



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Marktregulierung

Winkler Energy Winkler Energy & Logistics Consulting GmbH
Februar 2023

Angebot von Gaskapazitätsprodukten für Reservekraftwerke

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Winkler Energy & Logistics Consulting
GmbH

Josef Winkler
Sternenstrasse 18
8002 Zürich

BFE-Projektbegleitung:

Benahmed Mohamed, BFE
Gysler Matthias, BFE
Marchesi Simone, BFE
Rütschi Christian, BFE

Der Autor:

Winkler Energy & Logistics Consulting, Josef Winkler

Für den Inhalt sind ausschliesslich die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	3
2	Deutschland	4
2.1	Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln	4
2.2	Netznutzungsentgelt	5
2.3	Bilanzierung	6
3	Italien	6
3.1	Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln	6
3.2	Netznutzungsentgelt	7
3.3	Bilanzierung	7
4	Frankreich	7
4.1	Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln	7
4.2	Netznutzungsentgelt	8
4.3	Bilanzierung	9
5	Kapazitätsangebote in der Schweiz	9
5.1	Netzzugangsmodelle	9
5.2	Netznutzungsentgelt	11
5.3	Bilanzierung	12
5.4	Nominationsregeln	13
5.5	Unterbrechbare Kapazitäten	13
6	Transportkette zur Versorgung der Reservekraftwerke	13
6.1	Beschaffung an Handlungspunkten THE, PEG oder PSV	13
6.2	Beschaffung am VISP in der Schweiz	14
7	Kostenzusammenstellung	16
8	Zusammenfassung	17

1 Ausgangslage

Um einer Strommangellage im kommenden Winter vorzubeugen, hat der Bundesrat verschiedene Massnahmen beschlossen. Eine der Massnahmen sieht den Bau und Betrieb von Reservekraftwerken vor.

Aktuell sind Verträge für die Reservekraftwerke in Birr (AG) und Cornaux (NE) abgeschlossen.

Diese Kraftwerke sind als Zweistoffanlagen konzipiert und können bei unsicherer Erdgasversorgung auf alternative Brennstoffe umgeschaltet werden. Diese Reservekraftwerke stehen nur für die Reserve im Einsatz und dürfen nicht für den Markt Strom produzieren.

Die Zielsetzung dieses Dokumentes ist es, folgende Fragestellungen zu beantworten:

Welche Kapazitätsprodukte werden in den Nachbarstaaten und in der Schweiz neben Jahresprodukten für die Belieferung von Kraftwerken vermarktet? Werden auch unterjährige Kapazitäten wie Monats-, Wochen- oder Tagesprodukte angeboten und wie hoch sind die Tarifaufschläge für diese unterjährigen Kapazitätsprodukte?

Werden auch in den Nachbarstaaten wie in der Schweiz die Netznutzungsentgelte zum grössten Teil als Kapazitätstarife und daher unabhängig von der effektiven Nutzung der Kapazität verrechnet?

Mit welchen Fixkosten pro Jahr in Abhängigkeit des Beschaffungspunktes und der Lage der Reservekraftwerke zu rechnen ist?

Ergeben sich aus den in der Schweiz geltenden Bilanzierungs- und Nominationsregeln operative Probleme für den Betreiber / Lieferanten der Reservekraftwerke?

Dieses Kurzgutachten legt daher den Fokus auf die Buchungsregeln und die buchbaren Kapazitätsprodukte, welche für die Belieferung von Kraftwerken notwendig sind, um Erdgasmengen zu den Ausspeisepunkten eines gasbetriebenen Kraftwerkes transportieren zu können.

Ein- und Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten in die jeweiligen Marktgebiete und auch Ein- und Ausspeisekapazitäten zu Untertagespeicheranlagen, welche auf PRISMA auktioniert werden, werden nicht detailliert betrachtet.

Exemplarisch für die europäischen Marktzugangsregeln werden die Zugangsregel in den Nachbarländern Deutschland, Italien und Frankreich untersucht. Diese Märkte sind auch potenzielle Beschaffungsmärkte für das für den Betrieb der Reservekraftwerke benötigte Erdgas.

2 Deutschland

2.1 Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln

Zwölf Fernleitungsnetzbetreiber stellen den operativen Betrieb, die Instandhaltung und den bedarfsgerechten Ausbau der Gastransportnetze in Deutschland sicher.

Die Vermarktung der Ausspeisekapazitäten zu gasgetriebenen Kraftwerken kann in Abhängigkeit von der Lage des Anschlusspunktes grundsätzlich auf 2 unterschiedliche Buchungsprozesse erfolgen.

Interne Bestellung¹

Liegt der Anschlusspunkt des Kraftwerkes im Netz eines nachgelagerten Netzbetreibers, wird die für die Belieferung des Kraftwerkes notwendige Kapazität für das Kraftwerk durch den nachgelagerten Netzbetreiber im Rahmen der jährlichen internen Bestellung gebucht. Durch die interne Bestellung reserviert der nachgelagerte Netzbetreiber eine Ausspeisekapazität in sein Versorgungsnetz als Jahresprodukt mit folgenden Eigenschaften

Zeitlich unbefristete feste Kapazität

Zeitlich befristete feste Kapazität

Unterbrechbare Kapazität (Vorlaufzeit der Unterbrechung 3 Stunden)

Wenn sich im Rahmen der internen Bestellung zeigt, dass der Bedarf an zeitlich unbefristeter fester Kapazität, die verfügbare Kapazität übersteigt, erfolgt, wenn immer zusätzliche Kapazität verfügbar ist, die Zuteilung dieser zusätzlichen Kapazität prioritär für geschützte Kunden und systemrelevante Gaskraftwerke.

Der dem Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nachgelagerte Netzbetreiber hat seine interne Bestellung beim Fernleitungsnetzbetreiber spätestens bis zum 15. Juli eines Jahres abzugeben.

Unterjährliche Anpassungen der internen Bestellung sind nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich, wie beispielsweise dauerhafte Änderung der Ausspeiseleistung bzw. Stilllegung, neue Netzanschlüsse.

PRISMA - First Come First Serve

Ist der Anschlusspunkt des Kraftwerkes direkt mit dem Transportnetz eines Fernleitungsnetzbetreibers verbunden, wird die Ausspeisekapazität auf der PRISMA Plattform unter Anwendung von First Come First Serve (FCFS) Regeln vermarktet.

Hiermit können Kapazitäten sowohl als Jahres-, Quartals-, Monats- oder als Tagesprodukte gebucht werden.

An Ausspeisepunkten zu gasgetriebenen Kraftwerken werden üblicherweise feste frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) vermarktet. Ist es aus technischen Gründen nicht möglich, feste frei zuordenbare Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, werden auch dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) oder unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität (unterbrechbare FZK) ver-

¹ Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, gültig seit 01. Oktober 2022

marktet. Es ist allerdings zu beachten, dass die Vermarktung von unterbrechbarer freier Kapazität die Ausnahme darstellt, da üblicherweise für die Ausspeisepunkte für gasgetriebene Kraftwerke ausreichend feste Kapazität zur Verfügung gestellt werden kann.

Dynamisch zuordenbare Kapazität bedeutet, dass das an das Kraftwerk gelieferte Erdgas über einen vorab definierten Einspeisepunkt in das Marktgebiet eingebracht werden muss. Diese Auflagen erlauben es dem Netzbetreiber, die Gasflüsse im Erdgasnetz besser zu simulieren und mehr feste Kapazitäten bereitzustellen.

Grundsätzlich können sowohl Jahres- als auch unterjährige Kapazitäten kurzfristig gebucht werden. Es ist allerdings zu beachten, dass die gebuchten Kapazitäten spätestens bis um 18:00 Uhr des Tages vor dem Liefertag in einen Bilanzkreis eingebracht werden müssen.²

2.2 Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt berechnet sich grundsätzlich aus einem Kapazitätstarif (EUR/kWh/h/a) und ist daher ein Leistungsentgelt und somit Ship or Pay (SOP).

Dies gilt auch für die Biogas- sowie die Marktraumumlage, welche von der gebuchten Kapazität (EUR/kWh/h/a) und nicht von der effektiv transportierten Erdgasmenge abhängig sind.

Wenn der Netzbetreiber an der Ausspeisestelle auch den Betrieb der Messstelle sicherstellt, wird zusätzlich ein Messentgelt pro Tag eingehoben (EUR/d).

Für unterjährige Kapazitätsprodukte wird der für die Dauer proportionale Anteil des Kapazitätstarifes des Jahresproduktes mit folgenden Faktoren multipliziert.³

Buchungsdauer	Faktor
Quartal	1.1
Monat	1.25
Tag	1.4

Die obengenannten Faktoren finden bei der Biogas- und der Marktraumumlage keine Anwendung.

Der Kapazitätstarif für dynamisch zuordenbare Kapazitäten beträgt 80% des entsprechenden Netznutzungsentgeltes für feste frei zuordenbare Ka-

² Anhang 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, gültig seit 01. Oktober 2022

³ Festlegung BEATE 2.0 (BK9-20/608)

pazitäten. Die Biogasumlage sowie die Marktraumumstellungsumlage werden nicht reduziert.

Der Kapazitätstarif für unterbrechbare freie Kapazitäten wird um einen für den Ausspeisepunkt vorab (ex-ante) definierten Abschlag reduziert.⁴

Zusätzlich werden vom Marktgebietsverantwortlichen (Trading Hub Europe) dem Bilanzkreisverantwortlichen in Abhängigkeit der effektiv gelieferten Erdgasmengen eine Bilanzierungs-, eine Gasbeschaffungs- sowie eine Gasspeicherumlage (EUR/MWh) verrechnet.

Weiters wird für alle am virtuellen Handelspunkt THE gehandelten Erdgasmengen ein VHP-Entgelt (EUR/MWh) in Rechnung gestellt.

2.3 Bilanzierung

Am Entnahmepunkt gemessene Erdgasmengen werden als Tagesband gleichmässig in den Bilanzkreis allokiert.

Durch die Verrechnung von Ausgleichsenergie werden die Differenzen innerhalb der Bilanzgruppen täglich finanziell ausgeglichen.

Parallel gibt es ein untertägiges Anreizsystem. Dieses sieht vor, dass die kumulierten stündlichen Abweichungen zwischen gemessenen Stundenmengen und dem Tagesband gesamthaft 7.5% der Tagesmenge nicht überschreiten dürfen. Wenn der Marktgebietsverantwortliche am jeweiligen Tag für den Ausgleich (Kauf/Verkauf) Regelenergie beschaffen musste, wird bei Überschreitung des Toleranzbandes den Bilanzkreisverantwortlichen ein Flexibilitätskostenbeitrag in Rechnung gestellt.⁵

3 Italien

3.1 Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln

In Italien ist im Gegensatz zu Deutschland für den Betrieb und Unterhalt des Fernleitungsgasnetzes Snam Rete Gas verantwortlich. Die Regeln und Netzzugangsbedingungen für Netznutzer sind im aktuell gültigen Codice di Rete der Snam Rete Gas festgehalten.⁶

Die Vermarktung der Kapazitäten zu gasgetriebenen Kraftwerken, welche direkt an das Leitungsnetz der Snam Rete Gas angeschlossen sind, werden von Snam Rete Gas auf einer eigenen, dedizierten Webplattform, genannt «Portale Capacità Snam Rete Gas», abgewickelt.

Die für die Versorgung von Gaskraftwerke benötigten Kapazitäten können im September als Jahreskapazität für das folgende Gasjahr beginnend am 1. Oktober gebucht werden.

⁴ Festlegung MARGIT 2022 (BK9-20-612)

⁵ GaBi Gas 2.0, (BK7-14-020)

⁶ https://www.snam.it/it/trasporto/codice-rete-tariffe/Codice_di_rete/Aree/codice_rete.html

Die Regel zur Vergabe der Transportkapazität fest, dass zusätzlich zu den Jahresprodukten auch Monats- und Tagesprodukte mit folgenden Vorlaufzeiten gebucht werden können:

Monatsprodukte jeweils im Vormonat (M-1) für den nächsten Monat

Tagesprodukte jeweils am Vortag (D-1) für den nächsten Tag

Es ist allerdings zu beachten, dass diese unterjährigen Buchungen für den jeweiligen Ausspeisepunkt nur möglich sind, wenn vorab schon Jahreskapazitäten gebucht wurden.

3.2 Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt setzt sich grundsätzlich aus einem Kapazitätstarif und einem Messentgelt, welche beide unabhängig von der effektiven Nutzung sind und somit ein Leistungsentgelt (EUR/Sm³/d/a) respektive Ship or Pay sind, sowie Transportkosten, welche auf der Basis von effektiv gelieferte Erdgasmengen (EUR/Sm³) berechnet werden, zusammen.⁷

Für den Kapazitätstarif von unterjährigen Kapazitäten wird der für die Dauer proportionale Anteil der Jahreskapazität mit folgenden Faktoren multipliziert.⁸

Buchungsdauer	Faktor
Monat	2
Tag	7

Keine Aufschläge erfahren die Transportkosten, welche in Abhängigkeit der effektiv bezogenen Erdgasmengen abgerechnet werden.

Zusätzlich zu den oben erwähnten Netznutzungsentgelten werden an Ausspeisepunkten noch zusätzlich Abgaben verrechnet. Diese sind abhängig von der gelieferten Erdgasmenge (EUR/Sm³) und werden durch den Regulator quartalsweise bestimmt und in Kraft gesetzt.⁹

3.3 Bilanzierung

Die Netzzugangsregeln der Snam Rete Gas sehen eine Tagesbilanzierung vor. Durch die Verrechnung von Ausgleichsenergie werden die Differenzen innerhalb der Bilanzgruppen täglich finanziell ausgeglichen.

4 Frankreich

4.1 Kapazitätsprodukte – Buchungsregeln

Der Betrieb und Unterhalt der Fernleitungsnetze in Frankreich wird größtenteils durch GRTgaz sichergestellt. Ein Teil des Fernleitungsnetzes im südwestlichen Teil Frankreichs wird durch Terega betrieben. Im Folgenden

⁷ Tariffe di Trasporto per l'anno 2023, 1 Gennaio 2023 - 31 Dicembre 2023

⁸ Delibera 06 luglio 2017 512/2017/R/gas

⁹ Componenti tariffarie relative agli Oneri aggiuntivi Anno 2023

werden die Zugangsbedingungen und Vermarktung durch die GRTgaz betrachtet.¹⁰

Es werden Jahres-, Monats- und Tagesprodukte auf fester Basis als Tageskapazität (MWh/d) vermarktet.

Die maximale verfügbare Stundenkapazität beträgt je 5% der gebuchten Tageskapazität. Für Endkunden mit grosser stündlicher Modulation während eines Tages kann zusätzliche Stundenkapazität gebucht werden.

Unterbrechbare Kapazitäten werden nur angeboten, wenn GRTgaz keine festen Kapazitäten aufgrund von netztechnischen Gründen anbieten kann. Weiters ist zu beachten, dass unterbrechbare Kapazitäten nur auf Jahres- und Tagesbasis gebucht werden können. Monatskapazitäten werden ausschliesslich auf fester Basis vermarktet.

Anpassungen der Jahreskapazitätsbuchungen unterliegen der Einschränkung, dass nach einer Erhöhung der Jahresbuchung die Kapazität in den nächsten 12 Monaten nicht wiederum reduziert werden kann, respektive nach einer Reduktion der Jahresbuchung die Kapazität in den nächsten 12 Monaten nicht wiederum erhöht werden kann.

Zu beachten ist auch, dass Jahreskapazitäten auf den Beginn eines jeden Monats des Jahres gebucht werden können und nicht auf Gas- oder Kalenderjahre beschränkt sind.

Monats- und Jahreskapazitäten sind vor dem 20. des Vormonats (M-1) zu buchen.

Tageskapazitäten sind mit einem Vorlauf von 7 Tagen buchbar.

Zusätzlich ermöglicht GRTgaz kurzfristig bei Überschreiten der Tages- oder Stundenkapazität zusätzliche Kapazität rückwirkend zu buchen.

4.2 Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt setzt sich je nach Art des Anschlusspunktes sowie der Eigenschaft des Endkunden aus den Kapazitätstarifen der genutzten Gasnetze (Leistungsentgelt (EUR/MWh/d/a) respektive Ship or Pay) sowie Fixkosten pro Anschlusspunkt (EUR/a) zusammen.¹¹

¹⁰ GRTgaz Downstream capacity subscription principles and their evolution

¹¹ GRTgaz Transmission Tariffs 2022 gültig bis 31.03.2023

Für den Kapazitätstarif von unterjährigen Kapazitäten wird der für die Dauer proportionale Anteil der Jahreskapazität sowohl für Monats- als auch Tageskapazitäten in Abhängigkeit des gebuchten Monats mit folgenden Faktoren multipliziert.

	Faktor
Dezember, Januar, Februar	4
November, März	2
April, Mai, Juni, September, Oktober	1
Juli, August	0.5

4.3 Bilanzierung

Die Trading Zone France (TRF) beinhaltet Ein- und Ausspeisepunkte der GRTgaz und von Terega. In der TRF ist eine Tagesbilanzierung vorgesehen.

Es ist aber zu beachten, dass die, ohne zusätzliche Stundenkapazitätsbuchung, verfügbare Stundenkapazität nur 5% der gebuchten Tageskapazität beträgt und dadurch implizit auch stündliche Restriktionen vorhanden sind.

Die täglichen Differenzen in der Bilanzgruppe werden zwischen der GRTgaz und Terega in Abhängigkeit der Aktivitäten des Netznutzers aufgeteilt. Die der GRTgaz zugeordneten Differenzen werden durch die Verrechnung von Ausgleichsenergie finanziell ausgeglichen.

Netznutzer können auch das ALIZES Service, an Tagen, an welchen die GRTgaz keine Interventionen zum Ausgleich der Differenzen tätigen musste, nutzen. Dies führt dazu, dass nur einmal im Monat die kumulierte Monatsdifferenz ausgeglichen wird.

5 Kapazitätsangebote in der Schweiz

5.1 Netzzugangsmodelle

Der Netzzugang beim Erdgas ist in der Schweiz einerseits durch Art. 13 des Rohrleitungsgesetzes und andererseits durch allgemeinen Normen des Kartellgesetzes bisher nur marginal geregelt. Eine spezialgesetzliche Regelung, wie sie zum Beispiel beim Strom besteht, existiert nicht.

Seit 2012 besteht ergänzend die Verbändevereinbarung, welche zwischen dem Branchenverband der schweizerischen Gaswirtschaft sowie diversen Verbänden der gasverbrauchenden Industrieunternehmen, vereinbart wurde.

Diese regelt die Details des Netzzugangs für die Belieferung von Endkundinnen und Endkunden, wenn folgende Kriterien für den Netzzugang erfüllt sind:

Die vertragliche Transportkapazität des Netznutzers beträgt mindestens 150 Nm³/h (auf dem Betriebsareal eines Unternehmens mit einem Bezugsvertrag können verschiedene Anschlussstellen kumuliert werden).

Der Netznutzer setzt Erdgas primär als Prozessgas ein.

Der Netznutzer verfügt über eine Lastgangmessung und Datenfernübertragung.

Zusätzlich wurde der Erdgasmarkt in der Zentralschweiz, durch den Entscheid der Wettbewerbskommission (WEKO) im Jahr 2020, die Durchleitung über die Erdgasnetze der betroffenen Netzvertreibern zu veranlassen, vollständig geöffnet.

Die Signalwirkung dieses Entscheides führte dazu, dass grundsätzlich alle Schweizer Netzbetreiber den Zugang zu den Erdgasnetznetze für Belieferung an Endkundinnen und Endkunden durch Dritte, ermöglichen.

Daher können Netznutzer, deren Endkundinnen und Endkunden die Anforderungen der Verbändevereinbarung nicht erfüllen, auf der Basis des WEKO-Entscheides einen mit den Netzbetreibern verhandelten Netzzugang erwirken.

In diesem Kurzgutachten wird davon ausgegangen, dass die Reservekraftwerke am Schweizer Erdgashochdrucknetz angeschlossen sind.

Das heisst, dass die Reservekraftwerke direkt am Leitungsnetz einer Regionalgesellschaft, Erdgas Ostschweiz (EGO), Gasverbund Mittelland (GVM), Erdgas Zentralschweiz (EGZ) oder Gaznat oder an einer Erdgasleitung der Swissgas angeschlossen sind.

Grundsätzlich wäre es auch möglich, dass das Kraftwerk direkt an der Leitung der Transitgas angeschlossen ist.

Dies würde aber zu zusätzlichen Implikationen führen. Beispielsweise müsste die Messung der für das Kraftwerk verbrauchten Erdgasmengen die Anforderungen einer Zollmessung vergleichbar mit der Messung in den Zollmessstationen der Swissgas erfüllen.

Die Kapazitäten der Transitgasleitung werden auf der Basis eines Pachtvertrages der FluxSwiss und der Swissgas überlassen.

Die Swissgas hält 10% der Kapazität der Transitgas-Pipeline und vermarktet diese Transportkapazitäten, die zu den Abnahmestationen der regionalen Transportleitungen in die Ostschweiz, ins Mittelland, in die Zentralschweiz sowie in die Westschweiz führen, an die Regionalgesellschaften sowie an Drittversorger.

Durch das Bezahlen der Pacht für die Kapazitäten trägt die Swissgas 10% der Vollkosten der Transitgas AG.

Transportkapazitäten, die nicht zur Binnerversorgung der Schweiz benötigt werden, werden an Transstkunden vermarktet.

Die Kapazitäten der regionalen Erdgasnetze (EGO, GVM, Gaznat, EGZ) sowie der Erdgasleitungen der Swissgas werden von den Regionalgesellschaften gehalten und vermarktet.

5.2 Netznutzungsentgelt

Die Netznutzungsentgelte für das Schweizer Erdgashochdrucknetz werden auf der Basis einer einvernehmlichen Regelung (gemäss Art. 9 PÜG) zwischen dem Preisüberwacher und den Regionalgesellschaften (EGO, GGVM, EGZ, Gaznat) und der Swissgas festgelegt. Diese werden jährlich angepasst und sind auf der Website der Koordinationsstelle Durchleitung KSDL veröffentlicht.

Details zu den Entgelten für regionale und überregionale Zonen sind im Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz beschrieben.¹²

Der überregionale Tarif ist das Netznutzungsentgelt für die Reservation und Nutzung der Transitgasleitung, welche durch die Swissgas vermarktet werden.

Der regionale Tarif ist das Netznutzungsentgelt für die Reservation und Nutzung der regionalen Erdgasnetze (EGO, GVM, Gaznat, EGZ) sowie der Erdgasleitungen der Swissgas.

Die Netzbetreiber in der Schweiz vermarkten die Kapazitäten üblicherweise als Jahreskapazitäten mit folgenden Kapazitätstarifen (Leistungsentgelt (CHF/Nm³/h/a) respektive Ship or Pay).

Kapazitätstarif für Buchung von Kapazitäten auf der Transitgas zu den Ausspeisepunkten der Regionalzonen (überregionaler Tarif) für das Gasjahr 2022/2023:

Regionalzone	Kapazitätstarif CHF/Nm ³ /h/a		
	ab Wallbach	ab Oltingue	ab Passo Gries
Westschweiz	25.63	29.24	3.59
Mittelland	14.89	8.34	28.08
Zentralschweiz	20.97	25.27	28.08
Ostschweiz	8.01	21.64	35.67

¹² Grundsätze zu Entgelte regionale und überregionale Zone, Version 2.7

Kapazitätstarif für die Buchung von Kapazitäten für Erdgastransporte auf den Swissgasleitungen und den Regionalnetzen (regionaler Tarif) für das Gasjahr 2022/2023:

Regionalzone	Kapazitätstarif CHF/Nm ³ /h/a	Massnahmen Winterversorgung Rp/kWh (*)
Westschweiz	148.45	0.09
Mittelland	138.42	0.44
Zentralschweiz	127.83	0.482
Ostschweiz	92.00	0.22

(*) gemäss der Bundesverordnung vom 18. Mai 2022 über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung

Zuzüglich zu diesen Kapazitätstarifen werden auch Kosten für den Eigenverbrauch und Odorierung für effektiv transportierten Mengen (Rp/kWh) unabhängig von der Regionalzone dem Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt.

Eigenverbrauch	0.0015 * (Preisreferenz + 0.3) (*)
Odorierungsmittel	0.003

(*) EEX THE Natural Gas Month Futures Settlement-Preis in Rp/kWh

Zusätzlich werden üblicherweise noch ein monatliches Messentgelt, welches vom Netzbetreiber an der Anschlussstelle individuell festgelegt wird, und Kosten für Zollformalitäten berechnet.¹³

Für den Kapazitätstarif von unterjährigen Buchungen wird der für die Dauer proportionale Anteil der Jahreskapazität sowohl für Monatskapazitäten in Abhängigkeit der gebuchten Dauer mit Faktoren multipliziert.

Die angewendeten Faktoren zur Berechnung des Kapazitätstarifes für unterjährige Buchungen können dem Anhang 1 entnommen werden.

5.3 Bilanzierung

In der Schweiz wird üblicherweise eine Stundenbilanzierung angewendet. Ausnahme hierzu sind die Netzzugangsregeln, welche die EGZ im Rahmen des Verfahrens mit der WEKO vereinbart hat. Diese Netzzugangsregeln sehen eine Tagesbilanzierung vor und der Netzbetreiber ist zentral für die stündliche Profilierung des Tagesbandes verantwortlich. Dem Netznutzer werden die Kosten für diese Systemdienstleistungen (SDL) verrechnet.

¹³ NNE auf Hochdrucknetzen für das Gasjahr 2022/2023 inkl. Sicherstellungsabgabe

Stundenbilanzierung kann für den Lieferanten des Reservekraftwerkes möglicherweise problematisch sein, da es für ihn vor allem während der Startphase und der Abstellphase des Reservekraftwerkes schwierig ist, den stündlichen Verbrauch im Voraus zu prognostizieren und Verletzungen des Toleranzbandes zu erwarten sind. Diese Überschreitungen des Toleranzbandes würden zur Zahlung von Pönalen führen.

5.4 Nominationsregeln

Die Nominationsregeln sehen vor, dass die Nomination Day Ahead (D-1) um 12:00 Uhr erfolgen muss. Anpassungen sind durch Renomination mit einer Vorlaufzeit von 3 Stunden möglich.

Der Nominationszeitpunkt um 12:00 Uhr am Vortag ist sehr früh, was den kurzfristigen Einsatz des Reservekraftwerkes erschwert, respektive viele Renomination nach sich ziehen kann. Da dem Bilanzkreisverantwortlichen pro Monat nur eine bestimmte Anzahl von kostenlosen Renominationen zur Verfügung steht, können notwendige häufige Renominationen zusätzliche Kosten nach sich ziehen.

5.5 Unterbrechbare Kapazitäten

Die Netzzugangsregeln in der Schweiz sehen keine Vermarktung von unterbrechbaren Kapazitäten vor. Dies, obwohl viele den heutigen Endverbraucher sogenannte Zweistoffkunden sind und der etablierte Versorger das Recht hat, die Erdgasversorgung zu unterbrechen. Im Gegenzug können Endkunden mit solchen Verträgen von Rabatten profitieren.

Da die Reservekraftwerke auch mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden können, sind sie mit Zweistoffkunden vergleichbar und könnten bei einer Unterbrechung der Erdgasversorgung auf einen anderen Brennstoff umschalten.

In der heutigen Situation von liquiden Handelspunkten werden durch die Abschaltung von Zweistoffkunden keine Einsparungen bei der Beschaffung von Erdgas realisiert. Tarifreduktion für Zweistoffkunden können durch den etablierten Erdgasversorger daher nur durch Einsparungen der Netztarife und dem Brechen von Kapazitätsspitzen gerechtfertigt werden.

Im Grunde genommen werden den Zweistoffkunden durch die tieferen Erdgastarife daher unterbrechbare Kapazitäten mit Rabatten zu fester Kapazität angeboten. Diese Rabatte werden aufgrund fehlender transparenter Regeln individuell von den jeweiligen Versorgungsunternehmen festgelegt.

6 Transportkette zur Versorgung der Reservekraftwerke

6.1 Beschaffung an Handelspunkten THE, PEG oder PSV

Diese Variante der Beschaffung des Erdgases für die Reservekraftwerke sieht vor, dass das Erdgas an einem Handelspunkt in Deutschland (THE), Frankreich (PEG) oder in Italien (PSV) beschafft wird.

Es sind danach in Abhängigkeit des Beschaffungspunktes folgende Transportrechte zu beschaffen:

Ausspeisekapazität Wallbach bei Beschaffung am THE

Ausspeisekapazität Oltingue bei Beschaffung am PEG

Ausspeisekapazität Passo Gries bei Beschaffung am PSV

Diese Kapazitäten werden zentral auf der PRISMA Plattform als Jahres-, Quartals-, Monats-, Tages-, und auch Untertageprodukte auktioniert. Der Zeitplan und die Regeln der Auktionen sind klar vorgegeben und werden an allen buchbaren Netzpunkten gleich angewendet.

Feste und unterbrechbare Kapazitäten werden an unterschiedlichen Terminen auktioniert.

Der Anhang 2 zeigt den Auktionskalender für das Jahr 2022/2023.

Zum Teil werden diese Ausspeisekapazitäten als Kapazitätsbündel zusammen mit der Kapazität auf der Transitgas, welche von der Swissgas gehalten werden, vermarktet. Ein Grossteil der Kapazitäten wird allerdings als Einzelprodukt vermarktet.

Für den Transport vom Grenzübergangspunkt zum Ausspeisepunkt des Reservekraftwerkes sind in der Schweiz folgende Kapazitäten zu buchen.

Kapazität für die Transitgasleitung zum Ausspeisepunkt des jeweiligen Regionalnetzes, in welchem sich das Reservekraftwerk angeschlossen ist. Teilweise können diese Kapazitäten auch als Kapazitätsbündel zusammen mit der Ausspeisekapazität auf Prisma gebucht werden. Der Grossteil wird allerdings direkt von der Swissgas vermarktet.

Bei Anschluss Reservekraftwerk direkt an die Transitgasleitung ist nur diese Buchung notwendig.

Kapazität für das Regionalnetz inklusive Swissgasleitungen vom Ausspeisepunkt der Transitgasleitung bis zum Ausspeisepunkt des Reservekraftwerkes wird von der jeweiligen Regionalgesellschaft direkt vermarktet.

6.2 Beschaffung am VISP in der Schweiz

Alternativ zur Beschaffung des Erdgases auf einem der Handlungspunkte in Deutschland, Frankreich oder Italien könnte das Erdgas auch am VISP (Virtual Inter Service Point) in der Schweiz beschafft werden.

Dies bedeutet, dass das Erdgas von einem Transitnetznutzer der FluxSwiss in der Schweiz gekauft wird und für die Belieferung des Reservekraftwerkes nur noch Kapazität auf dem Regionalnetz und der Swissgasleitungen direkt beim Regionalgesellschaft zu buchen ist.

Diese Möglichkeit basiert auf einer Vereinbarung (Emergency Procedure) von FluxSwiss, Swissgas und Transitgas und ist aus heutiger Sicht bis 1. Oktober 2023 06:00 Uhr befristet.

Diese Beschaffungsoption kann einerseits wirtschaftliche Vorteile haben und stellt andererseits sicher, dass die für die Versorgung der Schweiz durch

den Pachtvertrag gesicherten Kapazitäten auf der Transitgasleistung nicht genutzt werden müssen.

Im folgenden Exkurs ist der Geschäftsfall vereinfacht beschrieben:

Der Transitnetznutzer bucht an der Prisma Auktion die Ausspeisekapazität aus dem Markt, in welchem er die Erdgasmenge beschafft (Einkaufsmarkt) und die Einspeisekapazität in den Markt, in welchem er die Erdgasmenge verkauft (Verkaufsmarkt).

Gleichzeitig bucht er die Transportkapazität bei der FluxSwiss, welche den Transit vom Einspeisepunkt in die Schweiz und den Ausspeisepunkt aus der Schweiz ermöglicht.

Zusätzlich kauft er zeitgleich zur Absicherung Erdgas im Einkaufsmarkt auf Termin und verkauft die gleiche Erdgasmenge am Verkaufsmarkt und sichert damit das Marktrisiko der Kapazitätsposition (Ausspeisekapazität – Transit in der Schweiz – Einspeisekapazität) ab.

Wenn immer der Transitnetznutzer durch die Preisdifferenz zwischen dem Einkaufsmarkt und dem Verkaufsmarkt den Grossteil der Transportkosten abdeckt oder bei genügend hoher Preisdifferenz sogar einen Gewinn generiert, ist diese Alternative zur Beschaffung wirtschaftlich interessant.

Wenn der Transitnetznutzer nun Erdgasmengen am VISP zur Belieferung des Reservekraftwerkes verkauft, muss er diese Erdgasmengen am Verkaufsmarkt, in welchem er zur Absicherung Erdgasmengen verkauft hat, zu Spotmarktpreisen kurzfristig zukaufen.

Das heisst, dass das Gas am VISP wirtschaftlich den Wert des Spotmarktpreises des ursprünglichen Verkaufsmarktes der Absicherungsgeschäfte hat.

Da bei dieser Beschaffungsvariante einerseits keine Kapazitäten bei der Swissgas für die Nutzung der Transitgasleitung und andererseits auch keine zusätzliche Ausspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten Wallbach, Oltingue oder Passo Gries wie bei der Beschaffung am THE, PEG oder PSV gebucht werden müssen, kann diese Variante wirtschaftlich sehr interessant sein.

Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass die für Versorgung der Schweiz durch die Swissgas gehaltene Kapazitäten in der Transitgasleitung weiterhin vollumfänglich zur Verfügung stehen und dadurch mögliche Engpässe verhindert werden.

7 Kostenzusammenstellung

Die Zusammenstellungen zeigen die Leistungsentgelte, welche als Ship or Pay Kosten auch dann zu tragen sind, wenn das Reservekraftwerk nicht in Betrieb genommen werden muss.

Für das Reservekraftwerk Birr wurde eine notwendige Anschlusskapazität von 860 MWh/h angenommen.

Reservekraftwerk Birr	Beschaffung THE	Beschaffung PEG	Beschaffung PSV	Beschaffung VISP
Fixkosten pro gebuchter MWh/h in CHF	14'959	19'237	18'814	8'214
Kapazität in MWh/h	860	860	860	860
Fixkosten bei Jahresbuchung (SOP) in CHF	12'865'139	16'543'535	16'179'616	7'064'286
Kosten pro verbrauchter MWh in CHF (Annahme 500 Betriebsstunden)	29.92	38.47	37.63	16.43

Für das Reservekraftwerk in Cornaux wurde eine stündliche Kapazität von 130 MWh/h angenommen.

Reservekraftwerk Cornaux	Beschaffung THE	Beschaffung PEG	Beschaffung PSV	Beschaffung VISP
Fixkosten pro gebuchter MWh/h in CHF	21'573	24'955	20'989	13'254
Kapazität in MWh/h	130	130	130	130
Fixkosten bei Jahresbuchung (SOP) in CHF	2'804'471	3'244'204	2'728'622	1'723'080
Kosten pro verbrauchter MWh in CHF (Annahme 500 Betriebsstunden)	43.15	49.91	41.98	26.51

Die Kostenzusammenstellungen, basierend auf Jahresbuchungen, zeigen, dass in Abhängigkeit des Beschaffungspunktes und der Lage des Reservekraftwerkes sich die fixen Leistungsentgelte pro gebuchter MWh/h, welche als Ship or Pay anfallen, signifikant unterscheiden.

8 Zusammenfassung

Zusammenfassend können folgende Aussagen gemacht werden:

Kapazitätsprodukte

Die Möglichkeit der Buchung von unterjährigen Kapazitätsprodukten (Quartals-, Monats- und Tagesprodukten) als Ergänzung von Jahreskapazitäten ist im europäischen Ausland möglich. Es ist also grundsätzlich möglich, die notwendigen Kapazitäten zu strukturieren, was vor allem für Gaskraftwerke, welche nur eine geringe Anzahl von Stunden pro Jahr betrieben werden, wirtschaftlich interessant ist.

In der Schweiz ist die kürzeste Buchungsdauer ein Monat.

Netznutzungsentgelte

Die fixen Leistungsentgelte, welche auch anfallen, wenn das Reservekraftwerk nicht in Betrieb ist, können sich in Abhängigkeit der Lage des Reservekraftwerkes und dem Beschaffungspunkt (THE, PSV, PEG) für das Erdgas signifikant unterscheiden. Grund dafür sind die unterschiedlichen überregionalen Tarife für die Nutzung der Transitgasleistung zwischen dem Einspeisepunkt und dem jeweiligen Ausspeisepunkte zu den regionalen Erdgasnetzen.

Die Zuschläge für unterjährige Kapazitätsprodukte sind sehr unterschiedlich reglementiert.

Legt man den Fokus vor allem auf die Wintermonate so variieren die Aufschläge für das Monatsprodukt zwischen dem Faktor 1.25 in Deutschland und dem Faktor 4 in Frankreich.

Für das Tagesprodukt liegen die Faktoren zwischen 1.4 in Deutschland und 7 in Italien.

Bilanzierung

Auch wenn die Bilanzierungsregel in jedem der betrachteten Länder unterschiedlich sind, so kann festgehalten werden, dass die Bilanzierungsregeln im Grunde genommen auf Tagesbilanzierung basieren.

Die in der Schweiz üblicherweise angewendete Stundenbilanzierung kann vor allem während dem Start und dem Abstellen der Reservekraftwerke zu Überschreitungen des Toleranzbandes führen.

Beschaffung

Die Beschaffung des für den Betrieb des Reservekraftwerkes notwendigen Erdgases durch Kauf der Erdgasmengen am VISP von Transitnetznutzern der FluxSwiss kann wirtschaftlich interessant sein und sollte durch den Lieferanten des Erdgases für die Reservekraftwerke näher untersucht werden. Diese Beschaffungsvariante reduziert in erster Linie die Leistungsentgelte welche als Fixkosten auch dann anfallen, wenn das Reservekraftwerk nicht benötigt wird.

Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass unabhängig von der Beschaffungsvariante die kurzfristige Beschaffung von Erdgas an den Spotmärkten mit signifikanten Marktpreisrisiken behaftet ist.

Unterbrechbare Kapazitäten

In den betrachteten Marktzugangsregeln werden unterbrechbare Kapazitäten für Kraftwerke nur in Ausnahmefällen angeboten.

Die Schweiz hat im Gegensatz zu Deutschland, Frankreich und Italien allerdings eine grosse Anzahl von sogenannten Zweistoffkunden, welche in Zeiten von hohem Erdgasverbrauch vom Netzbetreiber, um Belastungsspitzen im Erdgasnetz zu vermeiden, abgeschaltet werden können.

Diesen Kunden werden im Gegenzug niedrigere Erdgastarife verrechnet, welche nur durch Einsparungen bei den Netzkosten gerechtfertigt werden können.

Das heisst, dass diesen Kunden im Grunde genommen, unterbrechbare Kapazitäten in Rechnung gestellt werden.

Da auch die Reservekraftwerke wie Zweistoffkunden auf eine alternative Energiequelle zurückgreifen können, könnten auch den Reservekraftwerken in Analogie mit den Zweistoffkunden unterbrechbare Kapazitäten mit adäquaten Tarifabschlägen angeboten werden.

Josef Winkler
Zürich, 10.02.2023

Anhang 1

Faktoren für unterjährige Produkte

Vertragslaufzeit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Transportbeginn												
Januar	2.6	2.6	2.4	2.2	2.0	1.8	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
Februar	2.5	2.3	2.1	1.9	1.7	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0
März	2.0	1.8	1.6	1.5	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.2	1.1	1.0
April	1.7	1.5	1.3	1.1	1.1	1.0	1.1	1.2	1.3	1.2	1.1	1.0
Mai	1.2	1.1	1.0	0.9	0.9	1.0	1.1	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0
Juni	1.0	0.9	0.8	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
Juli	0.7	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.5	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
August	0.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.7	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
September	0.9	1.2	1.5	1.7	1.9	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
Oktober	1.5	1.8	2.0	2.1	2.2	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
November	2.0	2.2	2.3	2.4	2.3	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0
Dezember	2.4	2.5	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1	1.0

Anhang 2

Auktionskalender PRISMA Platform

Product	Frequency of auctions	Number of products per auction	Publication of available capacity	Start of the auction	Bidding rounds	Notification of allocation results to participants	Algorithm type
Auction calendar for firm capacity types							
Year	annual	min Y5 to max. Y15	1 month before the auction starts*	1 st Monday of July	First round 3h: 9:00 – 12:00 Following rounds: 13:00 – 14:00 15:00 – 16:00 17:00 – 18:00	No later than the next business day***	Ascending clock
Quarter	quarterly	Q1 to Q4 Q2 to Q4 Q3 to Q4 Q4	2 weeks before the auction starts*	1 st Monday of August 1 st Monday of November 1 st Monday of February 1 st Monday of May			
Month	monthly	M1	1 week before the auction starts*	3 rd Monday of the month			
Day	daily	D1	With the start of the auction	16:30	30 minutes	No later than 30 minutes***	Uniform price
Within day	hourly	H+4	With the start of the auction	Every hour	30 minutes		
Auction calendar for interruptible capacity types							
Year	annual	Min Y5 to max Y15	One week before the auction starts**	3 rd Monday of July	First round 3h: 9:00 – 12:00 Following rounds: 13:00 – 14:00 15:00 – 16:00 17:00 – 18:00	No later than the next business day***	Ascending clock
Quarter	quarterly	Q1 to Q4 Q2 to Q4 Q3 to Q4 Q4		1 st Monday of September 1 st Monday of December 1 st Monday of March 1 st Monday of June			
Month	monthly	M1		4 th Tuesday of the month			
Day	daily	D1	With the start of the auction	17:30	30 minutes	No later than 30 minutes***	Uniform price

Note: - time zone is Central European (Summer) Time
- in some cases, different auction times may apply

* 9:00
** 7:00

*** after the end of the bidding round