



EFET Deutschland
Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 78 24
Fax: +49 30 2655 78 25
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 9
Tulpenfeld 4
53113 Bonn**

Per E-Mail an: thomas.scholtyssek@bnetza.de

26.02.2021

**Stellungnahme von EFET Deutschland zum Festlegungsentwurf MARGIT 2022
(Aktenzeichen BK9-20/612)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit, zu dem eingeleiteten Verfahren „MARGIT 2022“ hinsichtlich der Vorgaben, über die im Netzkodex für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) vorgegebene und für die Entgeltbildung der Fernleitungsnetzbetreiber relevanten Berechnungsfaktoren zu bestimmen sind, Stellung nehmen zu können.

Der Multiplikator für untertägige Kapazitäten ist zu hoch

Wie wir bereits in unsere Stellungnahme zum Verfahren „MARGIT 2021“¹ ausgeführt haben, konterkariert der Multiplikator von „2“ signifikant die Entwicklung und Kopplung liberalisierter Energiemärkte hin zu mehr Flexibilität und Kurzfristigkeit, sowohl im Gas- als auch im Stromsektor. Der hohe Faktor belastet die kurzfristigen Flexibilitätsquellen im Strom- und Gasmarkt übermäßig, wodurch diese weniger genutzt werden. Je höher der Multiplikator ist, desto größer muss der erforderliche Preisunterschied zwischen den Hubs sein, um einen grenzüberschreitenden Transport anzureizen. Nur Händler, die langfristige Kapazitätsbuchungen getätigt haben, sind davon nicht betroffen. Dadurch tragen relativ hohe Multiplikatoren für kurzfristige Kapazitätsprodukte zur Spreizung der Preise zwischen den Preiszonen bei. In Summe kann die Belastung durch hohe Multiplikatoren zu weniger Transportbuchungen, einer geringeren Auslastung und verminderten Einnahmen bei den Fernleitungsnetzbetreibern führen als mit niedrigeren Multiplikatoren der Fall wäre. Dies war auch Ergebnis eines seit Januar 2020 laufenden Pilotprojekts zur Vergabe von kurzfristigen (DA/WD) ungenutzten

¹ EFET D-Stellungnahme zu [MARGIT 2021](#) vom 19.08.2020

grenzüberschreitenden Transportkapazitäten an der deutsch-österreichischen Grenze über den impliziten Transportkapazitätshandel². Darüber hinaus hemmen höhere Multiplikatoren für untertägige Kapazitäten die Liquidität der Strom- und Gasmärkte, wie bereits in unserer Stellungnahme³ an ACER bezüglich der Multiplikatoren für untertägige und Day-Ahead-Kapazitätsbuchungen ausgeführt.

Der Aussage in Rz. 28, dass sich Multiplikatoren nicht auf grenzüberschreitende Flüsse auswirken würden, widersprechen wir. Auch die Einschätzung, dass damit, wie in Rz. 19 des Konsultationsdokumentes ausgeführt, der kurzfristige Handel gefördert würde, teilen wir nicht. Die in der Begründung genannten Beobachtungen, dass seit 2016 die Menge an Tagesbuchungen nicht nennenswert abgenommen hätte, bezieht sich wahrscheinlich nur auf Day-Ahead-Buchungen. Mit der Einführung der Möglichkeit der untertägigen Buchung wäre ein Anstieg kurzfristiger Buchungen zu erwarten gewesen. Es stellt sich daher die Frage, ob dieser durch die Multiplikatoren, insbesondere für untertägige Buchungen, gehemmt wurde und wird. Relevanter wäre zu beobachten, wie sich die Spreads zwischen den deutschen und den benachbarten Hubs und die Vielfalt der Akteure an den Grenzübergangspunkten entwickelt haben.

Des Weiteren können wir auch die Argumentation bezüglich einer Verschärfung der Leerstandskosten aufgrund der Möglichkeit der Buchung untertägiger Kapazitäten nicht nachvollziehen. Während in der Vergangenheit der Trend zu kurzfristigeren Buchungen von Jahres- zu Day-Ahead-Buchungen in der Tat zu weniger Erlösen bei den Fernleitungsnetzbetreibern führte, gilt dies jedoch nicht für untertägige Kapazitäten. Aufgrund der europarechtlich vorgegebenen Tagesbilanzierung mit der Folge fehlender Preisdifferenzierung in Bezug auf einzelne Stunden gibt es keine Umstände am Vortag, die darauf schließen ließen, dass eine untertägige Buchung für lediglich einen Teil des Gastages vorteilhafter wäre als die Buchung des gesamten Tages. Oder anders ausgedrückt, wenn aus den Marktpreisen und dem konkreten Portfolio eines Händlers am Vortag die Buchung der letzten Stunde des Gastages attraktiv ist, so gilt dies auch für sämtliche andere Stunden des Gastages. Diesem Gedanken folgend ist eine Buchungsverschiebung von Day-Ahead auf Within-Day ökonomisch nicht sinnvoll. Dagegen können untertägig neue Informationen (z.B. RLM-Prognoseaktualisierung auf Basis stündlicher Messwerte) oder ein neuer Bedarf der Marktgebietsverantwortlichen am Regelenergiemarkt eine Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitätsbuchungen für den restlichen Tag generieren. Die daraus entstehenden zusätzlichen Buchungen bedeuten somit zusätzliche Erlöse für den Fernleitungsnetzbetreiber und verringern damit die Leerstandskosten. In diesem Zusammenhang sei auch darauf hingewiesen, dass die für eine untertägige Buchung anfallenden Kosten unabhängig von der Anzahl der gebuchten Stunde anfällt. Dies ist deswegen der Fall, da der Markt nicht in Leistung, sondern in Arbeit denkt und daher mit einer untertägigen Buchung noch eine bestimmte Menge in MWh bis zum Ende des Gastages transportieren möchte bzw. für den Ausgleich seiner Bilanzkreise sogar muss. Daher spielt es in Bezug auf die Transportkosten keine Rolle, ob die Menge z.B. über die letzten 12h oder aber über die letzten 6 Stunden, dann aber mit der doppelten Leistung, transportiert wird.

Auch der Bericht nach § 11 Abs. 3 GasNZV zu den Folgen der Einführung untertägiger Kapazitäten vom 14.11.2019 bestätigt, dass die Einführung untertägiger Buchungsmöglichkeiten keine Auswirkungen auf das Ausgleichs- und Regelenergiesystem und/oder die Höhe der spezifischen Fernleitungsentgelte entfaltet. Eine aktuelle Auswertung

² Nähere Informationen zum Pilotprojekt:

<https://platform.aqgm.at/mqm/news/view.do?id=A8523B6F93C8DDC9B24B56C03D221EAC>

³ [Stellungnahme von EFET](#) vom 11.12.2020 an ACER zur „Public consultation on day-ahead and within-day multipliers based on article 13(3) of the network code on harmonized transmission tariff structures for gas“ (am 15.01.2021 per E-Mail an die BNetzA übermittelt)

und Analyse wäre hier als weitere Entscheidungsgrundlage für die Beschlusskammer mit Sicherheit hilfreich und wir würden eine solche begrüßen.

Im Übrigen ist bereits in der Festlegung zum NC TAR (EU) 2017/460 Artikel 13 zur Höhe der Multiplikatoren und saisonalen Faktoren hinterlegt, den Multiplikator für untertägige Kapazitäten ab 1. April 2023 auf maximal 1,5 zu begrenzen, wenn Aspekte, vergleichbar dem Bericht nach § 11 Abs. 3 GasNZV, dem nicht entgegenstehen. Acer hat hierzu bereits eine Konsultation durchgeführt, an der EFET ebenfalls teilgenommen hat und eine solche Reduktion befürwortet hat⁴.

Der deutsche Gasmarkt steht im Wettbewerb zu den angrenzenden Gasmärkten in Europa. Daher sollte auch bei der Ausgestaltung der Tarife berücksichtigt werden, dass der Wettbewerb auf der Commodity-Seite stattfindet und bei dem Zugang der Infrastruktur vergleichbare Bedingungen gelten. Sowohl in Belgien als auch in den Niederlanden z.B. besteht diese Unterscheidung zwischen Day-Ahead und Within-Day-Kapazität nicht. Eine so starke Differenzierung zwischen Day-Ahead und Within-Day benachteiligt den deutschen Gasmarkt gegenüber seinen Nachbarmärkten, flexibel auf kurzfristige Änderungen marktgerecht reagieren zu können.

Wir schlagen daher vor, den Multiplikator für untertägige Kapazitäten auf 1,5 herunterzusetzen und diesen Schritt auch in der BEATE-Festlegung für die nicht von MARGIT umfassten, buchbaren Punkte zu spiegeln.

Multiplikatoren sollten bei der Sekundärvermarktung von Transportkapazitäten nicht Anwendung finden

Auch für die Sekundärvermarktung von Kapazitäten ist gemäß Rz. 19 vorgesehen, dass das vermarktete Produkt als Neuprodukt klassifiziert wird und dementsprechend Multiplikatoren anzuwenden sind. In Rz. 23 wird als Begründung aufgeführt, dass durch strukturierte Buchungen Leerstandskosten entstehen können und die Kosten nach dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit zu tragen sind. Dies trifft aber nicht für die Sekundärvermarktung von Kapazitäten in Form der Kapazitätsübertragung zu, da unterjährige Kapazitäten mit der neuen KoV12 Anlage 1 §19 Ziff.3 nur für das jeweilige nächste Kalenderjahr übertragen werden dürfen, sobald die Entgelte gemäß KoV12 Anlage 1 §25 veröffentlicht sind. Durch die Wahl dieses Mechanismus entstehen keine Leerstandskosten. Vielmehr werden durch die Übertragung und damit verbundene Anwendung der Multiplikatoren für den Netzbetreiber Mehrerlöse generiert, was nicht sachgerecht ist. Deshalb fordern wir, dass im Falle der Übertragung von unterjährigen Kapazitäten der Multiplikator weitervererbt wird. Der Netzbetreiber hat dadurch gleichbleibende Erlöse.

Regelungen bezüglich LNG sollten zeitnah bestimmt werden

Die Beschlusskammer schlägt vor, ihr Ermessen bezüglich eines Abschlags für Einspeisepunkte aus LNG-Anlagen dahingehend auszuüben, einen solche Abschlag in dieser Festlegung nicht zu verankern. Stattdessen wird auf einen Marktdialog zu einem späteren Zeitpunkt verwiesen. Wir würden solch einen Marktdialog begrüßen und regen an, diesen jetzt zu starten und dessen Ergebnis so bald wie möglich in MARGIT zu verankern, da die Stabilität und Vorhersehbarkeit des regulatorischen Rahmens aus der Perspektive der Marktteilnehmer wichtig sind. Darin sollte auch erörtert werden, ob und wie die Beschlusskammer zu diesem und anderen Aspekten von MARGIT einen Ausblick über das folgende Jahr hinausgeben kann. Obwohl in der Tat nicht abzusehen ist, dass noch in 2022 LNG-

⁴ [Stellungnahme von EFET](#) vom 11.12.2020 an ACER zur „Public consultation on day-ahead and within-day multipliers based on article 13(3) of the network code on harmonized transmission tariff structures for gas“ (am 15.01.2021 per E-Mail an die Bundesnetzagentur übermittelt).

Gas importiert werden wird, könnte sich der schon heute absehbare regulatorische Rahmen auf die jetzt zu treffenden Investitionsentscheidungen für die darauffolgende Jahre auswirken. Aus Sicht von EFET Deutschland ist es wichtig, dass ein fairer Wettbewerb auf der Commodity-Seite sichergestellt wird und es zu keinen Wettbewerbsverzerrungen über den Zugang von Gasinfrastrukturen kommt.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org