

Energie-Control Austria

Wien, 31. März 2017

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

Per E-Mail: marktregeln@e-control.at

Stellungnahme zur Selbstevaluierung der AGTM Metrics Marktgebiet Ost und Analyse von Marktintegrationsvarianten

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir dürfen uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme in dieser Angelegenheit bedanken und übermitteln unsere Ausführungen dazu im Anhang.

Der am Virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost stattfindende Gashandel (Bilateral- als auch Börsehandel) hat wesentlich zur Schaffung eines **etablierten und liquiden Hubs** von europäischem Format in Österreich beigetragen. Am CEGH-VHP wird Gas von einer Vielzahl von nationalen und internationalen Unternehmen (190 Teilnehmer, 97 Bilanzgruppen) gehandelt.

In diesem Zusammenhang möchten wir hervorheben, dass sich der Großhandelsmarkt am CEGH-VHP in den letzten Jahren **kontinuierlich positiv entwickelt** hat. Durch die seit Ende 2016 bestehende PEGAS Kooperation konnten die Rahmenbedingungen für den börslichen Gashandel noch attraktiver gestaltet werden. Durch neue **Produkte und Handelsstrukturen** (Spread Trading, etc.) ist eine andauernde Steigerung der Börsehandelsvolumina zu verzeichnen. CEGH hat sich als Benchmark Hub für die Region in (Süd) - Ost Europa entwickelt. Dies unterstützt die weitere Liberalisierung und den Wettbewerb auch in dieser Region.

Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse der AGTM Selbstevaluierung und die untersuchten Integrationsvarianten jedenfalls auf ihre **Vereinbarkeit mit den tatsächlichen dynamischen**

regionalen Gegebenheiten sowie auf eine tragfähige und für das österreichische Marktgebiet und Endkunden im Ergebnis **positive Kosten- / Nutzen Analyse** zu prüfen (siehe Stellungnahme im Anhang).

Wir regen daher an, die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens und allfällige weitere Schritte mit den **betroffenen Marktteilnehmern, Systemoperatoren** und sonstigen Stakeholdern zu erörtern, um gemeinsam ein für den **österreichischen Handelsplatz** und das österreichische Gasmarktmodell **tragfähiges Zielbild** und allfällige dazu passende **Marktintegrationsprojekte** entwickeln zu können.

Insbesondere sind dabei die regionalen Besonderheiten Österreichs als **Hub-, Speicher- und Transitland** und die wichtige Rolle des Hubs als Gasdrehscheibe für den österreichischen sowie für den **zentral-, süd- und osteuropäischen Raum** zu berücksichtigen.

Wir regen daher auch an, dass in einem **nächsten Schritt** geprüft wird, inwieweit eine Kooperation (z.B. Trading Region) mit Slowenien (erweiterbar auf Kroatien) möglich ist. Dies könnte in Form eines **Pilotprojektes** erfolgen, wobei zunächst ein **Trading Region** Ansatz mit nicht weitergehender Integrationstiefe gewählt werden könnte, um dadurch praktische Erfahrungen sammeln zu können.

Gerne stehen wir Ihnen jederzeit zur weiteren inhaltlichen Diskussion oder zur Abklärung einzelner Punkte unserer Stellungnahme zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Gottfried Steiner
Chief Executive Officer

Frederick Bernthaler
Head of Legal

Anhang 1: Stellungnahme / Fragediskussion

Anhang 1:

Stellungnahme der Central European Gas Hub AG
Selbstevaluierung der AGTM Metrics Marktgebiet Ost und
Analyse von Marktintegrationsvarianten

1. Allgemeines

Central European Gas Hub AG (CEGH) ist Betreiber des Virtuellen Handelspunktes für das Marktgebiet Ost und Kooperationspartner von Powernext (PWX). Am CEGH-VHP wurden im Jahr 2016 in Summe 533 TWh Erdgas nominiert. Im Verhältnis zum Inlandsverbrauch von 93 TWh unterstreicht dies die überregionale Bedeutung des österreichischen Gashubs als Drehscheibe für Zentral- und Südosteuropa. CEGH hat bereits im Jahr 2014 im Rahmen der Kooperation mit der tschechischen Power Exchange Central Europe A.S. (PXE) einen ersten Schritt zur grenzüberschreitenden Erweiterung des börslichen Gashandels im Spot- und Futures Markt unternommen.

Die PEGAS Plattform, welche seit Ende 2016 nunmehr auch Produkte mit Lieferung CEGH-VHP anbietet, ist die führende Plattform im Gasspothandel in Europa. Es werden Produkte mit Lieferung an folgenden Hubs angeboten: CEGH-VHP, ETF, Gaspool, NCG, NBP, PEG NORD, PSV, TRS, TTF, ZEE und ZRP.

Zwischen oben genannten Hubs können sowohl auf dem Spot als auch auf dem Terminmarkt Spread-Produkte gehandelt werden. Die damit bestehende Verbindung von Marktgebieten über Spread-Produkte und andere Handelsmechanismen ist ein zentrales Element für ein grenzüberschreitendes Zusammenwachsen von Märkten. Zusätzlich werden länderübergreifende Synergien (Crossmargining) durch das zentrale Clearing von allen Produkten über die European Commodity Clearing AG (ECC) geschaffen.

Ziel der PEGAS CEGH Kooperation ist es, mit der weiteren Entwicklung von Gasmärkten und der Hebung dieser Märkte auf eine Börse-Plattform zur Integration des europäischen Gasbinnenmarktes auch in Zukunft beizutragen.

2. ACER Gas Target Modell II & Market Metrics

Grundlage für die Konsultation sind die unverbindlichen und vom überarbeiteten ACER Gas Target Model (AGTM) vorgegebenen Parameter zur Beurteilung und Bewertung der nationalen Gasmärkte und die daran anknüpfende Selbstevaluierung durch die Energie-Control Austria.

Die angewandten Messgrößen (Metrics) des AGTM beziehen sich dabei auf zwei Aspekte: 1. Marktgesundheit und 2. Kundenbedürfnisse. Die Messgröße der Marktgesundheit erfasst Fragen des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit, die Messgröße der Kundenbedürfnisse jene der Liquidität des Handels im Marktgebiet.

Im Hinblick auf die vom AGTM vorgegeben Metrics ist festzustellen, dass diese im Rahmen einer Konsultation mit beschränkter Teilnehmerzahl entwickelt wurden. Da es keine allgemein gültige und anerkannte Definition von relevanten Parametern zur Beurteilung von liquiden und gut funktionierenden Gasmärkten gibt, wurde im Prozess der Überarbeitung des AGTM die zwei größten und am weitesten entwickelten Gashubs, der TTF und der NBP, als Benchmark herangezogen.

Die dadurch ermittelten Metrics sind daher aus unserer Sicht nicht vorbehaltlos geeignet, um als relevante Messgrößen auf andere regionale europäische Marktgebiete wie das österreichische Marktgebiet Ost angewendet zu werden. Auf Grund ihrer geographischen Lage sowie der bisherigen historischen Entwicklung sind NBP und TTF nicht direkt mit anderen Handelspunkten in Europa vergleichbar. Dies ergibt sich schon alleine aus der Zahl der verfügbaren Gas-Supply Quellen sowie des bereits seit längerer Zeit etablierten und auf diese Plätze konzentrierten Terminhandels. Eine Duplizierung der an diesen beiden Hubs vorherrschenden Verhältnisse ist sowohl markt- als auch teilnehmerseitig durch Marktdesign (z.B. Market Merger, Satellitenmarkt) nicht möglich.

Die Annahme, dass es durch „kleinere“ bzw. „weniger liquide“ Gasmärkte zwangsläufig zu Defiziten bzw. Nachteilen für Verbraucher kommt, greift insofern zu kurz, als es einer Detailprüfung bedarf, welche Rahmenbedingungen gegeben sind und wie relevante

Anforderungen von Marktteilnehmern bestmöglich (allenfalls alternativ) erfüllt werden können. Eine zentrale Hypothese des AGTM ist, dass es eines liquiden lokalen Terminmarktes für Hedging benötigt, um durch das Hedging an geographisch weiter entfernten Hubs keine Zusatzkosten zu erzeugen. Aus unserer Sicht ist es allerdings nicht gesichert, dass durch Marktdesign-Maßnahmen tatsächlich mehrere solcher Benchmark Hubs in Europa entstehen können. Dies hätte nämlich automatisch eine Aufsplitterung der am TTF vorhandenen Liquidität zur Folge, was wiederum negative Auswirkung auf die Möglichkeit zum Hedging auf diesem Punkt haben könnte.

Wir würden uns freuen, den CEGH, der bereits jetzt als regionaler Benchmark Hub anerkannt ist, zu einem noch liquideren Forward Markt weiterzuentwickeln. Wir müssen aber angesichts der Entwicklungen in anderen großen Marktgebieten, wie etwa an den beiden Gebieten in Deutschland – NCG und Gaspool – ersichtlich, anerkennen, dass sich die Liquidität im längerfristigen Forwardbereich ausschließlich auf den TTF konzentriert, dass die Marktteilnehmer damit sehr gut zurechtkommen und an keiner Aufsplitterung dieser Liquidität interessiert sind.

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass das Bestehen eines mit dem TTF vergleichbaren Terminmarkts in Österreich kein „Muss“ ist, wenn Marktteilnehmer die Möglichkeiten haben, den TTF für Hedgingzwecke anzusteuern. Die Möglichkeit des Handels von Spread-Produkten zwischen TTF und dem CEGH-VHP besteht seit Implementierung der PEGAS Kooperation mit CEGH. Auf Grund des Umstandes, dass Hedging umso effektiver erfolgen kann, je stärker die Preiskorrelation zwischen 2 Hubs ist, verweisen wir auf die Studie¹ aus welcher hervorgeht, dass sich die relevante Preiskorrelation über die letzten 5 Jahre positiv angenähert hat. Eine verbleibende Preisdifferenz zwischen Hub Preisen in Europa kann aber verschiedene Ursachen haben, deren Ursprung nicht alleine auf Marktgröße, Marktdesign und zurückzuführen ist (z.B. Supply Situation(!), Wetter, Entry- Exit Tarife, Wartungsarbeiten etc.).

¹ Studies on Hub Prices by the Oxford Institute for Energy Studies, NG 91, 104

3. Ergebnisse der Selbstevaluierung

3.1 Market Health Metrics

	Anzahl der Bezugsquellen		Herfindahl-Hirschman Index		Residual Supply Index	
	absolut	Erfüllungsgrad	absolut	Erfüllungsgrad	absolut	Erfüllungsgrad
Schwellenwerte	≥ 3		≤ 2.000		≥ 110%	
AGTM 2013	3	100%	7.500	27%	143%	100%
2014	3	100%	5.399	37%	221%	100%
2015	3	100%	5.495	36%	202%	100%

Die Analyse der Market Health Metrics hinsichtlich der Anzahl der verfügbaren Bezugsquellen und des Residual Supply Index zeigt, dass der österreichische Markt die notwendigen Anforderungen des AGTM erreicht. Lediglich der vorgegebene Herfindahl-Hirschmann Index (HHI), der die Diversität der Gasimporte misst, wird nicht erreicht. Allerdings ist die Berechnung des HHI nur für ein Marktgebiet (i.e. Marktgebiet Ost) ohne Berücksichtigung der Nachbarmärkte nicht zielführend, weil die Versorgungssicherheit nicht national isoliert betrachtet werden kann.

Derselbe Ansatz wird auch auf EU Ebene verfolgt (i.e. Proposal der EU SoS Verordnung), wobei einzelne Länder nach ihren tatsächlichen Bezugsquellen in mehrere „Gas Supply Risk Groups“ eingeordnet werden. Entsprechend den potentiellen Bezugsquellen ist Österreich, wie auch andere Staaten, daher in diesen Risk Groups mehrfach vertreten. Daraus ergibt sich, dass die Berechnung des HHI nur für eine gesamte Risk Group(s) sinnvoll ist und nicht für einzelne Mitgliedsstaaten. Ein potentiell größeres Marktgebiet würde zwar rechnerisch den HHI steigern, allerdings faktisch nicht die Versorgungssicherheit eines einzelnen Staates zwangsläufig verbessern.

3.2 Market Participants Needs Metrics

Die Market Participants' Needs Metrics des AGTM messen die Verfügbarkeit von Produkten und die allgemeine Liquidität des Großhandelsmarktes. Auf Grund von in der Evaluierung nicht mehr erfassten Entwicklungen im österreichischen Marktgebiet Ost ab Q2/2016, sind bereits erfolgte Verbesserungen noch nicht in die Selbstevaluierung eingeflossen:

- Stärkstes Wachstum des österreichischen Gasmarktes im Jahr 2016 im europäischen Vergleich zu 2015 (+ 56%);
- Implementierung der Börsekooperation zwischen CEGH und PEGAS Ende 2016, wodurch eine wesentliche Steigerung der börslichen Handelsvolumina erreicht wurde;
- Verfügbarkeit eines attraktiven und größeren Produktangebotes (z.B. Spread Produkte) und dadurch erfolgte europaweite Verknüpfung von Hubs / Lieferpunkten.

Unter Berücksichtigung der dargestellten Entwicklungen ist daher aus unserer Sicht die Erfüllung der Anforderungen im Spotmarkt zu erwarten.

Für den Terminmarkt wäre allerdings auch bei Berücksichtigung der oben genannten Entwicklungen eine Zielerreichung im Rahmen der AGTM Kriterien derzeit nicht möglich. Daran würde auch eine Marktintegration nichts ändern, da sich derzeit die Hedgingaktivitäten von Marktteilnehmern und Finanzinstitution aus der gesamten EU und von Marktteilnehmern anderer Kontinente auf den TTF konzentrieren. Die bereits durchgeführte Selbstevaluierung der Bundesnetzagentur zeigt für den Terminmarkt in Deutschland und potentielle Integrationsvarianten der deutschen Marktgebiete ein ähnliches Bild.

3.3 CEGH als Benchmark Hub für CEE

Die Entwicklung eines weiteren Forward Benchmark Hubs für Zentral- und (Süd-)Osteuropa ist grundsätzlich vorstellbar, wobei die Entfernung des CEGH-VHP zum TTF und die Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten (Gas Supply, Transport Routen, Entwicklungsstand der Märkte, etc.) eine wesentliche Grundlage für eine mögliche zukünftige Entwicklung eines eigenen Referenzmarktes sind. Das dafür notwendige starke Wachstum des Terminmarktes benötigt neben den bereits vorhandenen institutionellen Anforderungen (Marktteilnehmer, Produkte, Market Maker, Standard-Regelwerk etc.) auch die überregionale Nutzung des Hubs für Handels- und Portfolioaktivitäten für die CEE Region. Durch eine solche Entwicklung würde in einem graduellen Prozess die Verwendung des Terminmarktes als lokaler Referenzpreis- und Hedgingmarkt in Gang gebracht werden. Die am CEGH-VHP vorhandene Spotmarkt Liquidität und die damit einhergehende Volatilität des Spotmarktes (Wetter, Angebot- / Nachfrage etc.) indiziert aus unserer Sicht den Bedarf für Hedging, welches derzeit durch Spreadhandel und zukünftig möglicherweise über den direkten Handel von Terminkontrakten mit Lieferpunkt CEGH-VHP abgebildet werden könnte. Eine Integration von Marktgebieten ist (wie am Beispiel TTF ersichtlich) dafür nicht notwendige Voraussetzung.

Vielmehr ist es wichtig, dass stabile Rahmenbedingungen für den Gashandel sichergestellt sind und nationale und internationale Gashändler ihre Tätigkeiten auf einen Hub fokussieren.

4. Bewertungsindikatoren

Zu den in der Studie untersuchten Marktgebietsintegrationsvarianten sind folgende generelle Anmerkungen zu den verwendeten **quantitativen Indikatoren** für die vergleichbare Bewertung der strukturellen Eigenschaften zu machen:

Importrouten-Diversifikations-Index: Wie unter Punkt 3 ausgeführt, führt eine Marktgebietsintegration nicht zwangsläufig zu einer Verbesserung der Security of Supply Situation in einem Marktgebiet. Insbesondere in großen (zusammengefassten) Marktgebieten ist aus operativer Sicht zu hinterfragen, ob und in welchem Ausmaß z.B. LNG oder andere punktuelle Einspeisemöglichkeiten im Krisenfall in einer geografisch entfernten Lokation (z.B. über Reverse Flow Kapazitäten) tatsächlich in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen und damit eine rechnerisch ermittelte Diversifikation auch praktischen Nutzen stiften würde.

Bedarfs- und Leistungsdeckung Speicher: Aus österreichischer Sicht ist eine volle Marktintegration mit größeren Marktgebieten wie z.B. Italien im Hinblick auf die zur Verfügung stehende Speicherkapazität zur Kompensation von Lieferausfällen bzw. -einschränkungen eine Maßnahme, welche die kurz und mittelfristige Versorgungssicherheit des Inlandes tatsächlich verringern würde. In Österreich stehen derzeit ca. 8 bcm an Speichervolumen zur Verfügung (wobei teilweise Speicher an das NCG Gebiet angeschlossen ist). Da die Speicherkapazität im Regelfall von einer Vielzahl an nationalen und internationalen Unternehmen kontrahiert ist, steht Speichergas nicht direkt dem Marktgebiet zur Verfügung, sondern trägt über die Einspeicherungen von in Österreich tätigen Versorgern und Händlern, die Anbindung des Speichers im Verteilernetz und durch allfällige SOS Maßnahmen zu einer höheren Versorgungssicherheit des Inlandes bei. Sollten die österreichischen Speicher in einem „größeren“ Marktgebiet angesiedelt sein, ist deren Nutzen für das Inland nicht mehr in gleichem Ausmaß gewährleistet.

5. Marktintegrationsvarianten

Die Ergebnisse der Studie zeigen je nach Integrationsvariante unterschiedliche Nutzenpotentiale. Diese bestehen im Westlichen aus folgenden Blöcken: Großhandelseffizienz, Reduktion von Spreads und Vertriebseffizienz.

Großhandelseffizienz: Um den zu erzielenden Vorteil aus einer gesteigerten Großhandelseffizienz bewerten zu können, ist es aus unserer Sicht essentiell, zu determinieren, wo und bei welchen Marktteilnehmern ein konkreter Nutzen auftreten würde. Bei einer Marktgebietsintegration und der damit verbundenen Konzentration von sämtlichen Marktteilnehmern und Handelsvolumen auf einem virtuellen Punkt kommt es zur Einstellung eines (volumens- und preisgewichteten) Durchschnittspreises. Von diesem Vorgang würden aber die Marktteilnehmer in dem vormaligen Niedrigpreismarkt nicht profitieren, sondern müssten vielmehr einen Aufschlag bezahlen. Daher erscheint die Zusammenführung des österreichischen Marktgebiets mit einem wesentlich größeren Marktgebiet (z.B. Italien), welches traditionell ein höheres Preisniveau aufweist, nicht sinnvoll und würde zu einer Verteuerung des Gaspreises für österreichische Kunden führen. Dieser Effekt kann (siehe nachfolgend) auch nicht durch mögliche andere Effizienzgewinne kompensiert werden.

Vertriebseffizienz: Die angenommene Steigerung der Vertriebseffizienz durch Wettbewerb in einem zusammengelegten Marktgebiet (unter Zugrundelegung eines Durchschnittspreises) wird sich aus unserer Sicht nicht ohne weiteres einstellen. Des Weiteren wäre zu berücksichtigen, dass Unternehmen (Händler und Endkundenversorger) nur dann im gesamten Marktgebiet aktiv sind, wenn Sie ihre gesamte Vertriebstätigkeit ausweiten, was mit zusätzlichem Risiko sowie Kosten und Aufwand verbunden ist. Daher ist ein substantieller Effizienzgewinn auf bereits liberalisierten Märkten nicht ohne weiteres anzunehmen, da in jedem Marktgebiet bereits ein Endkundenwettbewerb stattfindet.

Auswirkungen von Integrationsprojekten: Um die Auswirkungen von möglichen zukünftigen Integrationsprojekten auf das österreichische Marktgebiet bewerten zu können, wäre unter Zugrundelegung von revidierten Parametern zur Diskussion und Entscheidungsgrundlage eine realistische Bandbreite von möglichen Effizienzgewinnen zu ermitteln. Zusätzliche Kostenelemente (wie Implementierungskosten, (neue) Transportinfrastruktur, Kapazitätskosten, etc.) müssten ebenfalls berücksichtigt werden. Im Rahmen einer ganzheitlichen Projektevaluierung ist auch zu berücksichtigen, dass der Wegfall von Transportkosten zwischen zwei Marktgebieten durch Marktintegration auf die verbleibenden Entry- / Exit Tarife aufgeteilt wird. Dies führt im Falle von Österreich (bei Marktintegration mit Italien) auf Grund der vorherrschenden Supply Ströme sowie der geographisch vorgelagerten Lage zu einer potentiellen Erhöhung des Transport- und damit des Marktpreises. Inwiefern dieser Effekt durch (Inter-TSO-Kompensationen oder andere Maßnahmen) abgefangen werden kann, um nicht zu einer Preiserhöhung zu führen, ist nicht absehbar.

Bei einer Integration mit dem deutschen Marktgebiet(en) sind die ausgewiesenen Effizienzgewinne hauptsächlich auf Grund der anderen Preisstruktur, sowie der nicht im selben Ausmaß zur Verfügung stehenden Verbindungskapazität geringer als im Vergleich zu Italien. Für alle untersuchten Varianten gilt aber gleichermaßen, dass eine volle Marktintegration nicht zwangsläufig nur zu Effizienzgewinnen sondern zu Umstellungskosten und nach erfolgreicher Integration zu einer Umverteilung von Kosten in dem neu geschaffenen Marktgebiet führen wird. Es gilt daher im Rahmen einer konkreten Kosten-Nutzen-Analyse bereits in einem ersten Schritt festzustellen, welchen Stakeholdern Kosten respektive Nutzen zufallen würden, um eine realistische Einschätzung der Auswirkungen und der Umsetzbarkeit machen zu können.

6. Fazit

- Um eine umfassende Betrachtungsweise aller möglichen Integrationsvarianten zu ermöglichen, ist anzumerken, dass in der vorliegenden Studie die Slowakei und Ungarn nicht berücksichtigt wurden. Für die Evaluierung des größten Nutzenpotentials wäre eine Hinzunahme dieser Staaten wünschenswert gewesen.
- Hinsichtlich der vorgestellten Varianten ist festzuhalten, dass basierend auf der vorliegenden Studie keine belastbare Abschätzung auf Grund von vereinfachten Annahmen, Fehlens einer aussagekräftigen Kosten-Nutzen-Analyse sowie der getroffenen Schlussfolgerungen möglich ist.
- Grundsätzlich stehen wir aber einer Weiterentwicklung des österreichischen Gasmarktes und auch der Integration und der vertieften Zusammenarbeit mit benachbarten Marktgebieten sehr positiv gegenüber. Wir würden daher anregen, dass in einem nächsten Schritt geprüft wird, inwieweit eine Kooperation (z.B. Trading Region) mit Slowenien (erweiterbar auf Kroatien) möglich ist. Dies könnte in Form eines Pilotprojektes unter Beteiligung aller involvierten Stakeholder erfolgen, wobei zunächst ein Trading Region Ansatz mit nicht weitergehender Integrationstiefe gewählt werden könnte, um dadurch praktische Erfahrungen sammeln zu können.

* * *