

Vorblatt

Inhalt:

Mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) wurde die Systematik der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte umfassend geändert. Diese Änderungen wurden in einem ersten Schritt mit der GSNE-VO 2013, BGBl. II Nr. 309/2012, die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz festsetzte, ab 1. Jänner 2013 umgesetzt. Mit der GSNE-VO 2013 – Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, erfolgte eine Anpassung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz. Mit der vorliegenden Novelle werden die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz, die betragsmäßig auf Grundlage der gemäß § 69 Abs. 2 iVm § 82 GWG 2011 genehmigten Kostenmethoden festzulegen sind, entsprechend den Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 29, (NC TAR) verordnet.

Alternativen:

Keine.

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Kostenorientierte Netztarife und effizient geführte Gasnetze ermöglichen einen liberalisierten Gasmarkt, welcher sich positiv auf die Gesamtwirtschaft auswirkt.

Finanzielle Auswirkungen:

Keine Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Mit der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz wird das im GWG 2011 abgebildete Regelwerk basierend auf der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 94, sowie des NC TAR umgesetzt und durchgeführt. Gemäß Art. 6 Abs. 1 und Art. 27 Abs. 4 NC TAR ist die einen Teil der Fernleitungsnetzentgelte bildende Referenzpreismethode durch die Regulierungsbehörde zu erlassen.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung ist gemäß § 12 Abs. 2 Z 1 Energie-Control-Gesetz von der Regulierungskommission der E-Control zu erlassen. Dies umfasst insbesondere auch die Festlegung der Referenzpreismethode, welche einen Teil der Fernleitungsnetzentgeltfestlegung, wie zB die Kostenwälzung, beinhaltet. Gemäß § 69 Abs. 3 GWG 2011 ist vor der Erlassung der Verordnung den betroffenen Netzbetreibern, Netzbenutzern und den in § 69 Abs. 3 genannten Interessenvertretungen die Möglichkeit zur Stellungnahme einzuräumen. Die Referenzpreismethode ist einem Konsultationsverfahren gemäß Art. 26 und Art. 27 NC TAR zu unterziehen. Darüber hinaus ist die Verordnung gemäß § 19 Abs. 2 E-ControlG im Regulierungsbeirat zu erörtern.

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, wurde mit 1. Jänner 2013 eine wesentliche Umstellung des Gasmarktmodells vollzogen. Das Systemnutzungsentgelt im Fernleitungsnetz wird demnach pro Ein- und Ausspeisepunkt getrennt voneinander festgelegt (Entry/Exit System) und ist von den Einspeisern bzw. Entnehmern bzw. für die Ausspeisepunkte in das Verteilernetz vom Verteilergebietsmanager zu entrichten. Die Entgelte sind auf Basis der durch den Vorstand der E-Control gemäß § 82 GWG 2011 festgestellten Kosten und des Mengengerüsts festzulegen. Die Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts erfolgt für die Dauer einer Regulierungsperiode, welche vier Jahre beträgt.

Die bisherige Regulierungspraxis zur Festlegung der Entgelte im Fernleitungsnetz sah eine Übereinstimmung der Entgeltperioden mit den Regulierungsperioden vor. Die jeweiligen Entgelte blieben somit für die Dauer von vier Jahren konstant. So erfolgte die erstmalige Festlegung der Entgelte im Fernleitungsnetz mit der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013), BGBl. II Nr. 309/2012, für die Entgeltperiode vom 1. Jänner 2013 bis zum 31. Dezember 2016. Mit der GSNE-VO 2013 – Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, wurden dann die Entgelte ab 1. Jänner 2017 festgelegt, welche nun mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf geändert werden.

Diese bisherige Regulierungspraxis soll auch mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf beibehalten werden. Die Festlegung der neuen Entgelte soll mit dem Beginn des Gasjahres am 1. Jänner 2021 erfolgen.

Am 6. April 2017 trat der NC TAR in Kraft. Gemäß Art. 27 Abs. 5 NC TAR konnten die zuvor mit der GSNE-VO 2013 – Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, ab 1. Jänner 2017 festgelegten Entgelte bis zum Ende der bereits angelaufenen vierjährigen Entgeltperiode anwendbar bleiben. Somit erfolgt die Ermittlung der Entgelte im vorliegenden Verordnungsentwurf erstmals auf Basis des NC TAR. Da bei der GSNE-VO 2013 – Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, die Anforderungen des NC TAR bereits absehbar waren, wurden bei der Ermittlung der Entgelte ab 1. Jänner 2017 die – noch nicht verbindlichen – Vorgaben des NC TAR bereits weitgehend in die Entscheidungsfindung miteinbezogen.

Die Entgelte im vorliegenden Verordnungsentwurf wurden auf Basis einer Referenzpreismethode ermittelt, welche in Anlage 3 beschrieben ist. Die Referenzpreismethode wurde gemäß Art. 26 NC TAR konsultiert. Die erste Konsultation fand von 31. Jänner 2019 bis 31. März 2019 und die finale Konsultation fand von 8. November 2019 bis 8. Jänner 2020 statt. Auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen und des Ergebnisses der Prüfung durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 NC TAR erfolgten Änderungen der Referenzpreismethode, die in den Erläuterungen zu Anlage 3 beschrieben werden. Gleichzeitig mit der Konsultation der Referenzpreismethode erfolgte auch die Konsultation der Abschlüsse, Multiplikatoren und saisonalen Faktoren gemäß Art. 28 NC TAR.

Die Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz und die einen Teil dieser Festsetzung bildende Festlegung der Referenzpreismethode gemäß den Vorgaben des NC TAR werden durch die Regulierungskommission der E-Control durch Verordnung festgelegt, wobei der Verordnungserlassung ein Stellungnahmeverfahren sowie die Befassung des Regulierungsbeirats vorauszugehen hat.

Besonderer Teil

Zu § 3 (Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer):

Die Netznutzungsentgelte für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in § 3 Abs. 2, 3, 5, 6 und 8 werden unter Anwendung der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3 bestimmt. Die angewendete Referenzpreismethode wird in der Anlage 3 beschrieben.

Zu § 3 Abs. 4 Z 1:

Auf Basis des NC CAM wurden im Jahr 2017 Verfahren für neu zu schaffende Kapazität an den Kopplungspunkten Überackern, Mosonmagyaróvár und Murfeld eingeleitet. Am Einspeisepunkt Überackern konnte in dem Verfahren kein positives Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsprüfung erreicht werden. Gemäß Art. 22 Abs. 3 NC CAM gilt ein Verfahren in diesem Fall als beendet. Der obligatorische Mindestaufschlag in Z 1 wird somit gestrichen.

Zu § 3 Abs. 7:

Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten wird betragsmäßig nicht gesondert festgelegt. Es entspricht grundsätzlich dem Entgelt für feste, frei zuordenbare Kapazitäten; im Fall einer tatsächlichen Unterbrechung kommt es jedoch zu einer Refundierung. Diese Vorgehensweise basiert auf Art. 16 Abs. 4 NC TAR. Dies entspricht grundsätzlich einer Fortführung der bisher üblichen Praxis der

Netzbetreiber. Wenngleich im Rahmen der finalen Konsultation in einer Stellungnahme der generelle Wunsch nach Netznutzungsentgelten für unterbrechbare Kapazitäten mit ex-ante Abschlägen geäußert wurde, hat sich das bisherige System bewährt. Die Regulierungsbehörde sieht demzufolge keinen grundsätzlichen Änderungsbedarf. Ungeachtet dessen wird die Ermittlung der Refundierung gemäß Anlage 1 so adaptiert, dass sie den Vorgaben des NC TAR entspricht. Die diesbezüglichen Details und Abwägungen der Regulierungsbehörde wurden in der Konsultation gemäß Art. 28 lit. c NC TAR erläutert (siehe Abschnitt 5.3. der finalen Konsultationsunterlage, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/tarif-network-code?inheritRedirect=true>).

Darüber hinaus ist die ex-post Refundierung im Einklang mit dem NC TAR auf jene Netzpunkte beschränkt, an denen im vergangenen Gasjahr keine Kapazitätsunterbrechungen aufgrund physischer Engpässe aufgetreten sind. Die beiden Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern erfüllten diese Kriterien im Gasjahr 2018/19 nicht, weshalb dort eine gesonderte Vorgehensweise gemäß § 3 Abs. 7a NC TAR zur Anwendung kommt.

Zu § 3 Abs. 7a:

Wie bereits im Zusammenhang mit Abs. 7 erläutert, sieht Art. 16 Abs. 4 NC TAR zwingend vor, dass an Netzpunkten, an denen im vergangenen Gasjahr Kapazitätsunterbrechungen aufgrund physischer Engpässe aufgetreten sind, die Netznutzungsentgelte für unterbrechbare Kapazität mit einem Abschlag auf die Netznutzungsentgelte für vergleichbare, garantierte Kapazität angeboten werden. Dies ist für die Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern der Fall; demzufolge erfolgt hier eine gesonderte Vorgehensweise und es kommen sogenannte „ex-ante Abschläge“ zur Anwendung. Das Vorliegen der diesbezüglichen Voraussetzungen an sämtlichen Netzpunkten wird jährlich einer Re-Evaluierung unterzogen werden. Der Abschlag beträgt für sämtliche Laufzeiten 12% auf die Netznutzungsentgelte für vergleichbare, garantierte Kapazität. Der Vollständigkeit halber sei klargestellt, dass für diese bereits ex-ante reduzierten Netznutzungsentgelte für unterbrechbare Kapazitäten keinerlei weitere Refundierung im Fall tatsächlicher Unterbrechungen erfolgt. Die diesbezüglichen Details und Abwägungen der Regulierungsbehörde wurden in der Konsultation gemäß Art. 28 lit. c NC TAR erläutert.

Zu § 3 Abs. 9 und Abs. 9a:

Die Höhe der Multiplikatoren wurde gemäß Art. 28 NC TAR mit den nationalen Regulierungsbehörden aller direkt mit dem Marktgebiet Ost verbundenen Mitgliedstaaten und den relevanten Interessengruppen konsultiert. Die Multiplikatoren im Marktgebiet Ost lagen bis jetzt durchwegs signifikant unter jenen der angrenzenden Marktgebiete. Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf kommt es zu einer Angleichung der Höhe der Multiplikatoren an jene der angrenzenden Marktgebiete. Die Anhebung der Multiplikatoren erfolgt auch vor dem Hintergrund der allgemeinen Zunahme der Buchung kurzfristiger Produkte. Dabei ist auch zu beachten, dass die Kapazitäten für die Inlandsversorgung, Inlandsproduktion und Gasspeicher nicht dem kurzfristigen Bedarf folgend strukturiert gebucht werden können und dadurch von Leerstandskosten der profilierten Buchung für die systemübergreifende Nutzung asymmetrisch betroffen sind. Aufgrund dieser Asymmetrie ist auch aus dem Gesichtspunkt des Schutzes der Inlandsverbraucher nach Vorgabe des Art. 7 lit. d NC TAR eine Erhöhung der Multiplikatoren erforderlich.

Zu § 3 Abs. 10, § 4 Abs. 5 und Anlage 2:

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten geplante Wartungsarbeiten generell so kurz wie möglich. Es ist jedoch möglich, dass geplante Wartungsarbeiten zu längeren Kapazitätseinschränkungen für die Netzbenutzer führen und diese für diese Zeiträume das volle Netznutzungsentgelt zu zahlen haben. Mit der vorliegenden Ergänzung wird die Regelung der Entgeltkürzung im Fall von ungeplanten Wartungsarbeiten auf Kapazitätseinschränkungen, die eine Gesamtdauer von 360 Stunden pro Gasjahr überschreiten, ausgeweitet. Dabei wird auch die Formel in Anlage 2, anhand derer sich die vom Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährende Entgeltkürzung (E_{K_m}) errechnet, dahingehen angepasst, dass eine Refundierung nur dann zu leisten ist, wenn der Netzbenutzer mehr nominieren möchte als aufgrund der durch die Einschränkung zur Verfügung gestellten Stundenrate möglich ist.

Die Gesamtdauer von 360 Stunden ist dabei je Ein- und Ausspeisepunkt zu ermitteln und den Netzbenutzern in geeigneter Form nachvollziehbar darzulegen. Auf Basis der historischen Daten zeigt sich, dass bei der überwiegenden Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte die geplanten Wartungsarbeiten in 360 Stunden pro Gasjahr erledigt werden konnten. In einigen Fällen dauerten die Wartungsarbeiten jedoch deutlich länger und in diesen Fällen ist es daher auch angemessen, den Netzbenutzern eine Entgeltkürzung zu gewähren.

Zu § 4:

Die Netznutzungsentgelte für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen in § 4 Abs. 2 und 3 werden auf Grundlage der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3 bestimmt. Die angewendete Referenzpreismethode wird in der Anlage 3 beschrieben.

Zu § 4 Abs. 4:

Für unterbrechbare Kapazität zu Speicheranlagen kommt analog zu § 3 Abs. 7 eine ex-post Refundierung zur Anwendung. Dies entspricht grundsätzlich der Fortführung der bisherigen Vorgehensweise. Wenngleich im Rahmen der Konsultation in einer Stellungnahme der generelle Wunsch nach ex-ante Abschlägen auch für unterbrechbare (und in der Vergangenheit tatsächlich unterbrochene) Kapazitäten zu Speicheranlagen geäußert wurde, wird dem durch die Regulierungsbehörde nicht gefolgt. Dies liegt darin begründet, dass es einerseits keine rechtliche Notwendigkeit darstellt und sich andererseits das bisherige System bewährt hat. Darüber hinaus würde eine je nach tatsächlichen Unterbrechungen differenzierte Entgeltlogik potentiell zu unterschiedlichen hohen Entgelten für unterschiedliche Speicheranlagen/-anbieter führen und somit eine Beeinflussung des Wettbewerbs im Speichermarkt darstellen.

Zu § 4 Abs. 6 und 7 sowie § 12 Abs. 4 und 5:

Speicherkunden, die eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage in Anspruch nehmen, müssen gleich wie jene Netzbenutzer gestellt werden, die grenzüberschreitende Transporte über Grenzkopplungspunkte durchführen und dafür die jeweiligen Entgelte an den Grenzkopplungspunkten zu entrichten haben. Dieser Grundsatz wurde bisher bereits bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte für die grenzüberschreitende Speichernutzung angewendet und ist nun auch gemäß Art. 9 Abs. 1 NC TAR geboten.

§ 4 Abs. 6 bzw. § 12 Abs. 4 regeln den Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung einer Speicheranlage vom Marktgebiet Ost in ein angrenzendes Marktgebiet. Für den Speicher 7-Fields, der in der Nähe des Grenzkopplungspunktes Überackern liegt, orientiert sich die Höhe der in § 4 Abs. 6 Z 1 bzw. § 12 Abs. 4 verordneten Entgelte am Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung am Grenzkopplungspunkt Überackern und berücksichtigt, dass für die Ausspeisung aus dem österreichischen Netz in die Speicheranlage bereits das Entgelt gemäß § 4 Abs. 2 Z 1 verrechnet wurde. Für den Speicher MAB (Láb 4), der in der Nähe des Grenzkopplungspunkts Baumgarten liegt, orientiert sich die Höhe des in § 4 Abs. 6 Z 2 verordneten Entgelts am Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung am Grenzkopplungspunkt Baumgarten und berücksichtigt, dass für die Ausspeisung aus dem österreichischen Netz in die Speicheranlage bereits das Entgelt gemäß § 4 Abs. 2 Z 2 verrechnet wurde.

§ 4 Abs. 7 bzw. § 12 Abs. 5 regeln den Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung einer Speicheranlage von einem angrenzenden Marktgebiet in das Marktgebiet Ost. Die Höhe der in § 4 Abs. 7 Z 1 bzw. § 12 Abs. 5 verordneten Entgelte (Speicher 7-Fields) orientiert sich an den Netznutzungsentgelten für die Einspeisung am Grenzkopplungspunkt Überackern. Die Höhe des in § 4 Abs. 7 Z 2 verordneten Entgelts (Speicher MAB) orientiert sich am Netznutzungsentgelt für die Einspeisung am Grenzkopplungspunkt Baumgarten.

Zu § 7 Abs. 2:

Durch die gemeinsame Anwendung derselben Referenzpreismethode für die beiden Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost kommt es zu einer systematischen Lücke zwischen den sich aus der Multiplikation der verordneten Erlöse mit den Kapazitäten in den Kostenbescheiden ergebenden Erlösen und den per Kostenbescheid genehmigten Erlösen jedes Netzbetreibers. Dabei entspricht die Überdeckung des einen Fernleitungsnetzbetreibers der Unterdeckung des anderen, woraus sich direkt die Höhe der notwendigen Ausgleichszahlungen ergibt. Gemäß § 70 Abs. 2 GWG 2011 sind die Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern durch Verordnung festzulegen. Die vorliegenden Ausgleichszahlungen wurden entsprechend diesen Anforderungen festgelegt.

Zu § 8 Abs. 3:

Es erfolgt eine Berichtigung des Verweises auf die Bestimmung zu impliziten Kapazitätzuweisungsmethoden im NC CAM.

Zu § 21 Abs. 16:

Die Festlegung der neuen Entgelte erfolgt mit dem Beginn des Gasjahres am 1. Jänner 2021. Die bisherigen Entgelte sind nur für Transportdienstleistungen bis 31. Dezember 2020 zu verrechnen.

Zu Anlage 1:

Anlage 1 beschreibt die Ermittlung der Refundierung von tatsächlichen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten (sofern für diese nicht bereits gemäß § 3 Abs. 7a ein ex-ante Abschlag zur Anwendung kommt).

Das diesbezügliche Vorgehen basiert grundsätzlich auf den Erläuterungen im Konsultationsdokument gemäß Art. 28 lit. c NC TAR (siehe Abschnitt 5.3. der finalen Konsultationsunterlage, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/tarif-network-code?inheritRedirect=true>). Ergänzend wird in der Anlage 1 in Bezug auf einige Parameter (Refundierungsfaktor, D_{rf}) jedoch zwischen der Anwendung für Kapazitäten der Ein-/Ausspeisung an Kopplungspunkten sowie Kapazitäten zu Speicheranlagen unterschieden.

In Bezug auf die Höhe der Refundierung im Fall der Unterbrechung von Kapazitäten zu Speicheranlagen wird klargestellt, dass dazu bisher keine verordnungsmäßige Vorgabe bestanden hat und die Netzbetreiber mit den Netzbenutzern tendenziell niedrige Refundierungsfaktoren vereinbart haben. Nachdem der NC TAR zwingend den Faktor 3 vorsieht und das im NC TAR vorgesehene Konzept der ex-post Refundierung auch für Kapazitäten zu Speicheranlagen zur Anwendung gebracht wird, wird unter Abwägung dieser Aspekte für unterbrechbare Kapazitäten zu Speicheranlagen ein einheitlicher Refundierungsfaktor von 1,5 festgelegt. Damit trägt die Regulierungsbehörde den in einer Stellungnahme im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Argumenten Rechnung.

Zu Anlage 3:

Anlage 3 enthält die Beschreibung der Referenzpreismethode, die zur Berechnung der Referenzpreise in § 3 und § 4 angewendet wird. Die vorgesehene Referenzpreismethode wurde gemäß Art. 26 NC TAR konsultiert. Auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen und des Ergebnisses der Prüfung durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gemäß Art. 27 Abs. 2 und 3 NC TAR erfolgten Änderungen der Referenzpreismethode, die im Folgenden erläutert werden. Darüber hinaus wird auf jene Punkte in den Stellungnahmen eingegangen, die bei der Überarbeitung der Referenzpreismethode nicht aufgenommen wurden. Diese Erläuterungen sind somit die begründete Entscheidung gemäß Art. 27 Abs. 4 NC TAR .

Die Referenzpreismethode hat den in Art. 7 NC TAR angeführten Anforderungen zu entsprechen:

- „a) es den Netznutzern zu ermöglichen, die Berechnung der Referenzpreise sowie deren genaue Prognose nachzuvollziehen;*
- b) den bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen;*
- c) Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern, wobei unter anderem die Bewertungen der Kostenzuweisung gemäß Artikel 5 zu berücksichtigen sind;*
- d) sicherzustellen, dass ein erhebliches Mengenrisiko, insbesondere in Verbindung mit dem Gastransport über ein Ein- und Ausspeisesystem hinweg, nicht von den Endkunden dieses Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist;*
- e) zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren.“*

Anforderung an Transparenz gemäß Art. 7 lit. a NC TAR

In den erhaltenen Stellungnahmen wurde Kritik an der mangelnden Nachvollziehbarkeit der Beschreibung der Referenzpreismethode geäußert. Die Kritik bezog sich dabei einerseits auf die Tatsache, dass die Konsultation der Referenzpreismethode nur auf Basis indikativer Kosten durchgeführt wurde und das separate Verfahren, in dem die Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt werden, nicht transparent sei. Andererseits wurde mehr Transparenz zu den angewendeten Parametern der Referenzpreismethode gefordert und unter anderem die mangelnde Nachvollziehbarkeit der Trennung in beeinflussbare und nicht-beinflussbare Kosten bei der Anwendung der Referenzpreismethode beanstandet. In diesem Zusammenhang wurde auch das vereinfachte Entgeltmodell als nicht ausreichend und schwer nachvollziehbar kritisiert.

Nach Ansicht der Agentur erfüllt die konsultierte Beschreibung der Referenzpreismethode nicht die in Art. 7 lit. a NC TAR festgelegten Transparenzanforderungen, da die Fähigkeit der Netznutzer, die Entgelte zu reproduzieren, durch das Fehlen der wichtigsten Annahmen und Parameter im vereinfachten Entgeltmodell untergraben wird. Folglich können die Netznutzer nicht überprüfen, ob die berechneten Entgelte auf Basis der Referenzpreismethode zustande kommen. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Agentur ein detaillierteres Entgeltmodell zur Verfügung zu stellen und eine Erläuterung des Beitrags von beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten zum Gesamtentgelt aufzunehmen. Die E-Control setzt diese Empfehlungen der Agentur um und veröffentlicht ein detaillierteres Entgeltmodell (siehe Beilage). Die unterschiedliche Behandlung der beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten wird aufgegeben,

sodass die Referenzpreismethode auf die Gesamtkosten angewendet wird. Mit diesen Maßnahmen werden die bessere Nachvollziehbarkeit und Prognose der Entgelte gewährleistet.

Zu den Annahmen, die die Werte für die Referenzbuchungen und die prognostizierte kontrahierte Kapazität stützen, ist Folgendes auszuführen: aufgrund der Änderung der Referenzpreismethode insofern, als nunmehr keine unterschiedliche Behandlung der beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten erfolgt, ist auch die Unterscheidung zwischen Referenzbuchungen und prognostizierter kontrahierter Kapazität nicht mehr erforderlich. Die Referenzpreismethode wird somit einheitlich für die Gesamtkosten auf Basis eines Mengengerüsts angewendet. Für die kommende Entgeltperiode entspricht das Mengengerüst den Referenzbuchungen (Mindestmengengerüst laut Abschnitt III.1 der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode), da in der vergangenen Periode für beide Fernleitungsnetzbetreiber zumindest in einem Jahr das Mengenrisiko bereits schlagend geworden ist und das Mindestmengengerüst nicht erreicht werden konnte. Die Referenzbuchungen stellen somit den höheren Wert im Vergleich zu den auf Basis des Durchschnitts der tatsächlichen Buchungen der letzten drei Jahre ermittelten prognostizierten kontrahierten Kapazitäten dar und sind daher für die kommende Entgeltperiode zur Entgeltermittlung heranzuziehen. Die Referenzbuchungen sind in den Tabellen in Kapitel 1.2 der Anlage 3 angegeben.

Zur Kritik in den Stellungnahmen, dass die Konsultation nur auf Basis indikativer Kosten durchgeführt wurde, ist festzuhalten, dass es gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. b NC TAR jedenfalls zulässig ist, die finale Konsultation auf Basis indikativer Kosten durchzuführen. Aufgrund der Tatsache, dass die finalen Kosten zum Zeitpunkt der finalen Konsultation noch nicht feststanden, bestand nur die Möglichkeit die Konsultation auf Basis der indikativen Kosten durchzuführen.

Zur Forderung in den Stellungnahmen nach mehr Transparenz bei der Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber ist festzuhalten, dass diese nicht in den Anwendungsbereich des NC TAR fällt. Die Feststellung der Kostenbasis der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt in einem separaten Verfahren gemäß § 69 iVm § 82 GWG 2011, welches zwar keine öffentliche Konsultation vorsieht, jedoch der Wirtschaftskammer Österreich und der Bundesarbeitskammer als Vertreter der Kundeninteressen Parteistellung einräumt.

Anforderung an Kostenorientierung gemäß Art. 7 lit. b NC TAR

Die Agentur stellt in ihrem Bericht fest, dass die konsultierte Referenzpreismethode die Anforderungen an Kostenorientierung und Nichtdiskriminierung erfüllt, sofern angemessene Begründungen in Bezug auf das Mengenrisiko enthalten sind. In Bezug auf das Mengenrisiko wird auf die Begründungen zu Art. 7 lit. d NC TAR (siehe weiter unten) hingewiesen. Auch in einigen Stellungnahmen wird die Verwendung der Referenzpreismethode des virtuellen Punktes als geeignet für die Struktur des Fernleitungsnetzes im Marktgebiet Ost angesehen.

In einigen Stellungnahmen wurde die Bildung eines Einspeisecluster für alle Einspeisepunkte kritisiert und argumentiert, dass ein einheitliches Einspeiseentgelt ungewünschte Effekte für den österreichischen Gasmarkt bringen würde. Konkret wurde an der Angleichung der Netzentgelte an den Einspeisepunkten im Osten (Baumgarten) und Westen (Oberkappel, Überackern) Kritik geübt. Dies wurde in den Stellungnahmen damit begründet, dass sich damit eine Kostenverzerrung zulasten der Versorgung des Inlands ergeben würde, und es wurde kritisch hinterfragt, ob dadurch das Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs am österreichischen Gasmarkt erreicht werden könne. Weiters wurden fehlende Informationen und insbesondere Begründungen für die Implementierung eines einheitlichen Einspeisecluster moniert. Ungeachtet dessen wird von der Regulierungsbehörde an der vorgesehenen Bildung eines Einspeisecluster für alle Einspeise-Kopplungspunkte festgehalten; dies wird folgendermaßen begründet:

Rechtskonformität der Vorgehensweise: Die Bildung von Clustern von Ein- oder Ausspeisepunkten ist grundsätzlich eine zulässige Vorgehensweise bei der Anwendung der Referenzpreismethode und führt dazu, dass die Ein- oder Ausspeisepunkte als ein einziger Einspeisepunkt bzw. Ausspeisepunkt betrachtet werden. Gemäß Art. 3 Z 19 NC TAR bezeichnet ein „Cluster von Ein- oder Ausspeisepunkten“ *„eine homogene Gruppe von Punkten oder eine Gruppe von Ein- oder Ausspeisepunkten, die sich nahe beieinander befinden und bei der Anwendung der Referenzpreismethode als ein einziger Einspeisepunkt bzw. Ausspeisepunkt betrachtet werden. Eine „homogene Gruppe von Punkten“ bezeichnet gemäß Art. 3 Z 10 eine Gruppe von Punkten einer der folgenden Arten: Einspeise-Kopplungspunkte, Ausspeise-Kopplungspunkte, inländische Einspeisepunkte, inländische Ausspeisepunkte, Einspeisepunkte aus Speichieranlagen, Ausspeisepunkte in Speichieranlagen, Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen, Ausspeisepunkte in LNG-Anlagen und Einspeisepunkte aus Erzeugungsanlagen.“* Aus diesen Begriffsbestimmungen geht hervor, dass eine Clusterbildung einerseits für eine homogene Gruppe von Punkten und andererseits für eine Gruppe von Ein- oder Ausspeisepunkten, die sich nahe beieinander befinden, erfolgen kann.

Im Konsultationsdokument wurden jedoch zwei Gruppen von homogenen Punkten, nämlich die Einspeisepunkte aus Speicheranlagen und die Einspeise-Kopplungspunkten zu einem Gesamt-Einspeisecluster zusammengefasst. Richtigerweise, wie auch im Bericht der Agentur empfohlen und in Einklang mit dem NC TAR, ist jedoch eine Trennung des Gesamt-Einspeiseclusters in einen Cluster für die homogene Gruppe der Einspeisepunkte aus Speicheranlagen und einen Cluster für die homogene Gruppe der Einspeise-Kopplungspunkte erforderlich. Diese Änderung wurde mit der finalen Entscheidung vorgenommen. Von der grundsätzlichen Möglichkeit zur Clusterbildung für die Einspeise-Kopplungspunkte wird jedoch mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt festgehalten.

Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt: Im Rahmen diverser vorhergegangener Konsultationen wurde sowohl von Versorgern/Händlern als auch Gewerbe-/Industriekunden und deren Verbänden häufig der zu diesem Zeitpunkt noch ausgeprägtere Unterschied zwischen den Netzentgelten für die Einspeisung im Westen und Osten kritisiert. Konkret wurde dabei oftmals kritisch gesehen, dass die Einspeisung aus dem vorgelagerten deutschen Marktgebiet ungeachtet dessen Relevanz als wichtiger Beschaffungs- bzw. Handelsplatz (aufgrund dessen Liquidität und der oftmals vorliegenden Preisabschläge im Vergleich zum österreichischen Marktpreis) mit höheren Netzentgelten versehen wird, als sie bei Einspeisung im Osten anfallen. Nicht zuletzt wurde in diesem Zusammenhang die Anwendung einheitlicher Entgelte eingefordert. Um dem Rechnung zu tragen, erfolgt nun die Bildung eines Einspeiseclusters für alle Einspeise-Kopplungspunkte in voller Konformität mit den rechtlichen Vorgaben.

In den Stellungnahmen herrschte betreffend der Einführung eines Benchmark-Entgelts für Ausspeisungen am Punkt Murfeld keine einheitliche Meinung vor. Die Einführung des Benchmark-Entgelts wurde in manchen Stellungnahmen begrüßt und in anderen Stellungnahmen kritisiert. Im Bericht der Agentur wird dazu festgehalten, dass zwar grundsätzlich jede Anpassung der auf Basis der Referenzpreismethode ermittelten Entgelte die Kostenorientierung bis zu einem gewissen Grad verringert, dass das angewendete Benchmarking mit der konkurrierenden Transportroute zur Erreichung eines wettbewerbsfähiges Entgelt-niveaus jedoch eine zulässige Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 NC TAR ist. Es wird daher an der Einführung eines Benchmark-Entgelts für Ausspeisungen am Punkt Murfeld festgehalten.

Wie bereits oben zu Art. 7 lit. a NC TAR ausgeführt, wird von der unterschiedlichen Behandlung der beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten Abstand genommen. Die E-Control teilt die rechtliche Interpretation der Agentur, wonach die unterschiedliche Behandlung der beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten in der Praxis zur Anwendung von zwei Referenzpreismethoden, je nach Art der Kosten, führt, was nicht mit Art. 6 Abs. 2 und Art. 6 Abs. 3 NC TAR vereinbar ist.

Anforderung an Vermeidung von Quersubventionierung gemäß Art. 7 lit. c NC TAR

Die Agentur stellt fest, dass die konsultierte Referenzpreismethode die Anforderungen gemäß Art. 7 lit. c NC TAR erfüllt und es zu keiner unangemessenen Quersubventionierung kommt, sofern angemessene Begründungen in Bezug auf das Mengenrisiko in der begründeten Entscheidung enthalten sind. In Bezug auf das Mengenrisiko wird auf die Begründungen zu Art. 7 lit. d NC TAR unten hingewiesen.

Ein Instrument zur Bewertung der Quersubventionierung zwischen systeminterner Netznutzung und systemübergreifenden Netznutzung ist die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 NC TAR. Die Ergebnisse für den Vergleichsindex der Kapazitätskostenzuweisung belaufen sich auf ein Niveau von 12,29% und berücksichtigen sowohl die Produkte FZK und DZK als auch alle Anpassungen. Wie von der Agentur empfohlen veröffentlicht E-Control die Informationen über die Bestandteile der Bewertung der Kostenzuweisung und die Einzelheiten dieser Bestandteile gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR.

Behandlung des Mengenrisikos gemäß Art. 7 lit. d NC TAR

In einigen Stellungnahmen wurde die Einführung der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse kritisiert. Dabei wurde vor allem hinterfragt, ob die Entgeltsteigerungsbremse in Bezug auf alle Ein- und Ausspeisepunkte kostenverursachungsgerecht ist. In manchen Stellungnahmen wurde die Entgeltsteigerungsbremse in Verbindung mit der Annahme von steigenden Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber gebracht. Dazu ist anzuführen, dass die Entgeltsteigerungsbremse auch im Fall von sinkenden oder konstanten Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich ist, da es durch die Anwendung der Referenzpreismethode zu hohen Entgeltsteigerungen an einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten kommen kann. In manchen Stellungnahmen wurde auch ein Zusammenhang zwischen der Kapazitätsrisikoprämie aus der Kostenmethode gemäß § 82 GWG 2011 und der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse hergestellt und hinterfragt, ob es dadurch nicht zu einer doppelten Abgeltung des Mengenrisikos komme.

Die Agentur stellt in ihrem Bericht fest, dass die konsultierte Referenzpreismethode die Anforderungen in Bezug auf das Mengenrisiko erfüllt, sofern E-Control eine angemessene Begründung in ihre Entscheidung einbezieht.

Im Jahr 2012 wurde den Netzbetreibern erstmalig ein Mengenrisiko im Zuge der Kostenmethode gemäß § 82 GWG 2011 zugestanden. Dabei wurden die Risiken von zurückgehenden Mengen abgeschätzt. Nicht berücksichtigt wurde jedoch das Risiko, dass Kunden von Netzbetreibern aufgrund von großen Tarifsteigerungen (die in den langfristigen Verträgen nicht vorgesehen waren) Verträge vorzeitig kündigen. So würden zB die Entgelte an den Ausspeisepunkten Baumgarten und Mosonmagyaróvár ohne Anwendung der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse um ca. 50% steigen. Daher ist die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse keine Reduktion des ursprünglichen Risikos, sondern eine Begrenzung des Risikos, das durch die neue Tarifierung entsprechend den Vorgaben des NC TAR den Netzbetreibern entsteht.

Die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse erlaubt es darüber hinaus, das Erfordernis von Art. 17 Abs. 1 lit. c NC TAR zu erfüllen, welches lautet: *„erhebliche Unterschiede in der Höhe der Fernleitungsentgelte für zwei aufeinanderfolgende Entgeltperioden werden so weit wie möglich vermieden.“* Übermäßige Abweichungen vom derzeitigen Entgeltniveau können zu nicht mehr wettbewerbsfähigen Entgelten führen und die Erwartungen der Netzbenutzer an eine stabile Entgeltentwicklung untergraben. Die Entgelte für die nächste Entgeltperiode werden durch die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse nicht über die Inflation hinaus von den bestehenden Entgelten abweichen. Dadurch wird ein gleichwertiges Wettbewerbsniveau gehalten. Dies entspricht dem Art. 6 Abs. 4. lit. a NC TAR, der erlaubt, dass *„[...] Referenzpreise an einem bestimmten Ein- oder Ausspeisepunkt so angepasst werden, dass die sich ergebenden Preise eine wettbewerbsfähige Höhe erreichen;“*

Die Bewertung des Mengenrisikos wurde auf der Grundlage durchgeführt, dass langfristige Kapazitätsverträge nicht im selben Ausmaß weiter verlängert werden, und zwar weder in der Höhe der Buchung noch in der Laufzeit. In der Realität zeigt sich eine kontinuierliche Annäherung von Buchung und Nutzung. Gleichzeitig soll aber dennoch über den Zeitverlauf eine Stabilität in der Entgelthöhe gewahrt bleiben und stark schwankende Entgelte vermieden werden. Angesichts der speziellen Marktconstellation Österreichs als Transitland, d.h. 4/5 der Nachfrage liegen außerhalb der Landesgrenzen, steht Österreich hinsichtlich möglicher Transportrouten in die Zielländer im Wettbewerb mit anderen Transportrouten. Stabile Entgelte sind daher für die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Gasinfrastruktur von großer Bedeutung.

Um langfristig eine starke Erhöhung der Entgelte sowohl für den Transit als auch für den Inlandtransport aufgrund niedrigerer Buchungen in der Zukunft zu vermeiden, werden die minimalen Mengenbuchungen für die Entgeltermittlung auf dem Niveau von 2012 konstant gehalten. Im Gegenzug dafür sieht die Kostenmethode eine Risikoprämie vor.

Die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse ermöglicht eine stabile und schrittweise Entwicklung des Ein-/Ausspeisesplits in Richtung des von der Referenzpreismethode vorgesehenen Ziels. Ohne diese Maßnahme würden die Entgelte am Einspeisepunkt stetig zugunsten der Ausspeisetarife steigen. Eine solche unerwartete Änderung des Entgeltniveaus entspricht nicht Art. 17 Abs. 1 lit. c NC TAR. Es ist davon auszugehen, dass in diesem Fall langfristige Verträge gekündigt würden, sodass ein reduziertes Niveau der Kapazitätsbuchungen gelten würde. Dies würde zu einer zusätzlichen Erhöhung des Einspeisetarifs führen. Die beiden Effekte würden zu einer Erhöhung der Kosten für den Inlandtransport führen, während die Gesamtkosten des Transits sinken würden.

Art. 7 lit. d NC TAR fordert, dass das Mengenrisiko nicht von den Endkunden des Ein- und Ausspeisesystems zu tragen ist. Wie im Konsultationspapier erwähnt, halten die Allgemeinen Geschäftsbedingungen deutscher Fernleitungsnetzbetreiber, die einem ähnlichen Rechtsrahmen unterliegen, eine jährliche Entgelterhöhung entsprechend dem Verbraucherpreisindex (VPI) für akzeptabel. Für die dritte Regulierungsperiode ist der österreichische VPI für die Jahre 2017 bis 2020 relevant. Mitte Oktober 2019 hatte die Statistik Austria die Zahlen für 2017 veröffentlicht (2,1%) 2018 (2,0%). Zusammen mit den entsprechenden Prognosen für den VPI für 2019 und 2020 (von der Österreichischen Nationalbank [OeNB], Internationaler Währungsfonds [IWF], Institut für Höhere Studien [IHS], Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung [WIFO], Österreichisches Finanzministerium) ergibt dies für die dritte Periode 7,5 bis 8%. Unter Berücksichtigung dieser Zahlen und, dass damit die tatsächlichen Entgelte bald auf der Ebene der Referenzpreismethode konvergieren können, sind die Entgelterhöhungen auf 10% begrenzt. Die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse impliziert Verschiebungen von nur ca. 3,4% der Kosten von den Einspeise- zu den Ausspeisepunkten im Rahmen eines Trends sinkender Ausspeiseentgelte im Vergleich zur aktuellen Entgeltperiode.

Aus dieser Analyse wird der Schluss gezogen, dass die 10%-ige Entgeltsteigerungsbremse eine geeignete Maßnahme ist, um die Anforderungen von Art. 7 lit. d NC TAR zu erfüllen und keine gleichwertigen Alternativen zu der gewählten Vorgehensweise bestehen. An der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse wird somit festgehalten.

Anforderungen an grenzüberschreitenden Handel gemäß Art. 7 lit. e NC TAR

Die Agentur konnte die Übereinstimmung der konsultierten Referenzpreismethode mit den Anforderungen für den grenzüberschreitenden Handel nicht beurteilen, da im Konsultationsdokument keine diesbezüglichen Informationen enthalten waren, während diese Informationen für ein Transitland wie Österreich wichtig sind.

Obwohl die Bewertung im Konsultationsdokument nicht enthalten war, überwacht die E-Control die allgemeine Buchungssituation an den Grenzkopplungspunkten anhand der monatlichen Berichte, die die Fernleitungsnetzbetreiber erstellen. Die Änderungen der Routen für die Lieferung von russischem Gas nach Europa hatten keine größeren Auswirkungen auf das österreichische Gassystem, in dem der Punkt Baumgarten unverändert als zentraler Einspeisepunkt bestehen bleibt. Die E-Control beobachtet jedoch die Entwicklung neuer Transportrouten, die die Liquidität am Großhandelsmarkt erhöhen und die Großhandelspreise für Gas in Österreich senken könnten.