

> REINHARD SCHANDA

Aufrechterhaltung der gemeinsamen Strompreiszone mit Deutschland – Wie wird das Match Österreich gegen Deutschland, ACER, Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden ausgehen?

In Österreich herrscht Empörung über die von der deutschen Bundesnetzagentur* und von ACER** geplante Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze. Wirtschaftskammer, Österreichs Energie, Verbund und APG samt Regulierungsbehörde kritisieren in Eintracht die damit verbundene Trennung der gemeinsamen Gebotszone.*** Wenn Interessenvertreter von Stromkunden mit Interessenvertretern von Stromerzeugern, dem nationalen Übertragungsnetzbetreiber und dessen Aufsichtsbehörde einhellig einer Meinung sind, dann gilt es zu verstehen, worauf diese Eintracht beruht.

I. Sachverhalt und Interessenlagen

Physikalisch kann über deutsch-österreichische Verbindungsleitungen¹ nur eine Leistung von ca 3,5 GW übertragen werden.² Vertraglich importieren Stromhändler, speziell zu Zeiten hoher Windkrafterzeugung in Norddeutschland – und dadurch ausgelöster niedriger Börsenpreise³ – aber bis zu ca 10 GW von Deutschland nach Österreich.⁴

Dieser Strom kann physikalisch aber nicht von Norddeutschland nach Österreich übertragen werden, erstens weil dafür schon innerhalb Deutschlands ausreichende Leitungskapazität

fehlt, und zweitens, weil die Übertragung über die Grenze mit ca 3,5 GW limitiert ist. Es lässt sich daher trefflich darüber streiten, ob innerhalb Deutschlands ein Engpass besteht, oder ob der Engpass auf der deutsch-österreichischen Verbindungsleitung besteht, oder ob zwei Engpässe bestehen und der Engpass auf der deutsch-österreichischen Verbindungsleitung seine Eigenschaft als Engpass dadurch verliert, dass auch schon innerhalb Deutschlands ein Engpass besteht.

Aufgrund der nicht gegebenen physikalischen Übertragungsmöglichkeit müssen die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) daher **Redispatch** durchführen.⁵ Das heißt, sie weisen Erzeuger⁶ im Norden Deutschlands an, die Erzeugung einzuschränken und sie weisen Erzeuger im Süden Deutschlands und in Österreich⁷ an, zu diesem Zweck bereit gehaltene Kraftwerke⁸ hochzufahren. Der Strom wird dann also nur virtuell von Deutschland nach Österreich importiert.

Diese österreichischen Netzreservekraftwerke liefern Strom daher auf Anweisung der deutschen ÜNB und verdienen damit gutes Geld.⁹ Bezahlen müssen diese Redispatch-Kosten die deutschen Stromverbraucher, und zwar zusätzlich zu den Redispatch-Kosten, die daraus entstehen, dass die norddeut-

* PA 28.10.2016 „Bundesnetzagentur fordert Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze“.

** Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Entscheidung Nr 06/29016 vom 17.11.2016.

*** Gemeinsame PA Industriellenvereinigung, WKO, EXAA und Verbund 07.11.2016 „Österreichs Wirtschaft warnt die europäischen Regulatoren vor rechtswidrigen Schritten“. PA WKO 14.02.2017 „Deutsch-österreichische Strompreiszone – Best Practice in Europa“; PA Österreichs Energie 18.01.2017 „E-Wirtschaft unterstützt Beschwerden gegen ACER-Entscheidung zur Strompreiszone“; PA Austrian Power Grid AG (Österreichischer Übertragungsnetzbetreiber) 28.10.2016 „Auftrennung der Strompreiszone AT-DE wäre massiver Rückschritt für den EU-Binnenmarkt“; PA Regulierungsbehörde 18.11.2016 „E-Control legt Beschwerde ein gegen ACER-Entscheidung zu Strompreiszonen-trennung“. PA 18.01.2017 „E-Control brachte Beschwerde gegen ACER-Entscheidung zu Strompreiszonen-trennung ein“.

1 Verbindungsleitung bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet (Art 2 Abs 1 VO [EG] 714/2009).

2 Bundesnetzagentur, Bericht über Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 (2016) 28, 30. Laut ACER-Decision vom 17.11.2016 (Annex IV Seite 7) beträgt das Maximum 3.918 MW, und unter n-1 Anforderung 3.158 MW.

3 Diese niedrigen Börsenpreise entstehen dadurch, dass deutsche Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke trotz hoher Windkrafterzeugung zusätzlich weiter produzieren und dadurch ein Überangebot entsteht.

4 Bundesnetzagentur, Bericht (FN 2) 30, 51, 69, 70. Laut ACER-Decision vom 17.11.2016 (Annex IV Seite 7) betrug das Maximum in 2016 bisher 7.688 MW.

5 Zusätzlich kommt es auch zu ungeplanten Ringflüssen über PL und CZ, die aber durch Phasenschiebertransformatoren mittlerweile etwas entschärft wurden.

6 Üblicherweise Windkrafterzeuger.

7 Der Anteil der österreichischen Kraftwerker liegt dabei etwa bei 80 % der Redispatchabrufe (Bundesnetzagentur, Bericht [FN 2] 12).

8 Die vorab als Netzreserve gemäß deutscher Netzreserveverordnung kontrahiert werden.

9 Wovon man sich in den Geschäftsberichten der österreichischen Netzreservekraftwerksbetreiber überzeugen kann. Umgekehrt betrogen in Deutschland die Gesamtkosten für Redispatch-Maßnahmen im Jahr EUR 402,5 Mio (Ropenus, Regionale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch, in Agora Energiewende (Hg), Energiewende und Dezentralität [2017] 59 [67]).

schen Windstromerzeuger dafür entschädigt werden müssen, dass sie ihre Erzeugungsanlagen abregeln müssen, und zusätzlich zu den Kosten, die sie tragen um die deutschen Windparks überhaupt zu betreiben.

Diese Situation ist sowohl für die österreichische Energiewirtschaft als auch für die österreichischen Stromverbraucher vorteilhaft: Die Betreiber von thermischen Kraftwerken und von Pumpspeicherkraftwerken verdienen mit dem Redispatch Geld und die österreichischen Stromverbraucher profitieren von billigem Importstrom.

Die gemeinsame Gebotszone mit Deutschland hat für große österreichische Energieunternehmen auch den angenehmen Begleiteffekt, dass der räumliche Markt, auf dem sie tätig sind, so groß ist, dass sie daran keinen wettbewerbsrechtlich relevanten Marktanteil halten. Bestünde keine gemeinsame Gebotszone mit Deutschland, wären die großen österreichischen Energieunternehmen plötzlich wieder Marktbeherrscher und müssten sich strengere kartellrechtliche Aufsicht gefallen lassen.

Die Deutschen mögen gutmütig sein, aber man muss wohl mehr als nur gutmütig sein, um sich das auf Dauer gefallen zu lassen. Es darf daher nicht verwundern, dass die deutsche Bundesnetzagentur die deutschen ÜNB angewiesen hat Vorbereitungsmaßnahmen für eine **Engpassbewirtschaftung** an der deutsch-österreichischen Grenze zu treffen.¹⁰

Engpassbewirtschaftung heißt in diesem Kontext, dass der Abschluss von Handelsgeschäften über die deutsch-österreichische Grenze nur möglich sein soll, wenn gleichzeitig auch Übertragungskapazität auf der deutsch-österreichischen Verbindungsleitung erworben werden kann. Die physikalisch mögliche Grenzübertragungskapazität (von ca 3,5 GW) soll grenzüberschreitende Handelsgeschäfte also auch dann begrenzen, wenn diese Grenzübertragungskapazität physikalisch noch nicht ausgeschöpft ist, etwa weil die Handelsgeschäfte schon deshalb im Wege des Redispatch erfüllt werden müssen, weil der Engpass innerhalb Deutschlands eine Übertragung bis zur Grenze verhindert, oder weil der Strom über Ringflüsse via PL und CZ nach Österreich fließt. Die Engpassbewirtschaftung soll also im Ergebnis das Redispatcherfordernis auf die Grenzübertragungskapazität (von ca 3,5 GW) beschränken, dies auch dann, wenn die physikalische Kapazität der Verbindungsleitung noch nicht ausgeschöpft ist.

10 Vgl dazu die „Ergänzende Information“ des deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aus Oktober 2016.

Die Diskussion darüber, ob diese zulässig und wünschenswert ist, findet sowohl auf politischer als auch auf juristischer Ebene statt. Sie entspinnt sich vor allem an der Frage, ob ein Engpass an der Grenze vorliegt, obwohl dort die physikalische Kapazität der Verbindungsleitung noch gar nicht ausgeschöpft ist.

II. Der Rechtsrahmen

Die Verordnung 714/2009¹¹ enthält in ihrem Anhang I Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen. Gemäß Pkt 1.7 dieser Leitlinien haben sich die ÜNB bei der Bestimmung der Netzgebiete, in denen und zwischen denen Engpassmanagement betrieben werden soll, von den Grundsätzen der Rentabilität und der Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsmarkt leiten zu lassen. Insbesondere dürfen die ÜNB die Verbindungskapazität, außer aus Gründen der Betriebssicherheit, nicht beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben, es sei denn aus den oben genannten Gründen¹² und aus Gründen der Betriebssicherheit.

Das klingt prima vista so, als dürfe keine Engpassbewirtschaftung an der Grenze erfolgen, wenn ein **Engpass innerhalb der eigenen Regelzone** besteht. Allerdings definiert die Verordnung den Begriff Engpass als eine Situation, in der **eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen** wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann.¹³ Nach dieser Begriffsdefinition kann ein Engpass iSd Verordnung also immer nur grenzüberschreitend und nicht innerhalb eines Mitgliedstaats bestehen, was freilich den vorzitierten Passus in Pkt 1.7 der Leitlinien über einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone relativiert.¹⁴

11 Verordnung (EG) 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003, ABl 2009 L 211/15.

12 Damit sind wohl die davor genannten Voraussetzungen für eine Verweigerung des Netzzugangs für den grenzüberschreitenden Handel in Pkt 1.6 gemeint, nämlich a) die zusätzlichen physikalischen Stromflüsse, die aus der Annahme des Antrags auf Netzzugang resultieren, lassen eine Situation entstehen, in der der sichere Betrieb des Stromversorgungsnetzes möglicherweise nicht mehr gewährleistet werden kann, und b) der monetäre Wert dieses Antrags im Engpassmanagementverfahren ist niedriger als der aller anderen Anträge, die für dieselbe Leistung und zu denselben Bedingungen angenommen werden soll.

13 Art 2 Abs 2 lit c) VO (EG) 714/2009.

14 Man muss in Pkt 1.7 der Leitlinien daher das Wort Engpass wohl nicht im technischen Sinn der Begriffsdefinition, sondern bloß im weiteren Sinne von Kapazitätsbeschränkung lesen.

Die Verordnung 714/2009 bildet freilich auch die Rechtsgrundlage für die Netzkodizes, insbesondere auch jenen für Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement.¹⁵ Dieser wurde inzwischen in Gestalt einer Verordnung der Kommission¹⁶ erlassen. Dieser Netzkodex übernimmt den Begriff des Engpasses aus der Verordnung 714/2009¹⁷ und differenziert zwischen zwei Arten von Engpässen, dem **physikalischen Engpass**¹⁸ und dem hier interessierenden **strukturellen Engpass**: Ein Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geographisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des elektrischen Energiesystems häufig wiederholt auftritt.¹⁹

Die CACM-VO stellt in zwei Bestimmungen auf den Begriff des strukturellen Engpasses ab, die sich beide auf die **Gebotszonenkonfiguration** beziehen:

Art 33 Z 1 lit c) iv) CACM-VO sagt, dass bei der Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration ua die Stelle, an der Engpässe auftreten, zu berücksichtigen ist, falls strukturelle Engpässe die Abgrenzung der Gebotszonen beeinflussen, wobei jegliche etwaige künftige Investitionen, die vorhandene Engpässe entlasten können, zu berücksichtigen sind. Damit soll wohl einerseits gesagt werden, dass strukturelle Engpässe ein Kriterium für eine Gebotszonenentrennung sein sollen, und andererseits, dass eine zukünftig absehbare Engpassentlastung gegen eine Gebotszonenentrennung sprechen soll.

Art 34 Z 2 lit a) CACM-VO normiert, dass ACER alle drei Jahre die Effizienz der Gebotszonenkonfiguration prüft und dazu einen Bericht der ENTSO-E²⁰ anfordert, der ua eine **Liste der strukturellen Engpässe**, einschließlich Angaben zu den Stellen, an denen sie auftreten, und der Häufigkeit, mit der sie auftreten, enthält.

III. ACER-Entscheidung

ACER fasste am 17.11.2016 einen Beschluss über die Festlegung von **Kapazitätsberechnungsregionen** gemäß Art 15 Abs 1 CACM-VO.²¹ Diese Bestimmung

sieht vor, dass alle ÜNB spätestens drei Monate nach Inkrafttreten der CACM-VO einen gemeinsamen Vorschlag zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen²² erstellen²³ und darin die **Gebotszonen** festlegen, die den ÜNB zugeordnet sind, die Mitglieder jeder Kapazitätsberechnungsregion sind.²⁴ Dieser Vorschlag bedarf der Genehmigung aller Regulierungsbehörden. Mangels Einigung der Regulierungsbehörden fasst ACER darüber einen Beschluss.²⁵

In seinem Beschluss legt ACER einerseits die Kapazitätsberechnungsregion „Core“ fest,²⁶ und weist darin andererseits Gebotszonenengrenzen zwischen den Mitgliedern dieser Kapazitätsberechnungsregion aus, darunter auch eine Gebotszonenengrenze zwischen Deutschland und Österreich,²⁷ die gemäß einem Implementierungszeitplan eingeführt werden soll, der zwischen den betroffenen Regulierungsbehörden und ÜNB vereinbart werden soll, längstens aber wenn die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung²⁸ in der Kapazitätsberechnungsregion „Core“ eingeführt wird.²⁹

Die ACER-Entscheidung ist in Österreich auf juristische Kritik gestoßen.³⁰ Dieser Kritik ist mE insoweit zu folgen, als die besseren Argumente wohl dafür sprechen, dass Art 15 Z 2 CACM-VO, der bloß den notwendigen Inhalt des Vorschlags für die Kapazitätsberechnungsregion beschreibt, keine Grundlage für eine Veränderung von Gebotszonen bieten kann, wenn gleichzeitig Art 32 bis Art 34 detaillierte Kriterien für die Überprüfung und Anpassung von Gebotszonen enthalten, die im Zuge der Entscheidung nach Art 15 keine Anwendung finden. So stellt Art 15, anders als die Art 33 und 34, auch gar nicht auf das Vorliegen eines strukturellen Engpasses ab.

22 „Kapazitätsberechnungsregion“ bezeichnet das geografische Gebiet, in dem die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird (Begriffsdefinition laut Art 2 Z 3 CACM-VO).

23 Art 15 Z 1 CACM-VO.

24 Art 15 Z 2 CACM-VO.

25 Art 9 Z 11 iVm Art 9 Z 6 lit b) CACM-VO.

26 Annex I Map 3. Diese beinhaltet FR, BE, NL, DE/LU, PL, CZ, SK, AT, SI, HR, HU und RO.

27 Anhang I Art 5 Z 1 lit s).

28 Der „lastflussbasierte Ansatz“ bezeichnet eine Methode der Kapazitätsberechnung, bei der die Energieaustausche zwischen Gebotszonen durch die Energieflussverteilungsfaktoren und die auf den kritischen Netzelementen verfügbaren Margen begrenzt werden (vgl Art 2 Z 9 CACM-VO).

29 Anhang I Art 5 Z 3.

30 Vgl ohne Anspruch auf Vollständigkeit etwa F. Schuhmacher/Feiler, Gebotszonenengrenzen aus energierechtlicher, wettbewerbsrechtlicher Sicht, ÖZW 2016, 22 und Rajal/Schiebl, Grenzenloser Strommarkt? ZTR 2016, 181 (als Update auf Rajal/Schiebl, Strommarkt vor Zerschlagung, ecolx 2016, 1122).

15 Art 8 Abs 6 lit g) VO (EG) 714/2009.

16 Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl 2015 L 197/24 (kurz CACM-VO).

17 Art 2 CACM-VO.

18 Eine netztechnische Situation, in der vorhergesagte oder aufgetretene Lastflüsse nicht mit den thermischen Grenzwerten der Netzelemente und den Spannungsgrenzwerten oder den Winkelstabilitätsgrenzwerten des elektrischen Energiesystems übereinstimmen (Art 2 Z 18 CACM-VO).

19 Art 2 Z 19 CACM-VO.

20 Verband der europäischen ÜNB.

21 ACER-Entscheidung Nr 06/29016.

IV. Matchprognose

Es darf daher mE damit gerechnet werden, dass die ACER-Entscheidung vom 17.11.2016 letztlich erfolgreich bekämpft werden wird.³¹ Das wird die Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone aber wohl nur aufschieben, jedoch nicht verhindern. Dies aus zwei Gründen:

Das in Österreich vertretene Argument, dass der Engpass für die Übertragung von Strom aus Norddeutschland nach Österreich innerhalb Deutschlands liege, wird sich nicht durchsetzen können, weil eine Netzkapazitätsbeschränkung innerhalb Deutschlands nie einen Engpass iSd Verordnung 714/2009 bilden kann. Ein solcher Engpass kann nämlich definitionsgemäß nur grenzüberschreitend vorliegen (siehe oben).

Im Rahmen eines zukünftigen Verfahrens nach Art 32 ff CACM-VO wird zu prüfen sein, ob an der deutsch-österreichischen Grenze ein struktureller Engpass besteht. Eine Situation, bei der der vertragliche Import die physikalische Kapazität der Verbindungsleitung häufig und deutlich überschreitet, wird wohl mit hoher Wahrscheinlichkeit und mit guten Gründen als struktureller Engpass beurteilt werden. Dabei kann es nämlich nicht darauf ankommen, ob auch ein physikalischer Engpass vorliegt, da ein struktureller Engpass definitionsgemäß auch ohne solchen physikalischen Engpass vorliegen kann. Der Auftrag bei der Gebotszonenkonfiguration auch auf strukturelle Engpässe abzustellen, scheint ja geradezu auf die deutsch-österreichische Situation maßgeschneidert.

Dagegen wird wohl auch das Argument nicht helfen, dass zukünftige Investitionen in das deutsche Leitungsnetz die innerdeutsche Netzkapazitätsbeschränkung entlasten werden. Denn die Entlastung dieser innerdeutschen Netzkapazitätsbeschränkung würde den derzeitigen strukturellen Engpass lediglich in einen physikalischen Engpass an der deutsch-österreichischen Grenze verwandeln.

V. Konsequenzen?

Wo schon aufgrund von Engpassmanagement keine Stromlieferungen vereinbart werden können, müssen sie auch nicht ersatzweise durch Redispatch erfüllt werden. Daher wird sich diese Einkommensquelle für die Betreiber von österreichischen Netzreservekraftwerken schließen. Das wird thermische Kraftwerke

und Pumpspeicherkraftwerke treffen. Zumindest der Entfall des Anfahrens von thermischen Kraftwerken im Rahmen solcher Redispatch-Anforderungen bringt wenigstens klimapolitische Vorteile.

In Deutschland werden Erzeuger einen erheblichen Teil ihres Stroms, den sie bisher bei Stromüberschusserzeugung nach Österreich verkaufen konnten, nicht mehr nach Österreich verkaufen können. Bei hoher Windkraft- und/oder PV-Erzeugung in Deutschland wird das dort Antworten auf die Frage herausfordern, ob man in solchen Zeiten nicht vielleicht doch konventionelle Erzeugungseinheiten (insb Kohlekraftwerke) reduzieren sollte, was ebenfalls klimapolitisch vorteilhaft wäre.

Das Strompreisniveau in Österreich wird sich gegenüber Deutschland erhöhen, sodass der Stromeinkauf für österreichische Stromverbraucher teurer werden wird.³² Das würde aber zugleich auch den Förderbedarf für Ökostromanlagen reduzieren und es solchen Anlagen überdies erleichtern nach Auslaufen der Förderungen am Markt weiter zu bestehen.

Thermische österreichische Kraftwerke werden sich nicht mehr darauf berufen können, aus Gründen der Netzstabilität laufen zu müssen. Sie werden also wieder am eigentlichen Energiemarkt teilnehmen müssen.

Was also für die Betreiber von Netzreservekraftwerken und für die österreichischen Stromverbraucher unerfreulich ist, würde zumindest ein Stück weit dem Klimaschutz und dem Voranschreiten der Energiewende in Österreich zu Gute kommen.

VI. Das Winterpaket

Das jüngste Gesetzgebungspaket der Europäischen Kommission (Winterpaket 2017) beinhaltet ua einen Vorschlag³³ für eine Neufassung der Verordnung 714/2009. Dieser Textvorschlag enthält eine bemerkenswerte Zirkeldefinition, die die Beurteilung des Vorliegens eines **Engpasses** bei der Festlegung von Gebotszonen nicht erleichtern wird:

Art 13 Abs 1 des Entwurfs normiert, dass den **Gebotszongrenzen langfristige, strukturelle Engpässe** in

31 Gegen die Entscheidung haben E-Control, APG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH und Verbund AG Beschwerde an den Beschwerdeausschuss eingelegt.

32 Es gibt unterschiedliche Einschätzungen über das Ausmaß dieser Erhöhung. Eine Studie von Aurora Energy Research kommt zu dem Ergebnis, dass ca 10 bis 15 % der Stunden eines Jahres von der Einführung des Engpassmanagements betroffen wären, und die Strompreise um ca 35 Cent/MWh steigen würden. Die ACER-Entscheidung (Annex IV Seite 12) kommt hingegen zu dem Ergebnis, dass die Verbindungskapazität aktuell während 53 % der Zeit die abgeschlossenen Handelsgeschäfte physikalisch nicht erfüllt.

33 COM (2016) 861 final.

den Übertragungsnetzen zugrunde liegen müssen und die Gebotszonen selbst keine Engpässe enthalten dürfen. Vereinfacht also: Wo Engpässe bestehen, soll eine Gebotszonengrenze sein.

Eine solche Anordnung setzt freilich voraus, dass für diesen Zweck der Gebotszonenkonfiguration beurteilt werden kann, ob ein Engpass vorliegt. Nach der geplanten Neufassung der Definition des Begriffs Engpass liegt ein solcher vor, wenn nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen zwei Gebotszonen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die Stromflüsse in Netzbetriebsmitteln hätten, die diese Flüsse nicht bewältigen können.³⁴

Der Begriff Engpass soll also zukünftig³⁵ auf bestehende Gebotszonengrenzen abstellen. Und die Gebotszonenkonfiguration soll sich nach dem Bestehen von Engpässen richten. Damit beißt sich die Katze freilich in den Schwanz. Die Regelung hätte zur Folge, dass sich jeder Engpass dadurch beseitigen ließe, dass man die beiden betroffenen Netzbereiche zu einer Gebotszone zusammenführt, da ein Engpass definitionsgemäß ja nur **zwischen zwei Gebotszonen** bestehen kann. Bilden die beiden Netzbereiche eine Gebotszone, läge kein Engpass mehr vor. Ein solcher kann dann innerhalb einer Gebotszone auch nicht bestehen. Er könnte dann auch kein Kriterium für eine Gebotszonenentrennung sein, wie das Art 13 Abs 1 des Entwurfs jedoch anordnet.

Wenn man normieren will, dass sich Gebotszonengrenzen nach bestehenden Engpassituationen richten sollen, dann darf man den Begriff des Engpasses nicht unter Verwendung des Begriffs der Gebotszone definieren.

Den Umstand, dass Engpässe definitionsgemäß nur zwischen zwei Gebotszonen bestehen können, scheint der Verordnungsentwurf in Erwägungsgrund 14 allerdings selbst zu relativieren; gemäß dieser Erwägung solle die zonenübergreifende Kapazität nicht verringert werden, um **interne Engpässe** zu beheben. Das führt zu der Frage, was denn nun ein interner Engpass sein soll. Vielleicht ein Engpass **innerhalb einer Gebotszone**. Dann wäre er aber kein Engpass iSd der Begriffsdefinition.

Der Entwurf der Neufassung treibt die Begriffsverwirrung jedoch noch weiter: Zunächst verwendet der Entwurf in Artikel 13 Abs 1 einmal den Begriff **strukturelle**

Engpässe und einmal den Begriff **Engpässe**. Einmal sagt der Text, dass den Gebotszonengrenzen strukturelle Engpässe zugrunde liegen müssen. Noch im selben Satz sagt der Entwurf auch, dass die Gebotszonen selbst (überhaupt) keine Engpässe enthalten dürfen. Wörtlich gelesen würde dies bedeuten, dass die Gebotszonen auch keine Engpässe im weiteren Sinn, also auch keine nicht-strukturellen Engpässe enthalten dürfen. Der zweite Teilsatz wäre insofern eine Verschärfung des ersten Teilsatzes (und müsste zu kleineren Gebotszonen führen als der erste Teilsatz). Der Entwurf zu Erwägungsgrund 14 sagt allerdings (nur), dass die Gebotszonen strukturelle Engpässe widerspiegeln sollten. Aus der englischen Fassung ergibt sich aber immerhin, dass ein beiden Fällen strukturelle Engpässe gemeint sind.³⁶

Sodann definiert der Entwurf zwar – wie auch schon die CACM-VO – den Begriff des strukturellen Engpasses³⁷, nicht aber auch den in der CACM-VO ebenfalls definierten Begriff des **physikalischen Engpasses**. In der CACM-VO lesen sich die beiden Begriffsdefinitionen so, als gäbe es einerseits einen physikalischen Engpass und andererseits einen strukturellen Engpass. Das erweckt den Eindruck, als könne ein Engpass auch dann bestehen, wenn kein physikalischer Engpass besteht. Eben dies wird für die deutsch-österreichischen Verbindungsleitungen ja auch argumentiert.

Durch die nunmehr geplante Neufassung muss man sich daher fragen, ob durch die Neudefinition der Begriffe Engpass und struktureller Engpass nun ein anderes Begriffsverständnis normiert werden soll als in der CACM-VO. Soll die neue Definition des Begriffs Engpass nun den physikalischen Engpass umschreiben? Und bezeichnet der Begriff struktureller Engpass nur einen physikalischen Engpass, der vorhersehbar ist und über längere Zeit stabil bleibt und häufig auftritt? Ist der strukturelle Engpass nach der vorgeschlagenen neuen Begrifflichkeit also bloß ein qualifizierter physikalischer Engpass? Setzt er also einen physikalischen Engpass voraus?

Gerade vor dem Hintergrund der Diskussion der Frage, ob an der deutsch-österreichischen Grenze ein struktureller Engpass besteht – obwohl dort kein physikalischer Engpass vorliegt – kommt dieser vorgeschlagenen Begriffsmodifikation große Bedeutung zu. Man gewinnt fast den Eindruck, dass die Kommission dem

34 Art 2 Abs 2 lit c des Entwurfs.

35 Anders als die geltende Fassung, die auf die Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen abstellt.

36 Bidding zone borders shall be based on long-term, structural congestions in the transmission network and bidding zones shall not contain such congestions.

37 Art 2 Abs 2 lit e) des Verordnungsentwurfs. Dies allerdings im Vergleich zur Begriffsdefinition der CACM-VO unter Entfall der Tatbestandsmerkmale, dass der Engpass „eindeutig festgestellt werden kann“ und dass der Engpass häufig „wiederholt“ auftritt.

Gericht erster Instanz und dem Gerichtshof, die wohl irgendwann über das anhängige Verfahren zur Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone entscheiden werden (siehe sogleich), ein wenig Rätselraten mit auf den Weg geben möchte.³⁸

VII. Die Entscheidung des ACER-Beschwerdeausschusses

Am 17.03.2017 erging die Entscheidung des ACER-Beschwerdeausschusses³⁹ (gemäß Art 19 der Verordnung 713/2009⁴⁰). Darin werden die Beschwerden von E-Control, Verbund, APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH in allen Punkten abgewiesen.

Einerseits spricht der Beschwerdeausschuss darin aus, dass die CACM-VO auch im Rahmen der erstmaligen Festlegung von Kapazitätsberechnungsregionen nach Art 15 CACM-VO eine Änderung von Gebotszonengrenzen erlaube.⁴¹

Andererseits sagt der Beschwerdeausschuss zu der hier vor allem interessierenden Frage, ob an der deutsch-österreichischen Grenze ein Engpass vorliege, nur, dass er nach seinem Verständnis nicht berufen sei, eine eigene Analyse der korrekten Methode zur Feststellung eines Engpasses durchzuführen, sondern nur überprüfen müsse, ob ACER einen manifesten Feststellungsfehler begangen habe. Er verweist darauf, dass die Beweislast für das Vorliegen eines solchen

Feststellungsfehlers bei den Klägern liege⁴² und sich nach Einschätzung des Beschwerdeausschusses nicht ergeben habe, dass die angefochtene Entscheidung einen solchen manifesten Feststellungsfehler aufweise. Sie verweist auch darauf, dass nicht festgestellt werden könne, dass sich die angefochtene Entscheidung nicht auf exakte, verlässliche und schlüssige Beweise stütze oder sich die Entscheidung auf Beweise stütze, die nicht alle relevanten Informationen enthalte oder die Schlussfolgerungen aus den Beweismitteln unzureichend substantiiert würden.⁴³

VIII. Der weitere Verfahrensgang

Gegen die Entscheidung kann binnen zwei Monaten ab Veröffentlichung der Entscheidung Klage beim Gericht erster Instanz erhoben werden.⁴⁴ Im Verfahren vor diesem Gericht können freilich Beweismittel zum Vorliegen oder Nichtvorliegen eines Engpasses oder eines strukturellen Engpasses vorgelegt werden. Das Gericht wird sich sodann die Frage beantworten müssen, ob ein struktureller Engpass ein besonders qualifizierter physikalischer Engpass ist, oder ob ein struktureller Engpass auch vorliegen kann, obwohl kein physikalischer Engpass vorliegt.

> RA DR. REINHARD SCHANDA

Rechtsanwalt und Partner der Sozietät Sattler & Schanda
Rechtsanwälte, Fachgebiet ua Energierecht, 1010 Wien,
Stallburggasse 4. E-Mail: office@sattler.co.at.
Web: www.sattler.co.at.

38 Die Kommission schlägt im Übrigen auch vor, dass die Zuständigkeit für Entscheidungen über die Gebotszonenkonfiguration zukünftig bei ihr selbst liegen soll (vgl Art 13 Abs 4 und Abs 6 des Verordnungsentwurfs).

39 Entscheidung vom 17.03.2017, A-001-2017.

40 Verordnung (EG) 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl 2009 L 211/1.

41 Entscheidung vom 17.03.2017, A-001-2017, Rn 92, 100.

42 AaO Rn 111.

43 AaO Rn 109.

44 Art 263 AEUV, Art 256 AEUV, Art 20 VO 713/2009. Die Entscheidung wurde am 21.03.2017 veröffentlicht.