



**Preisblatt der Open Grid Europe GmbH
für Ein- und Ausspeiseverträge
gem. Kooperationsvereinbarung XI
im Marktgebiet GASPOOL Balancing Services GmbH bzw.
Trading Hub Europe GmbH**

Essen, 26.11.2020

Gültig für Transporte ab 01.01.2021

1. Kapazitätsentgelte

Die für die Ein- und Ausspeisepunkte in diesem Preisblatt (siehe ANHANG 1) veröffentlichten Netzentgelte mit Gültigkeit vom 01.01.2021 bis 01.10.2021 werden mit Inkrafttreten der Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) REGENT-GP einheitlich für das Marktgebiet GASPOOL Balancing Services GmbH (GP) als Briefmarkenentgelt ermittelt. Dieses Vorgehen ergibt sich aus den Vorgaben der seit 2017 geltenden Europäischen Verordnung zur Harmonisierung der Netzentgeltstrukturen, dem Network Code Tariff [(EU) 2017/460, NC TAR]. Die BNetzA setzt diese Vorgaben durch die am 29.03.2019 veröffentlichten Festlegungen REGENT-GP (BK9-18/611-GP) [bzw. REGENT-NCG (BK9-18/610-NCG)], BEATE 2.0 (BK9-18/608) und AMELIE (BK9-18/607) sowie durch die am 27.05.2020 veröffentlichte MARGIT 2021-Festlegung (BK9-19/612) in den beiden deutschen Marktgebieten um.

Die für die Ein- und Ausspeisepunkte in diesem Preisblatt (siehe ANHANG 1) veröffentlichten Netzentgelte mit Gültigkeit ab 01.10.2021 werden mit Inkrafttreten der Festlegung der BNetzA REGENT 2021 einheitlich für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) als Briefmarkenentgelt ermittelt. Dieses Vorgehen ergibt sich aus den Vorgaben der seit 2017 geltenden Europäischen Verordnung zur Harmonisierung der Netzentgeltstrukturen, dem Network Code Tariff [(EU) 2017/460, NC TAR]. Die BNetzA setzt diese Vorgaben durch die am 11.09.2020 veröffentlichten Festlegungen REGENT 2021 (BK9-19/610), AMELIE 2021 (BK9-19/607) und MARGIT 2021 (BK9-19/612)¹ sowie durch die am 16.10.2020 veröffentlichte BEATE 2.0-Festlegung (BK9-20/608) im gemeinsamen deutschen Marktgebiet um.

Die in diesem Preisblatt veröffentlichten Netzentgelte sind Leistungsentgelte und werden in der Einheit €/kWh/h/a ausgewiesen. Die Netzentgelte werden kaufmännisch auf zwei Nachkommastellen gerundet.

Gemäß den Festlegungen MARGIT 2021 und BEATE 2.0 wendet Open Grid Europe GmbH für sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte Multiplikatoren bei der Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsprodukte (Untertägiges Produkt, Tages-, Monats- und Quartalsprodukt) an. Der Multiplikator eines untertägigen Produktes (Laufzeit von bis zu einem Tag) beträgt 2,0, der Multiplikator eines Tagesproduktes beträgt 1,4 (Laufzeit von 1 bis 27 Tage), der Multiplikator eines Monatsproduktes beträgt 1,25 (Laufzeit 28 bis 89 Tage) und der Multiplikator eines Quartalsproduktes beträgt 1,1 (Laufzeit 90 bis 364 Tage). Die Multiplikatoren finden Anwendung für

¹ sowie der MARGIT 2021-Veröffentlichung vom 27.05.2020

Netzentgelte fester, unterbrechbarer und sonstiger Kapazitätsprodukte an allen Ein- und Ausspeisepunkten.²

Für die Ermittlung der Netzentgelte bei unterjährigen Kapazitätsprodukten werden die Jahresleistungspreise gemäß Artikel 14 NC TAR im Fall eines Buchungszeitraums von einem Tag oder mehr durch 365 dividiert und mit der Anzahl der Nutzungstage multipliziert bzw. im Fall eines untertägigen Buchungszeitraums durch 8760 dividiert und mit der Anzahl der Nutzungsstunden multipliziert.

Im ANHANG erfolgt die Darstellung der Netzentgelte für Einspeisepunkte (Entry) und für Ausspeisepunkte (Exit) mit jeweils einem einheitlichen Netzentgelt für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis 01.10.2021, 06:00 Uhr, bzw. ab dem 01.10.2021, 06:00 Uhr, **ohne** Berücksichtigung von Multiplikatoren für veröffentlichte Netzentgelte gemäß der MARGIT 2021- und BEATE 2.0-Festlegung. Eine Auflistung der buchbaren Ein- und Ausspeisepunkte ist separat zu diesem Preisblatt auf der Internetseite der Open Grid Europe GmbH veröffentlicht.

2. Entgelt für Speicher

Entsprechend Ziffer 2 des Tenors der REGENT-GP-Festlegung bzw. der REGENT 2021-Festlegung sind Entgelte für Kapazitäten an Speichern grundsätzlich mit einem Rabatt in Höhe von 75 % bezogen auf das nach GasNEV ermittelte Entgelt zu reduzieren, sofern und soweit eine Speicheranlage, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden ist, nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt wird. Vor Ausweis eines entsprechenden Rabatts hat sich der Fernleitungsnetzbetreiber die Nichtnutzbarkeit als Alternative zu einem Kopplungspunkt an folgenden Buchungspunkten vom Speicherbetreiber nachweisen zu lassen:

² Bei einer vertraglichen Änderung von bereits gebuchten Kapazitäten oder bei einem Kapazitätsentzug bleibt der ehemals ermittelte Multiplikator unverändert bestehen, und zwar auch dann, wenn das ursprüngliche Produkt nach der Änderung oder der Entziehung in eine andere Kategorie fallen würde. Es findet keine Nachverrechnung statt; die Anwendung des Multiplikators bestimmt sich danach, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wurde. Für das Kapazitätsprodukt, das nach der Änderung oder dem Kapazitätsentzug neu gebucht („Neuprodukt“) wird, ist demgegenüber ein Multiplikator entsprechend der Laufzeit dieses Neuprodukts anzuwenden. Auch insoweit gilt, dass sich die Anwendung des Multiplikators danach richtet, welches Produkt bei Vertragsschluss gebucht wird. Diese Vorgabe gilt für sämtliche Konstellationen; betroffen sind also insbesondere die Rückgabe von Kapazitäten, die Sekundärvermarktung eines Teils des Kapazitätsrechts, die Umwandlung und die (teilweise) Kündigung von Kapazitäten.

- Speicher Etzel Crystal GASPOOL
- Speicher Etzel EGL GASPOOL
- Speicher Etzel EKB GASPOOL
- Speicher Etzel ESE GASPOOL

Bei Speichern, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilernetz verbunden sind und als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden, ist Open Grid Europe GmbH verpflichtet, sowohl ein nicht-rabattiertes als auch ein rabattiertes Entgelt anzubieten.

Für den Fall, dass dieser Nachweis durch den Speicherbetreiber nicht erfolgt, bietet Open Grid Europe GmbH an diesen Punkten ausschließlich ein nicht-rabattiertes Entgelt an.

Wird eine rabattierte Kapazität nachträglich zur Ausspeisung in ein anderes Marktgebiet bzw. in einen Nachbarstaat genutzt, sind gemäß den Randziffern 393-396 der REGENT-GP-Festlegung bzw. den Randziffern 558-559 der REGENT 2021-Festlegung keine separaten Kapazitätsbuchungen notwendig. Anstelle solcher Buchungen kann auf Antrag des Transportkunden durch den betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber auch eine Nachverrechnung der entsprechenden Entgelte erfolgen. Der Transportkunde hat dies beim Fernleitungsnetzbetreiber mit einer Vorlaufzeit von 5 Werktagen unter Angabe der Kapazitätshöhe und Laufzeit des Umbuchungswunsches anzukündigen. Die Laufzeit der Umbuchung entspricht mindestens einem Gastag. Weitere Informationen zum Umbuchungsprozess können unseren Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag entnommen werden.

Die Entgelte für feste frei zuordenbare Kapazität (fFZK), unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität (uFZK) und bedingt feste frei zuordenbare Kapazität mit Temperaturabhängigkeit (bFZK) sind der folgenden Tabelle, die für Speicherpunkte im L-Gas-Netz für das gesamte Jahr 2021 und für Speicherpunkte im H-Gas-Netz für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis 01.10.2021 gültig ist, zu entnehmen:

	Gasspeicher mit Zugang zu einem Marktgebiet (ausgedrückt in % des Netzentgeltes, das für die Buchung fester FZK zur Anwendung kommen würde)	Gasspeicher mit Zugang zu mehr als einem Marktgebiet (ausgedrückt in % des Netzentgeltes, das für die Buchung fester FZK zur Anwendung kommen würde)	
	Rabattiertes Entgelt	Rabattiertes Entgelt	Nicht-rabattiertes Entgelt
fFZK	25 %	25 %	100 %
bFZK	22,5 %	22,5 %	90 %
uFZK	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $90 \% * 25 \% = \mathbf{22,5 \%}$	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $90 \% * 25 \% = \mathbf{22,5 \%}$	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $90 \% * 100 \% = \mathbf{90 \%}$

Die Entgelte für feste frei zuordenbare Kapazität (fFZK), unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität (uFZK), dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) und bedingt feste frei zuordenbare Kapazität mit Temperaturabhängigkeit (bFZK) sind der folgenden Tabelle, die für Speicherpunkte im H-Gas-Netz ab dem 01.10.2021 gültig ist, zu entnehmen:

	Gasspeicher mit Zugang zu einem Marktgebiet (ausgedrückt in % des Netzentgeltes, das für die Buchung fester FZK zur Anwendung kommen würde)	Gasspeicher mit Zugang zu mehr als einem Marktgebiet (ausgedrückt in % des Netzentgeltes, das für die Buchung fester FZK zur Anwendung kommen würde)	
	Rabattiertes Entgelt	Rabattiertes Entgelt	Nicht-rabattiertes Entgelt
fFZK	25 %	25 %	100 %
bFZK	20 %	20 %	80 %
uFZK	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $80 \% * 25 \% = \mathbf{20 \%}$	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $80 \% * 25 \% = \mathbf{20 \%}$	Punktspezifischer Unterbrechungsfaktor $80 \% * 100 \% = \mathbf{80 \%}$

3. Entgelt für unterbrechbare Kapazität

Entsprechend Ziffer 4 des Tenors der MARGIT 2021-Festlegung vom 27.05.2020 bzw. Ziffer 2 des Tenors der MARGIT 2021-Festlegung vom 11.09.2020 wird das Netzentgelt für unterbrechbare Kapazität an Kopplungspunkten produktlaufzeitspezifisch ermittelt, indem das Netzentgelt für feste Kapazität mit der Differenz zwischen 100% und einem in ANHANG 2 (für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis 01.10.2021, 06:00 Uhr, Anlage I Seite 2 von 2, bzw. ab dem 01.10.2021, 06:00 Uhr, Anlage II) zu entnehmenden Ex-ante-Abschlags des jeweiligen Kopplungspunktes, der sich aus der Anlage der MARGIT 2021-Festlegung ergibt, multipliziert wird.

Entsprechend den Vorgaben der BEATE 2.0-Festlegung vom 29.03.2019 bzw. 16.10.2020 ist das Netzentgelt für unterbrechbare Kapazität an Nicht-Kopplungspunkten punktgenau und unabhängig von der Produktlaufzeit mit einem Abschlag auf das Netzentgelt zu versehen, das für die Buchung fester Kapazität an dem jeweiligen Netzpunkt zur Anwendung kommen würde. Als Grundlage für die

Ermittlung der Abschlagshöhe dienen die tatsächlichen Unterbrechungen in dem Zeitraum der letzten drei Gaswirtschaftsjahre. Konkret werden gemäß der BEATE 2.0-Festlegung Begründung Randziffer 61 die maximal unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten ins Verhältnis der vermarkteten unterbrechbaren Kapazitäten des o.g. Betrachtungszeitraums gesetzt. Der mit diesem Quotienten ermittelte Abschlag wird jeweils auf den vollen Prozentwert aufgerundet und mit einem Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten für Nichtkopplungspunkte im L-Gas-Netz für das gesamte Jahr 2021 bzw. bis zum 01.10.2021, 6 Uhr, für Nichtkopplungspunkte im H-Gas-Netz versehen. Ab dem 01.10.2021, 6 Uhr, beträgt der Sicherheitszuschlag für Nichtkopplungspunkte im H-Gas-Netz 20 Prozentpunkte. Diese Auswertung erfolgt bei Open Grid Europe GmbH jährlich im Rahmen der Entgeltermittlung neu. Für die ersten drei Quartale des Jahres 2021 werden entsprechend der BEATE 2.0-Festlegung alle Ein- und Ausspeisepunkte mit 10 %-Abschlag, ab dem 01.10.2021 Nichtkopplungspunkte im L-Gas-Netz mit 10 % Abschlag bzw. Nichtkopplungspunkte im H-Gas-Netz mit 20 %-Abschlag auf das Netzentgelt versehen, was damit einem Entgelt für unterbrechbare Kapazität von 90 % bzw. 80 % des Netzentgeltes entspricht, das für die Buchung fester Kapazität an dem jeweiligen Netzpunkt zur Anwendung kommen würde.

Das Netzentgelt für unterbrechbare Kapazität an Speicher-Einspeise- und Speicher-Ausspeisepunkten wird auf Grundlage des Produktes des unter Abschnitt 2 ermittelten Speicherentgeltes sowie dem in diesem Abschnitt abgeleiteten punktgenauen Unterbrechungsfaktors bestimmt.

4. Abgaben

Die genannten Entgelte sind Nettoentgelte. Abgaben wie z.B. die jeweils geltende Umsatzsteuer sind zusätzlich vom Kunden zu zahlen.

**Entgelte der Open Grid Europe GmbH
im Marktgebiet GASPOOL Balancing Services GmbH (GP) bzw.
im Marktgebiet Trading Hub Europe GmbH (THE)**

gültig ab 01.01.2021 6:00 Uhr

<u>Bezeichnung</u>	<u>Entgelt</u>
1. Netzentgelt für festes frei zuordenbares Jahreskapazitätsprodukt	
<u>Einspeiseentgelt</u>	
der GP (vom 01.01.2021, 06:00 Uhr, bis 01.10.2021, 06:00 Uhr)	3,32 EUR/(kWh/h)/a
der THE (ab 01.10.2021 , 06:00 Uhr)	3,80 EUR/(kWh/h)/a
<u>Ausspeiseentgelt</u>	
der GP (vom 01.01.2021, 06:00 Uhr, bis 01.10.2021, 06:00 Uhr)	3,32 EUR/(kWh/h)/a
der THE (ab 01.10.2021, 06:00 Uhr)	3,80 EUR/(kWh/h)/a

Gaspool							
Flussrichtung am Netzkopplungspunkt Flow direction at connection point	Name des angrenzenden Marktgebietes Name of adjacent market area	Gasqualität Gas quality	D _{ex-ante}				
			untertägige Kapazität within-day capacity	Tageskapazität daily capacity	Monatskapazität monthly capacity	Quartalskapazität quarterly capacity	Jahreskapazität yearly capacity
Entry	Polish E-gas Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Polish E-gas Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	YAMAL (TGPS) Pipeline	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	YAMAL (TGPS) Pipeline	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Czech Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Czech Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	11%	11%	10%
Entry	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	11%	11%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	H-Gas	11%	10%	10%	10%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	11%	10%	10%
Entry	Dutch Balancing Zone	L-Gas	12%	12%	12%	12%	10%
Exit	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	11%	10%	10%
Entry	Danish Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Danish Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	NCG Balancing Zone	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	NCG Balancing Zone	H-Gas	11%	11%	11%	11%	11%
Entry	NCG Balancing Zone	L-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	NCG Balancing Zone	L-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Russland	H-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Exit	Russland	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Entry	Norwegen	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%
Exit	Norwegen	H-Gas	10%	10%	10%	10%	10%

Trading Hub Europe (THE)							
Flussrichtung am Netzkopplungspunkt Flow direction at connection point	Name des angrenzenden Marktgebietes Name of adjacent market area	Gasqualität Gas quality	Di _{ex-ante}				
			untertägige Kapazität within-day capacity	Tageskapazität daily capacity	Monatskapazität monthly capacity	Quartalskapazität quarterly capacity	Jahreskapazität yearly capacity
Entry	Czech Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	21%
Exit	Czech Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Entry	Austrian Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Exit	Austrian Balancing Zone	H-Gas	23%	22%	21%	21%	21%
Entry	Voralberg	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Voralberg	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	VIP Kiefersfelden-Pfronten	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	VIP Kiefersfelden-Pfronten	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Belgian and Luxembourg Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Entry	Dutch Balancing Zone	H-Gas	21%	20%	20%	20%	20%
Exit	Dutch Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	21%	20%	20%
Entry	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	11%	11%	11%
Exit	Dutch Balancing Zone	L-Gas	11%	11%	10%	10%	10%
Entry	Danish Balancing Zone	H-Gas	21%	21%	20%	20%	20%
Exit	Danish Balancing Zone	H-Gas	21%	20%	20%	20%	20%
Entry	Norwegen	H-Gas	21%	21%	21%	21%	20%
Exit	Norwegen	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	RC Thayngen-Fallentor	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	RC Thayngen-Fallentor	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	RC Basel	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	RC Basel	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Wallbach	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Wallbach	H-Gas	21%	21%	21%	20%	20%
Entry	PEG North	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	PEG North	H-Gas	21%	21%	20%	20%	20%
Entry	Polish E-gas Balancing Zone	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	Polish E-gas Balancing Zone	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	YAMAL (TGPS) Pipeline	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Exit	YAMAL (TGPS) Pipeline	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%
Entry	Russland	H-Gas	21%	21%	20%	20%	20%
Exit	Russland	H-Gas	20%	20%	20%	20%	20%