkomponenten vorgesehen. Die Verantwortung für die Beschaffung der Energie zur Verlustdeckung liegt bei den einzelnen Netzbetreibern.

Im Gegensatz zu den anderen zuvor betrachteten Ländern werden Netzentgelte in Frankreich nicht ausschließlich von den Verbrauchern, sondern auch von den Erzeugern erhoben. Dies gilt grundsätzlich, wie in Bild 2.1 ersichtlich, sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilungsnetze. Die einspeisungsbezogene Entgeltkomponente ist für alle Verteilnetzebenen allerdings zurzeit auf null gesetzt. Somit zahlen Stromerzeuger mit Anschluss an die Verteilungsnetze keine Netzentgelte, mit Ausnahme einer für die vorliegende Untersuchung nicht relevanten geringen Pauschale zur Deckung von Verwaltungskosten.

Faktisch wird ein einspeisungsbezogenes Entgelt somit nur für Einspeisungen in die Übertragungsnetzebenen mit Nennspannungen oberhalb von 130 kV erhoben. Die Höhe des Entgelts beträgt dort im aktuellen Tarifjahr August 2023 – Juli 2024 einheitlich 0,023 ct/kWh (entsprechend 0,23 EUR/MWh) und ist somit im Vergleich zu dem um mehr als den Faktor 20 (!) höheren österreichischen Netzverlustentgelt für Erzeuger, das E-Control für 2024 festgelegt hat, äußerst gering. Diese Entgeltkomponente deckt den Anteil der Netzverlustkosten von RTE, der auf

Stromexporte von französischen Stromerzeugern zurückzuführen ist, sowie Verlustkostenanteile, die RTE im Rahmen des europäischen Kostenausgleichsmechanismus „Inter TSO Compensation“ (ITC) von ausländischen ÜNB in Bezug auf deren Netzverlustkosten in Rechnung gestellt bekommt. Diese Kostenanteile entsprechen insgesamt ungefähr 2-3 % der gesamten Netzkosten von RTE.

Frankreich ist somit das einzige von den näher untersuchten Ländern, in dem Stromerzeuger einen Teil der Netzverlustkosten tragen, und auch hier beschränkt sich dies auf spezielle Kostenanteile, die durch den grenzüberschreitenden Stromhandel verursacht werden, und beläuft sich auf einen vergleichsweise geringen Betrag pro MWh eingespeister Energie.

2.8 Erkenntnisse zur Behandlung krisenbedingter Verlustkostenanstiege

Zu der Frage, ob auch im europäischen Ausland Maßnahmen zur Abfederung der seit 2022 aufgetretenen Anstiege der Netzverlustkosten diskutiert werden, liegen uns nur für Deutschland und die Schweiz Informationen vor. In diesen Ländern zeichnen sich derzeit keine solchen Diskussionen ab.

Dies dürfte zum einen dadurch begründet sein, dass die Verlustkosten hier in die regulären Netzentgelte einkalkuliert werden, so dass der Anstieg dieses Kostenbestandteils weniger stark auffällt als in Österreich, wo hierfür eine eigene Entgeltkomponente existiert. Zum anderen werden solche Diskussionen weniger prominent geführt, weil sie entweder – wie in Deutschland – von der sehr umfangreichen Debatte über die „Strompreisbremse“ überschattet werden oder – wie in der Schweiz – tendenziell größere Zurückhaltung gegenüber solchen Interventionen vorherrscht. Darüber hinaus besteht aus Sicht der Netzbetreiber in beiden Ländern kein akutes Ertragsrisiko, da jeweils durch entsprechende Mechanismen sichergestellt ist, dass Änderungen der grundsätzlich anererkennungsfähigen Kosten nachträglich über die Netzentgelte gedeckt werden können (in Deutschland allerdings unter dem Vorbehalt des Effizienzvergleichs der Netzbetreiber).

Nach unserer Wahrnehmung hat die Strompreiskrise – mindestens in diesen Ländern – auch nicht zu einer Debatte darüber geführt, ob die marktbasierende Beschaffung der Verlustenergie in Frage gestellt werden muss. Vielmehr wird derzeit sowohl auf europäischer als auch vielfach auf nationaler Ebene intensiv über mögliche Anpassungen oder Maßnahmen zur Flankierung des Strommarktdesigns diskutiert. Falls hier Änderungen beschlossen und umgesetzt werden, werden sie sich auf den gesamten Strommarkt und somit auch auf die marktbasierende Beschaffung von Verlustenergie auswirken. Es sind jedoch keine Gründe ersichtlich, aus denen von der marktbasierenden Beschaffungsform für Verlustenergie abgerückt werden sollte.

3 Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkungen

Unabhängig davon, wie die Verrechnung von Netzverlustkosten im Ausland praktiziert wird, stellt sich die Frage, ob sich nicht aus den Grundprinzipien der Netztarifizierung eine vorzugswürdige, sachgerechte Methodik für die Allokation dieser Kosten herleiten lässt. Zwei in diesem Zusammenhang besonders relevante Prinzipien, die eng miteinander verknüpft, aber keinesfalls gleichbedeutend sind, sind die Forderungen, dass Netzentgelte verursachungsgerecht sein sollen und dass sie ökonomisch effiziente Anreize setzen sollen.

Wir untersuchen nachfolgend, welche Schlussfolgerungen sich aus diesen Prinzipien zu der Frage ableiten lassen, inwieweit Stromerzeuger an der Tragung der Netzverlustkosten beteiligt werden sollten. Anschließend diskutieren wir, ob sich im Hinblick auf diese Prinzipien aus den von E-Control in den Erläuterungen zur SNE-V-Novelle dargelegten Erläuterungen [1] Rechtfertigungen für die vorgenommene Änderung der Kostenallokation ergeben.

3.1 Verursachungsgerechtigkeit

Als verursachungsgerecht werden Preisbestandteile üblicherweise dann bezeichnet, wenn sie die Kostenwirkungen reflektieren, die Nutzer mit der Inanspruchnahme der bepreisten Leistung – hier also der Bereitstellung des Netzes und speziell der Deckung der Netzverluste – auslösen. Wenn die Wirkungszusammenhänge zwischen den Entscheidungen der Netznutzer und der Höhe der Netzkosten und speziell der Netzverlustkosten genau und eindeutig festgestellt werden können, sollten die Preise diesem Prinzip zufolge möglichst genau die Kostenänderungen abbilden, die mit einem bestimmten Umfang der Netzinanspruchnahme verursacht werden.

Dies ist aber für den überwiegenden Teil der Netzkosten – einschließlich der Netzverlustkosten – nicht möglich. Die Netzkosten enthalten einerseits einen erheblichen Fixkostenanteil, der bei einem gegebenen Ausbauzustand unabhängig davon anfällt, in welchem genauen Ausmaß das Netz durch die Netznutzer in Anspruch genommen wird. Eine im engeren Sinne verursachungsgerechte Netztarifizierung würde bei diesen Kostenbestandteilen darauf hinauslaufen, dass in den meisten Nutzungsfällen keine Entgelte gezahlt werden müssten und nur in wenigen Fällen, die (zufällig) eine sprunghafte Erhöhung der fixen Kosten auslösen, extrem hohe Entgelte anfielen. Andererseits umfassen die Netzkosten Bestandteile, die zwar grundsätzlich vom Ausmaß der Inanspruchnahme durch die Netznutzer abhängen, die sich aber dennoch nicht eindeutig einzelnen Nutzern oder Nutzungsfällen zuordnen lassen. Hierzu gehören – neben anderen Kostenanteilen wie z. B. den Systemdienstleistungskosten – die Netzverlustkosten.

Eine eindeutige Zuordnung der Netzverlustkosten zu Netznutzungsfällen ist nur möglich, wenn die Betriebsmittel, auf denen Verluste anfallen, jeweils nur für einen einzigen Netznutzungsfall genutzt werden. Dies wäre z. B. bei einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen einer Erzeugungsanlage und einem Verbraucher der Fall. Sobald sich jedoch in einem Netz viele Nutzungsfälle überlagern, die teilweise zu gegenläufigen und sich insoweit gegenseitig aufhebenden Leistungsflüssen führen, kann die auftretende Verlustleistung nicht mehr eindeutig einzelnen Erzeugern und Verbrauchern und auch nicht einzelnen Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbrauchern zugeordnet werden. In einem Marktmodell, in dem Stromhandelsgeschäfte zum Teil vollständig anonym über die Strombörse, jedenfalls aber durch Überlagerung einer Vielzahl von Einzeltransaktionen erfolgen, ist eine Zuordnung von Einspeise- und Entnahmestellen auch gar nicht möglich. Und selbst wenn dieser Problematik dadurch begegnet würde, dass artifiziell „Versorgungspfade“ festgelegt und hierfür jeweils Verlustbeiträge rechnerisch ermittelt werden, würde sich keine praktikable Methodik zur Verlustkostenallokation ergeben, da die

einzelnen Beiträge nur im Nachhinein bestimmbar, hochgradig zeitabhängig und im Vorzeichen unklar wären.

Angesichts dieser Zuordnungsschwierigkeiten, die einen Großteil der gesamten Netzkosten betreffen, wird das Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit in der Praxis üblicherweise in einer der beiden folgenden Weisen abstrahiert:

- Anstelle der Frage, welcher Anteil eines Kostenelements einer bestimmten Netznutzung zuzuordnen ist, kann auf die abgewandelte Frage übergegangen werden, welche *zusätzlichen* Kosten diese Netznutzung gegenüber einem fiktiven Zustand ohne diese Netznutzung verursacht. So kann z. B. ausgehend von einem Referenzzustand des Netzes ermittelt werden, wie sich die Verlustleistung im Netz ändert, wenn an einem bestimmten Punkt eine zusätzliche Leistungseinheit eingespeist oder entnommen wird. Ein auf diesem Ansatz beruhendes Preissystem für Netzverlustkosten würde die „marginalen“ Verlustkosten infolge von Änderungen der Einspeisungen und Entnahmen abbilden. Es kann je nach den Zielsetzungen bei der Netztarifierung u. U. sinnvolle Anreizwirkungen etwa hinsichtlich der Standortwahl von Verbrauchern und Erzeugern vermitteln, führt jedoch bei konsequenter Umsetzung nicht dazu, dass hierüber die gesamten Netzverlustkosten gedeckt werden. Dies ist aber ein wesentliches Ziel des Netzverlustentgelts in Österreich, so dass dieser Ansatz hier nicht zielführend wäre.
- Weitaus üblicher ist der Ansatz, den Maßstab der Verursachungsgerechtigkeit so aufzuweichen, dass nicht die Kostenwirkungen im Fall einer einzelnen Netznutzung, sondern die *durchschnittlichen* Kostenwirkungen betrachtet werden. Hierzu werden die Wirkungszusammenhänge zwischen Netzinanspruchnahme und Netzkosten in mehr oder weniger stark pauschalierender Weise abgebildet. So wird z. B. der Entnahme einer Strommenge von einer kWh ein bestimmter Kostenanteil in ct/kWh zugeordnet, unabhängig davon, ob durch die einzelne Stromentnahme tatsächlich zusätzliche Kosten verursacht werden oder nicht.

Dem letztgenannten Ansatz folgt auch die Berechnungsmethodik für das Netzverlustentgelt in Österreich. Es wird ermittelt, indem die in einem Netzbereich und einer Netzebene anfallenden Verlustkosten durch die gesamte tarifierungsrelevante Strommenge dividiert werden. Die tarifierungsrelevante Strommenge entsprach bisher – vor der Differenzierung nach entnahme- und einspeisungsseitigen Entgelten ab März 2023 – der Summe der Einspeisungen und Entnahmen im jeweiligen Betrachtungsbereich. Auch die von E-Control für 2024 festgelegte Methodik beruht auf diesem Ansatz. Sie unterscheidet sich von der zuvor angewandten Methodik nur dadurch, dass die von Erzeugern und Verbrauchern zu deckenden Kostenanteile in einem vorgelagerten Schritt aufgeteilt werden und beim Netzverlustentgelt für Erzeuger nicht mehr nach Netzbereichen und -ebenen differenziert wird.

Der entscheidende Nachteil eines solchen Pauschalierungsansatzes im Hinblick auf das erreichbare Maß der Verursachungsgerechtigkeit ist, dass er willkürliche Allokationsentscheidungen erfordert und somit keine eindeutig vorzugswürdige Ausgestaltung liefert. Dies gilt auch für die hier betrachtete Frage nach der Aufteilung der Kostentragung auf Erzeuger und Verbraucher. Auf diese Frage gibt es bei einem pauschalierenden Ansatz keine eindeutige, sachlich richtige Antwort, die sich z. B. aus technischen Zusammenhängen ableiten ließe. Somit ist festzuhalten, dass sich aus dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit keine klare Empfehlung für diese Kostenallokationsentscheidung ableiten lässt. Sie erfordert vielmehr Abwägungen, bei denen insbesondere auch Auswirkungen auf das Verhalten der Netznutzer infolge der mit einer bestimmten Kostenallokation verbundenen Anreizwirkungen zu berücksichtigen sind.

3.2 Anreizwirkungen

Netzentgelte einschließlich des Netzverlustentgelts entfalten generell Anreizwirkungen bei den Netznutzern, unabhängig davon, ob diese Wirkungen beabsichtigt sind oder nicht und ob die Entgelte als verursachungsgerecht empfunden werden oder nicht. Bei Kostenelementen, die ein hohes Maß an einzelfallgenauer Verursachungsgerechtigkeit zulassen, besteht ein besonders enger Zusammenhang zwischen Verursachungsgerechtigkeit und Anreizwirkungen. In diesen Fällen wird in der Regel davon ausgegangen, dass verursachungsgerechte Entgelte auch effiziente Anreize schaffen. Dies ist beispielsweise ein Grund dafür, dass meist dafür plädiert wird, individuelle („flache“) Netzanschlusskosten, die sich einzelfallgenau ermitteln lassen, den einzelnen Anschlussnutzer tragen zu lassen. Für die Netzverlustkosten ergibt sich aus der Forderung nach Verursachungsgerechtigkeit jedoch keine eindeutig vorzugswürdige Kostenallokation, wie oben ausgeführt. Daher kann hier auch nicht ohne Weiteres davon ausgegangen werden, dass sich aus einer (willkürlich) gewählten Kostenallokation effiziente Anreizwirkungen ergeben. Vielmehr müssen die Anreizwirkungen der in Frage kommenden Ausgestaltungen untersucht und vor dem Hintergrund energiewirtschaftlicher und politischer Zielsetzungen abgewogen werden.

Aus diesem Blickwinkel werden mitunter verschiedene Argumente für eine (starke) Beteiligung der Stromerzeuger an den Netzverlustkosten angeführt:

- Ein häufig vertretenes Argument stellt auf eine faire Lastenteilung zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern als den zentralen Akteursgruppen im Stromversorgungssystem ab. Dieses Argument ist aber relativ schwach, da die von den Erzeugern getragenen Netzkosten in weiten Teilen mittel- bis langfristig über die Strompreise an die Verbraucher weitergereicht werden, so dass sich zumindest in der Gesamtheit der verbraucherseitigen Kostenbelastung keine nennenswerten dauerhaften Unterschiede bei unterschiedlichen Verhältnissen der primären Kostentragung ergeben.
- Eine belastbarere Motivation für eine starke Beteiligung der Erzeuger an den Netzverlustkosten kann der Wunsch nach einer Steuerung der Wahl von Erzeugungsstandorten sein. Wenn dieses Ziel verfolgt wird, müssen die erzeugungsseitigen Netzverlustentgelte allerdings so in Abhängigkeit vom Standort differenziert werden, dass sich die gewollte Steuerungswirkung ergibt. Eine reine Durchschnittskostenkalkulation, die – wie heute – nur nach den durch die Bundesländer definierten Netzbereichen unterscheidet, kann hier nicht sinnvoll sein. Offensichtlich wurde diese Zielsetzung somit bisher bei der Gestaltung des Netzverlustentgelts nicht verfolgt, und uns ist auch nicht bekannt, dass diese Zielsetzung in der energiepolitischen Debatte in Österreich – anders als in anderen Ländern – eine dominante Rolle spielt.
- Eine generelle, nicht nur auf die Netzverluste bezogene Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten wird mitunter auch mit dem Ziel vorgeschlagen, regionale Differenzen zwischen den Netzentgeltniveaus, die sich unter anderem aus regionalen Unterschieden in der Durchdringung mit Erzeugungsanlagen ergeben, abzubauen. Zu diesem Ziel kann das Netzverlustentgelt allerdings nur in sehr begrenztem Umfang beitragen. Ähnliches gilt für die Zielsetzung, durch erzeugerseitige Kostenbeteiligung den Energieträger Strom aus Verbrauchersicht kostengünstiger und somit im Vergleich zu anderen Energieträgern wettbewerbsfähiger zu machen. Auch hier lassen sich mit dem Netzverlustentgelt keine gravierenden Effekte erzielen.

Diesen Argumenten, die nach unserer Einschätzung in der derzeitigen Situation in Österreich wenig belastbar sind, stehen verschiedene deutlich gravierendere Argumente gegenüber, die

eine starke Kostenbelastung der Erzeuger mit (mengenabhängigen) Netzverlustentgelten nachteilig erscheinen lassen:

- Das Netzverlustentgelt beeinträchtigt die Wettbewerbssituation der österreichischen Stromerzeuger im europäischen Strommarkt. Dieser Aspekt ist die entscheidende Schlussfolgerung aus dem Ländervergleich in Kapitel 2. In den betrachteten, für die Wettbewerbssituation besonders relevanten Nachbarländern tragen die Stromerzeuger weder Netzverlustkosten noch sonstige Netzkosten, und im Nachbarland Deutschland profitieren sie teilweise sogar von Auszahlungen durch den Mechanismus der „vermiedenen Netzentgelte“. Im ebenfalls wettbewerbsrelevanten Land Frankreich wird zwar auf der Höchstspannungsebene ein einspeisungsbezogenes Entgelt erhoben; dieses beträgt aber weniger als 5 % des von E-Control für 2024 festgelegten Netzverlustentgelts für Stromerzeuger in Österreich und ist somit äußerst gering. In der Tendenz führt dies zu einer Benachteiligung der österreichischen Erzeuger im internationalen Wettbewerb. Soweit diese Benachteiligung dazu führt, dass die Stromaufbringung für österreichische Verbraucher stärker auf Bezüge aus dem Ausland verlagert wird, können sich verschiedene nachteilige Folgewirkungen ergeben:
 - Aus klimapolitischer Sicht ist es nachteilig, wenn hierdurch Erzeugung aus österreichischen Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger wie Wasser, Biomasse oder Biogas durch Einsatz ausländischer Kraftwerke mit höheren Treibhausgasemissionen verdrängt wird.
 - Mit Blick auf die Netzverlustkosten ist es nachteilig, wenn hierdurch höhere durchschnittliche Transportentfernungen und somit auch höhere Netzverluste in Österreich auftreten, was letztlich zu Mehrkosten für die Verbraucher führt.
 - Sowohl der so bedingte Anstieg der Netzverlustkosten als auch der Rückgang der Erzeugungsmenge in Österreich, auf die die erzeugerseitig zu tragenden Verlustkosten umgelegt werden, führen in der Folge zu einem weiteren Anstieg der erzeugerseitigen Verlustentgelte. Die vorgenommene erhebliche Verlagerung der Verlustkostentragung auf die Erzeuger hat somit einen selbstverstärkenden Effekt.
 - Die daraus resultierende Absenkung der Einsatzstundenzahlen der österreichischen Kraftwerke führt zu deren schlechterer Auslastung, aber kaum zu Stilllegungen, so dass nicht nur die Kosteneffizienz der Stromerzeugung beeinträchtigt, sondern auch insgesamt – unter Einschluss der ausländischen Kraftwerke – ein höheres Maß an Reserven zur Aufrechterhaltung des gewünschten Niveaus der Versorgungssicherheit benötigt wird.
- Ein von der eingespeisten Strommenge abhängiges Entgelt – und somit auch das Netzverlustentgelt – beeinflusst die Einsatzentscheidungen von Kraftwerksbetreibern in tendenziell ineffizienter Weise. Durch ein solches Entgelt wird die Erzeugung einer kWh Strom verteuert, ohne dass mit dieser Stromerzeugung unmittelbar und eindeutig eine dem Entgelt entsprechende Kostenwirkung im Netz verbunden ist. Dies kann u. a. dazu führen, dass kostengünstigere österreichische durch weniger kostengünstige ausländische Erzeugungskapazität verdrängt wird, nur weil Letztere weniger stark mit Netzentgelten belastet ist. Besonders plastisch sind die Folgen einer solchen Verzerrung in Situationen, in denen sowohl inländische als auch ausländische Kraftwerke mit der am Strommarkt preissetzenden Erzeugungstechnologie in den Markt bieten: In solchen Situationen werden unter ansonsten gleichen Bedingungen bevorzugt die ausländischen Erzeugungsanlagen zum Zuge kommen, die nicht oder im Vergleich zu Österreich mit geringeren Netzentgelten belastet sind. Dass diese Verzerrungswirkung zu Ineffizienzen führt, hängt eng mit dem in Abschnitt 3.1 geschilderten

pauschalierenden Ansatz zur Berücksichtigung des Prinzips der Verursachungsgerechtigkeit zusammen. Hierdurch werden den Erzeugern nämlich variable Kosten aufgebürdet, die eben nicht eine entsprechende direkte Kostenwirkung im Netz reflektieren, sondern aus einem Kostenverteilungsmechanismus resultieren. Wir halten solche Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Nutzung des Stromerzeugungssystems generell für sehr problematisch, unabhängig davon, ob mit einem solchen Entgelt nur Netzverlustkosten oder auch andere Kostenelemente gedeckt werden. Der verzerrende Effekt tritt dabei umso stärker auf, je höher das mengenabhängige Entgelt ist. Daher war bereits die zunächst vorübergehend von 2022 auf 2023 eingetretene drastische Erhöhung des von Erzeugern zu zahlenden Netzverlustentgelts problematisch, erst recht aber die mit der SNE-V-Novelle 2024 vorgenommene Verstärkung dieser auf Kraftwerkseinsatzentscheidungen einwirkenden Kostenbelastung.

- Darüber hinaus sinken mit einer Verlagerung der Verlustkostentragung von den Verbrauchern zu den Erzeugern kurzfristig die Energieeffizianzanreize für Verbraucher, da die dann von den Erzeugern zusätzlich getragenen Kosten in der Regel erst mittel- bis langfristig an die Verbraucher weitergereicht werden können.

Die zuletzt erörterten Argumente *gegen* eine starke Belastung von Stromerzeugern mit Netzverlustentgelten überwiegen nach unserer Auffassung deutlich die zuvor genannten Argumente *für* eine solche Kostenallokation.

3.3 Argumentation von E-Control zur Neuregelung für 2024

Das Kernelement der Neuregelung zur Ermittlung des Netzverlustentgelts, das zu einer erheblichen Verschiebung der Kostenallokation hin zu den Erzeugern führt, besteht darin, dass die insgesamt zu deckenden Netzverlustkosten hiernach zunächst entsprechend den gesamten tarifierungsrelevanten Einspeisungs- und Entnahmemengen aufgeteilt werden. Erst im zweiten Schritt und auch nur für den auf Verbraucher entfallenden Teil werden sie nach Netzbereichen und Netzebenen aufgeteilt, so dass sich entsprechend differenzierte Entgelte ergeben.

E-Control beruft sich hierbei auf die in § 51 Abs. 1 ElWOG aufgeführten Grundsätze der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit. Es ist jedoch in keiner Weise ersichtlich und wird von E-Control auch nicht näher ausgeführt, wieso diese Grundsätze die konkret für 2024 beschlossene Kostenallokation als geboten erscheinen lassen. Es wird auch nicht erläutert, warum die zuvor praktizierte Methodik diesen Grundsätzen nicht mehr entspricht oder ihnen evtl. sogar nie entsprochen hat. Die Erläuterungen stehen sogar im direkten Widerspruch zu den Erläuterungen von E-Control zur SNE-V 2018, in der zu § 6 (Netzverlustentgelt) u. a. erklärt wird: „Ausgehend von dem Umstand, dass eine direkte Zuordnung der verursachten Netzverluste auf den einzelnen Netzebenen zwischen Erzeugern und Kunden grundsätzlich nicht sinnvoll möglich ist, da lediglich die gesamten aufgetretenen Netzverluste erfasst werden können, aber von beiden Netzbenutzergruppen verursacht werden, werden für Einspeiser und Entnehmer einheitliche Entgelte festgelegt. Durch die einheitlichen Entgelte wird gewährleistet, dass jede eingespeiste und verbrachte kWh mit dem gleichen Betrag für die Aufbringung der Verluste belastet wird.“ Im Weiteren wird zur Frage der Netzebenenabhängigkeit des Netzverlustentgelts erläutert: „Dieser Umstand ist auch für Einspeiser zu berücksichtigen, da deren Energiemenge auch auf höhere Netzebenen transferiert wird, falls diese nicht durch Entnehmer auf gleicher bzw. auf niedrigerer Netzebene verbraucht wird. Ein netzebenenunabhängiger Tarif würde somit nicht dem Grundsatz der

Kostenwahrheit des § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 entsprechen.“ Die Erläuterungen zur SNE-V-Novelle 2024 begründen nicht, warum die Argumentation von 2018 heute nicht mehr zutreffend ist.

Die einzig relevante Änderung äußerer Einflussfaktoren, die im Hinblick auf das Netzverlustentgelt ab 2023 eingetreten ist, betrifft die krisenbedingt drastisch gestiegene Höhe der Netzverlustkosten, die – vorübergehend und praktisch nur mit Wirkung auf die Verbraucher – durch staatliche Zuschüsse abgedeckt wurde. Diese Entwicklung der Verlustkosten, die inzwischen mit dem Rückgang der Strommarktpreise wieder auf ein wesentlich moderateres Niveau abgesunken sein dürften, spielt jedoch bei der Argumentation von E-Control für die methodische Neuregelung keine Rolle. Es bleibt daher unklar, welche sachlichen Gründe es geboten erscheinen lassen, von der früher praktizierten auf die für 2024 beschlossene Allokationsmethodik überzugehen. Im Hinblick auf die o. g. Grundsätze für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte nach § 51 Abs. 1 EIWOG lässt sich aus unserer Sicht jedenfalls keine Rechtfertigung ableiten:

- Die Forderung nach Gleichbehandlung wird von E-Control in der Weise umgedeutet, dass sie nicht mehr für unterschiedliche Arten von Systembenutzern – also Einspeisern und Entnehmern von Strom – am gleichen Ort und in der gleichen Netzebene gelten soll, sondern in Bezug auf die *integral im Gesamtsystem* durch die jeweilige Nutzergruppe eingespeiste bzw. entnommene Strommenge. Hieraus wird abgeleitet, dass die Kosten in einem vorgelagerten Schritt auf Basis der gesamten tarifrelevanten Mengen auf die beiden Nutzergruppen aufgeteilt werden müssen. Gleichwohl wird es offenbar weiterhin als geboten angesehen, bei *Verbrauchern* nach Netzbereichen und Netzebenen zu differenzieren. Hier gilt der Gleichbehandlungsgrundsatz somit weiterhin für den einzelnen Netzanschlusspunkt, so dass Verbraucher in unterschiedlichen Netzbereichen und Netzebenen unterschiedlich behandelt werden. Eine Begründung für diese spezielle neue Auslegung des Gleichbehandlungsgrundsatzes geht aus den Erläuterungen nicht hervor. E-Control argumentiert zwar im Zusammenhang mit der bundesweiten Vereinheitlichung des erzeugerseitigen Netzverlustentgelts, dass Erzeuger das gesamte Stromnetz für die Belieferung von Verbrauchern benötigen. Dieses Argument kann aber ebenso dahingehend umgekehrt werden, dass Verbraucher das gesamte Stromnetz benötigen, um sich von den von ihnen ausgewählten Lieferanten und Erzeugern (ggf. sogar aus dem Ausland) beliefern zu lassen. Daher hat dieses Argument unseres Erachtens keine Aussagekraft für die Frage, ob die von E-Control vorgestellte Auslegung des Gleichbehandlungsgrundsatzes sachlich zu rechtfertigen ist.
- Die Forderung nach Kostenorientierung hat verschiedene Facetten. Ganz grundlegend dürfte hierunter verstanden werden, dass die Systemnutzungsentgelte insgesamt die anererkennungsfähigen Netzkosten decken sollen und speziell das Netzverlustentgelt die Netzverlustkosten decken soll. Diese Anforderung wird von der bisherigen und der neuen Ermittlungsmethodik gleichermaßen erfüllt, so dass sich hieraus keine Anhaltspunkte ergeben. Weitergehend kann unter Kostenorientierung auch das Ziel verstanden werden, netzseitige Kostenwirkungen zu reflektieren, die mit bestimmten Entscheidungen oder Verhaltensweisen der Netznutzer einhergehen. Dieses Verständnis zielt auf die Anreizwirkungen, die die einzelnen Entgeltkomponenten den Netznutzern vermitteln. Mit Blick auf die Netzverlustkosten könnte z. B. theoretisch, wie in Abschnitt 3.1 erwähnt, ein auf die marginalen Verluständerungen bezogenes Entgelt gezielte Anreize schaffen. Das österreichische Netzverlustentgelt verfolgt dieses Ziel jedoch nicht, und hieran ändert auch die von E-Control eingeführte Neuregelung nichts. Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, werden auch sonst mit dem Netzverlustentgelt keine energiewirtschaftlich begründeten Anreizwirkungen verfolgt. Somit lässt sich auch aus dem Grundsatz der Kostenorientierung keine Begründung für die Neuregelung ableiten.

- Verursachungsgerechtigkeit ist, wie in Abschnitt 3.1 diskutiert, ein sehr weiches Kriterium, wenn es auf eine pauschalierende Durchschnittskostenkalkulation wie die des Netzverlustentgelts angewandt wird. Aus diesem Kriterium lässt sich keine eindeutige, sachlich begründete Antwort auf die Frage ableiten, in welchem Verhältnis die Netzverlustkosten von den Nutzergruppen der Erzeuger und Verbraucher getragen werden sollten. Daher liefert es auch keine Anhaltspunkte für eine Rechtfertigung der von E-Control eingeführten neuen Berechnungsmethodik. Vielmehr wird Verursachungsgerechtigkeit erfahrungsgemäß meist eher in Bezug auf *Änderungen* der Kostenallokation diskutiert, woraus sich die Anforderung an E-Control ableiten lässt, die vorgenommene Änderung nachvollziehbar zu begründen, falls hierin eine Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit gesehen wird.

Da sich somit weder aus der Zielsetzung, bestimmte Anreizwirkungen zu vermitteln, noch aus dem unscharfen Kriterium der Verursachungsgerechtigkeit klare Vorgaben für eine sachgerechte Allokation der Verlustkosten ableiten lassen, rückt umso mehr die Frage in den Vordergrund, welche Folgen die mit der Neuregelung einhergehenden Verteilungswirkungen haben können. Hier kommt den Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Stromerzeuger dominante Bedeutung zu. Wir erachten die Anhebung auf ein Entgeltniveau, das mehr als das Fünffache des auf Netzebene 1 bis Ende 2022 vorherrschenden Niveaus beträgt, für eine gravierende Mehrbelastung mit nachteiligen Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit. Dass E-Control aus der Tatsache, dass das neue Entgeltniveau im Durchschnitt geringfügig unter dem krisenbedingt sprunghaft gestiegenen Niveau von 2023 liegt, einen Vorteil für den Wettbewerb ableitet, ist nicht nachzuvollziehen. Hier fehlt in den Erläuterungen ein Vergleich mit dem Vorkrisenniveau, das insbesondere für Erzeuger in den höheren Netzebenen weit unter dem für 2024 festgelegten Niveau lag.

4 Bewertung und Schlussfolgerungen

Die Analyse der Kostentragungsprinzipien für Netzverlustkosten in fünf europäischen Ländern im nahen Umfeld Österreichs hat gezeigt, dass nur in einem dieser Länder, nämlich Frankreich, ein Teil dieser Kosten von den Stromerzeugern getragen wird, und dass auch dort nur für Einspeisungen in das Höchstspannungsnetz ein erzeugerseitiges Entgelt erhoben wird, das zudem äußerst gering ist: Es beträgt mit 0,023 ct/kWh weniger als 5 % des von E-Control für 2024 festgelegten Netzverlustentgelts für österreichische Stromerzeuger. Gegenüber Stromerzeugern in diesen für die Wettbewerbssituation der österreichischen Erzeuger besonders relevanten Ländern erwächst aus dem in Österreich erhobenen Netzverlustentgelt somit ein klarer Wettbewerbsnachteil für die österreichischen Erzeuger. Dies führt in der Tendenz zu einer teilweisen Verdrängung der Stromerzeugung aus bestehenden sowie der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen ins Ausland, was verschiedene nachteilige Folgen hinsichtlich der Stromversorgungskosten und der Klimaschutzziele haben kann. Darüber hinaus sind erzeugungsseitige Entgelte, die von der eingespeisten Strommenge abhängen, auch grundsätzlich problematisch, da sie zu ineffizienten Einsatzentscheidungen der Stromerzeugungskapazitäten führen können; dieser verzerrende Effekt ist umso stärker, je höher diese Entgelte sind.

Diesen Nachteilen der seit Anfang 2023 drastisch angestiegenen und mit der SNE-V-Novelle 2024 auf hohem Niveau verstetigten Belastung der Stromerzeuger mit Netzverlustentgelten stehen nur relativ schwache und in Österreich nicht mit großem Gewicht diskutierte Argumente entgegen, die für eine solche Verschiebung der Kostenallokation sprechen würden. Dies betrifft etwa Zielsetzungen einer Standortsteuerung für neue Erzeugungsanlagen und einer Abschwächung der regionalen Netzentgeltdifferenzen. Um diese Zielsetzungen zu erreichen, müsste das Netzverlustentgelt entsprechend der angestrebten Steuerungswirkung gezielt nach Standorten differenziert und somit völlig anders strukturiert werden als heute. Das ebenfalls häufig vertretene Argument, durch stärkere Beteiligung der Stromerzeuger an den Netzverlustkosten könne das Strompreisniveau für Verbraucher abgesenkt werden, ist nicht stichhaltig, da ein großer Teil der von den Erzeugern primär getragenen Kosten letztlich über die Strompreise an die Verbraucher weitergereicht wird. Auch aus den Erläuterungen von E-Control zur SNE-V-Novelle geht keine belastbare Begründung für die Neuregelung hervor. Dort wird auf eine neue Auslegung des Gleichbehandlungsgrundsatzes und die Kriterien der Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit verwiesen, ohne jedoch darzulegen, warum diese Grundsätze und Kriterien eine so gravierende Änderung rechtfertigen, die vor 2023 nicht als geboten erachtet wurde.

Wir empfehlen daher, den Anteil der von den Stromerzeugern getragenen Netzverlustkosten keinesfalls über das in den Jahren vor 2023 erreichte Maß hinaus anzuheben. Damit würden die Wettbewerbsnachteile der österreichischen Erzeuger noch weiter verschärft. Wir halten es im Gegenteil im Sinne eines fairen Wettbewerbs im europäischen Umfeld für empfehlenswert, das Netzverlustentgelt für Erzeuger abzuschaffen (ggf. auch auf gesetzlicher Ebene im Zuge der Verabschiedung des EIWG), um diese Belastung der Wettbewerbssituation zu eliminieren. Hierdurch würden keine sinnvollen Steuerungswirkungen entfallen; vielmehr würde vermieden, dass diese ökonomisch nicht zielgerechte variable Kostenkomponente bei den Erzeugern zu ineffizienten Kraftwerkseinsatzentscheidungen führt. Dieser Schritt würde es darüber hinaus ermöglichen, das Netzverlustentgelt auch für Verbraucher abzuschaffen und die Netzverlustkosten – wie in vielen anderen Ländern – in die Kalkulation des regulären Netznutzungsentgelts zu integrieren. Dies würde deutlich zur Vereinfachung der Entgeltsystematik beitragen.

5 Literatur/Quellen

- [1] Regulierungskommission der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), *Erläuterungen zur Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 geändert wird (SNE-V 2018 - Novelle 2024)*, www.e-control.at, Dez. 2023.
- [2] ACER, "Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe," Ljubljana, www.acer.europa.eu, Jan. 2023.
- [3] CEER, „2nd CEER Report on Power Losses,“ Brüssel, www.ceer.eu, März 2020.