



**Der steinige Weg vom „Deal“ zum Vertragsabschluss
und zur Lieferung von LNG aus Katar**

Juni 2022



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.

Ausgangssituation

Das Treffen von Wirtschafts- und Klimaminister Habeck mit den regierenden Herrschern von Katar war Teil der vielzitierten „Zeitenwende“.

In der Öffentlichkeit entstand der Eindruck, dass dort ein „Deal“ geschlossen wurde („Habeck vereinbart Energiepartnerschaft“) und man davon ausgeht, dass in der Zukunft LNG (verflüssigtes Erdgas transportiert mit Spezialtankern) als Ersatz für russische Lieferungen die Versorgungssicherheit Deutschlands sichern könne. Von Regierungsvertretern werden optimistische Einschätzungen verbreitet, Deutschland werde bereits ab 2024 auf russische Gaslieferungen verzichten können.

Über den Bau der LNG-Importinfrastruktur wird viel berichtet. Die Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Abschluss von langfristigen Gasimportverträgen wurden bisher in den Medien kaum thematisiert.

Die Größenordnung der zu ersetzenden russischen Erdgasimporte ist riesig. Allein der für Deutschland auf 50-55% bezifferte Anteil russischen Erdgases, bezogen auf eine Verbrauchsmenge von 85-90 Mrd. m³ p.a., würde ohne Berücksichtigung der angestrebten Einsparungen zu einem Ersatzbedarf in der Größenordnung von gut 40-45 Mrd. m³ p.a. führen. Auch die Bezüge russischen Gases einiger unserer Nachbarländer (Österreich, Tschechien, Dänemark) wären zusätzlich zu substituieren, wenn man davon ausgeht, dass Deutschland den Importausstieg nicht im Alleingang vollzieht.

Wenig thematisiert wird auch die Frage, was mit den bestehenden langfristigen privatwirtschaftlichen russischen Bezugsverträgen deutscher Importeure (Unipers ex-Ruhrgasverträge, VNG, Wingas, RWE u.a.), deren Laufzeiten zum Teil noch bis 2035 reichen, konkret passieren soll.

Die LNG-Importinfrastruktur wird rasch aufgebaut

Bekanntlich verfügen wir bisher in Deutschland über keine LNG-Terminals. Die Widerstände gegen den Bau solcher Anlagen waren zu groß und die rein kommerziellen Anreize für den Bau zu klein. Mit voller politischer Unterstützung werden nun vor allem die LNG-Projekte in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade vorangetrie-

ben. Verschiedentlich wird eine „Tesla-Geschwindigkeit“ für den Bau solcher Terminals gefordert, die uns von russischen Importen rasch unabhängig machen sollen.

Mitte April wurde bekannt, dass es über die Buchung von sogenannten FSRUs (Floating Storage and Regasification Unit: Tanklagerschiffe bzw. stationäre schwimmende LNG-Terminals mit Regasifizierungsanlagen) in Wilhelmshaven und Brunsbüttel und den Bau entsprechender Anbindungspipelines schon ab Anfang 2023 möglich sein wird, auch in Deutschland erste LNG-Mengen anzulanden.

Bis wir aber eine LNG-Infrastruktur samt der notwendigen Gaspipelines in der Größenordnung von 40 Mrd. m³ p.a. und mehr für unsere ebenfalls auf Importe angewiesenen Nachbarn etabliert haben, dürften einige Jahre vergehen.

Spotgas LNG-Importe sind kurzfristig realisierbar

Die gute Nachricht: Unabhängig von dem Bemühen um langfristige Lieferbeziehungen zu Katar und dem Bau von LNG-Terminals in Deutschland ist es schon jetzt möglich, dass Gasimporteure insbesondere über die in der Vergangenheit nicht voll ausgelasteten LNG-Terminals in den Niederlanden (Rotterdam) und in Belgien (Zeebrügge) LNG nach Deutschland importieren.

Daher ist die Realisierung kurzfristiger, sogenannter „Spotgasbezüge“ auch schon in 2022 möglich. Die derzeit exorbitant hohen Gaspreise für Lieferungen in den nächsten Monaten machen die Lieferung von Spotmengen von z.B. Katar nach Westeuropa preislich für die Verkäufer durchaus attraktiv. Deutsche Unternehmen wie Uniper und RWE haben eine lange und große Erfahrung mit solchen LNG-Geschäften. Diese kurzfristigen Verträge sind weitgehend standardisiert.

Der kommende Winter in Asien mit einer hohen Gasnachfrage und fest kontrahierten Liefermengen steht bevor. Die nächsten Monate werden zeigen, ob und wieviel freie LNG-Mengen zum Verkauf und freie Schiffkapazitäten zur Verfügung stehen.

Auf der Angebotsseite kommen für kurzfristige Bezugsverträge neben Katar vor allem die US-Gasexporteure in Frage, da das Gasangebot in den USA über eine Erhöhung der Gasbohrungen im Vergleich zu anderen Produzentenländern relativ schnell ausgeweitet werden kann.

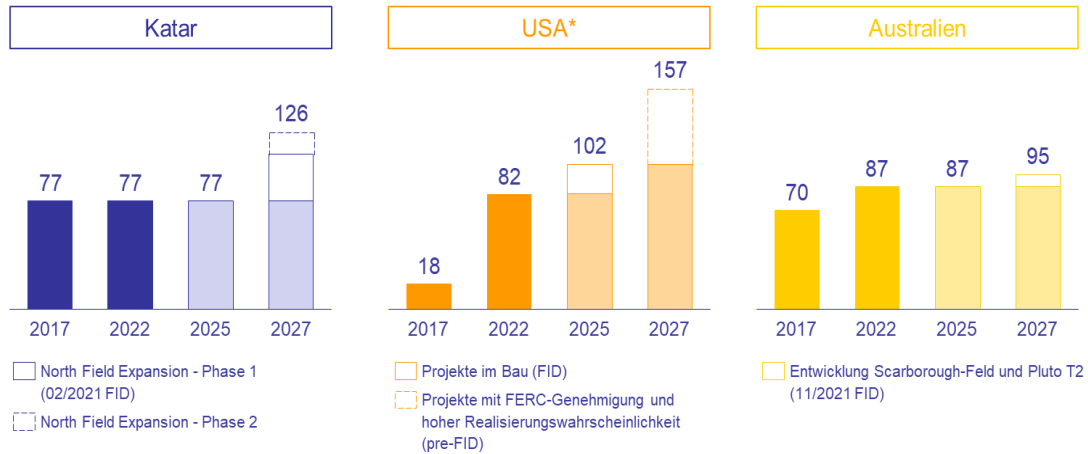
Unabhängig von der Verfügbarkeit von Mengen: Eine kommerzielle Frage ist es, ob es für die deutschen Händler preislich attraktiv ist, bei dem derzeit hohen Preisniveau Gasmengen zu beschaffen, um diese dann in die aktuell gut zur Hälfte gefüllten deutschen Erdgasspeicher als Vorrat für den kommenden Winter einzulagern. Daneben bleibt abzuwarten welche Wirkung die jüngsten Änderungen des EnWG auf die Befüllung der Speicher hat.

Als vielzitiertes Musterbeispiel für konsequentes, sofortiges Handeln hat Litauen bereits angekündigt kein russisches Gas mehr zu beziehen. Weitere Staaten sind mittlerweile diesem Beispiel gefolgt. Verstärkte Aktivitäten deutscher Importeure, Spotgasmengen auf dem globalen LNG-Markt zu beschaffen, werden damit verstärkt in Konkurrenz zu den übrigen Importeuren aus Westeuropa, Polen und dem Baltikum erfolgen.

Das globale LNG Angebot kann ausgeweitet werden

Auf der LNG-Angebotsseite dürfte es in den nächsten Jahren erfreuliche Ausweitungen geben: Katar verfügt über riesige Gasvorkommen und ist bereit viele Mrd. Dollar in neue Exportterminals zu investieren. Neue für Deutschland relevante LNG-Exportkapazitäten wird es unter dem Aspekt Transportentfernung und -dauer im atlantischen Becken vor allem in den USA und in Guyana geben. Auch afrikanische Atlantikanrainer könnten zusätzliches LNG exportieren.

Potentielle Kapazitätsentwicklung der TOP-3 Exporteure (in Mill. t LNG/a)



Quellen: GIIGNL, EIA, Australian Government, Team Consult Analyse

*Baseload Kapazitäten

Dagegen werden nach meiner Einschätzung die traditionellen nordafrikanischen LNG-Exporteure Algerien, Libyen und Ägypten wohl eher die näherliegenden Absatzmärkte – verbunden mit niedrigen Transportkosten und schon bestehenden Lieferbeziehungen – in Italien, Frankreich und Spanien beliefern.

„Verkäufermarkt“ erschwert die LNG-Beschaffung – allein oder gemeinsam?

Wenn Katar noch Beweise benötigt: Die Ausrufung der ersten Stufe eines Gasnotstandes („Frühwarnstufe“) und die Reise von Minister Habeck nach Katar haben verdeutlicht, dass es auf absehbare, wenn nicht auf längere Zeit einen „Erdgas-Verkäufermarkt“ geben wird.

Vor dem Beginn von Verhandlungen über langfristige Lieferverträge ist u.a. noch zu klären, ob deutsche Gashändler individuelle LNG-Verträge z.B. mit Katar abschließen sollten, oder ob es zu den von namhaften EU-Vertretern und einigen EU-Ländern geforderten europaweiten gemeinsamen LNG-Verhandlungen und Vertragsabschlüssen kommen soll.

Individuellen Abschlüssen von LNG-Importverträgen seitens Uniper, RWE und/oder EnBW/VNG oder anderen Gashändlern steht derzeit rechtlich nichts im Wege.

Gemeinsame EU-weite Importverträge nicht realisierbar

Sollten die EU-Länder Einvernehmen erzielen gemeinsame Gasimportverträge abzuschließen, setzt das die Einigung und Umsetzung über praktisch-organisatorische Fragen und eine umfassende Änderung der bestehenden Wettbewerbsgesetze (in der EU und in Deutschland) voraus.

Bis in die 80er Jahre wurden mit Unterstützung der EU riesige Up- und Downstream-Investitionsprojekte wie die Erschließung der norwegischen Nordseegasreserven von Ein- und Verkaufskonsortien realisiert („Ekofisk“ und „Troll“-Verträge).

Vor dem Hintergrund eines damaligen Gasüberschusses hat die EU später konsequent alle Einkaufskonsortien, deren Bildung sie in der Investitionsphase zunächst unterstützt hatte, restlos beseitigt und ein „Gas-zu-Gas Wettbewerb“ basiertes Marktdesign eingeführt.

Gaseinkaufskonsortien wären derzeit weder erlaubt noch wären sie m.E. im jetzigen Marktdesign praktisch durchführbar. Die bei gemeinsamen Vertragsverhandlungen und die bei langfristigen Verträgen später notwendigen Vertragsanpassungen würden die notwendige Teilung unternehmensindividueller marktrelevanter Informationen erfordern. Allein die Frage, ob es gleiche Einkaufspreise für alle beteiligten Konsortialpartner geben soll, die unterschiedlich weit entfernt sind von den LNG-Terminals (Österreich, Tschechien), dürfte große Dauerkontroversen auslösen.

Für die Importfirmen wäre es kaum akzeptabel, dass EU-Vertreter (zuzüglich externer Berater) für die Unternehmen die konkreten Vertragsverhandlungen führen würden. Dass die EU selbst in der Rolle eines Wirtschaftsakteurs als LNG-Großimporteur auftritt und anschließend die Gasmengen weiterverkauft/versteigert ist ebenfalls schwer vorstellbar.

Komplexe Vertragsverhandlungen stehen an

Auch für den Fall, dass die deutschen Importeure individuell langfristige Importverträge mit Katar und anderen Produzentenländer anstreben sollten, wäre die Situation kompliziert.

Solche nicht standardisierten Vertragsverhandlungen, insbesondere zwischen Partnern, die noch keine langen Lieferbeziehungen hatten und die damit „Neuland“ vor sich hatten, dauerten in der Vergangenheit mehrere Jahre.

Die Preisfrage sollte lösbar sein

Asiatische LNG Langfristverträge, vermutlich auch die der Kataris, basieren noch überwiegend auf einer Anbindung an Ölpreise. Im Rahmen der Marktliberalisierung in Europa wurde die Anbindung der Gaspreise in Langfristverträgen an die Entwicklung der Heizölpreise abgeschafft. Traditionell folgten die vertraglichen Gaspreise den Veränderungen der Heizölpreise mit einer sechs bis neunmonatigen Verzögerung und in abgeschwächter Form. Dieses Preissystem diente dem langfristigen Schutz der Investitionen der Produzenten („Security of Supply“) und der Vermarktbarkeit des Gases in Konkurrenz zum Heizöl.

Die russische Regierung und Gazprom wehrten sich in der Vergangenheit lange gegen die von der EU in einer Gasüberschusssituation erfolgreich betriebene Abschaffung der Heizölpreisbindung insbesondere mit dem Argument, dass der deutliche liquidere Ölmarkt die Gaskonsumenten vor Preisschwankungen schützt („reduce excessive volatility“).

Insofern profitiert im derzeitigen Verkäufermarkt Gazprom bei ihren Langfristverträgen von den aktuell extrem hohen Marktpreisen für Erdgas.

Hinsichtlich der neu abzuschließenden LNG-Verträge sind harte Preisverhandlungen zu erwarten. Die deutsche Käuferseite dürfte sich dabei am Preisniveau im deutschen Marktgebiet THE bzw. am niederländischen TTF („Title Transfer Facility“) orientieren.

Üblicherweise fordern die Käufer in Verhandlungen Marktpreise abzüglich einer Spanne für die eigenen Kosten und das Vermarktungsrisiko. Die Verkäufer werden als Gegenleistung für langfristige Lieferverpflichtungen wohl zumindest die jeweiligen Marktpreise fordern. Auch über eine für beide Vertragspartner akzeptable Mischung aus Spotgas- und Terminmarktnotierungen wird man sich einigen müssen. Aber gegensätzliche Preisforderungen konnten in der Vergangenheit, belegt durch zahllose Vertragsabschlüsse, letztlich gelöst werden.

Langfristige Vertragsbindungen und Risikominimierung

Katar hat seine Bereitschaft bekundet, seine LNG-Exportkapazitäten auszubauen und dafür viele Mrd. Dollar zu investieren. Ein solcher Ausbau wird natürlich auch einige Jahre dauern und erfordert eine langfristige Finanzierung. Im Gegenzug wird sicherlich erwartet, dass eine „Energiepartnerschaft“ mit dem Abschluss langfristiger Lieferverträge verbunden ist. Traditionell wurden zur Amortisation der Investitionen auf beiden Seiten Gasverträge mit Laufzeiten von 20 oder mehr Jahren abgeschlossen.

In der Vergangenheit verfügten Importeure wie die Ruhrgas AG über eine breite „Asset“-Basis mit Pipelines und Untergrundspeichern. Nach dem politisch verordneten EU-weiten „Unbundling“ der Gasimporteure ist zumindest die „Asset“-Basis der deutschen Gasimporteure geschrumpft, was Vertragsabschlüsse erschwert und aus Sicht der Verkäufer die vertraglich akzeptablen jährlichen Liefermengen begrenzen könnte. Wird man hier sogar ggf. mit Staatsgarantien aushelfen, um die benötigten Gasmengen zu kontrahieren?

Für die deutschen Importeure und auch für Katar und alle anderen potentiellen Exporteure stellt sich die Frage, ob z.B. eine 20-jährige Vertragslaufzeit von 2026-2045 mit den ambitionierten Dekarbonisierungszielen Deutschlands und der EU vereinbar ist (mit festen CO₂-Minderungszielen für 2030, 2035 etc.)? Werden die europäischen Importeure über solche langen Vertragszeiträume und über mehrere politischen Wahlperioden von jeweils vier bis fünf Jahren hinweg ihre Bezugs- und Zahlungsverpflichtungen einhalten? Mit Sicherheit werden die politischen Akteure in Deutschland und in Europa während der Vertragslaufzeit mehrfach wechseln.

Daher werden die Verkäufer darauf drängen, ihr Risiko zu minimieren und als Vertragsrecht deutsches und EU-Recht zu vermeiden versuchen. Das gilt auch für den zu vereinbarenden Gerichtsstand. Außerdem ist zu erwarten, dass die Exporteure fordern werden, möglichst alle mit der Dekarbonisierung zusammenhängenden potentiellen Vertragsrisiken auszuschließen (wie sie Käufer beispielsweise aus Rechtskonstrukten wie „Force Majeure“ und/oder einem „Wegfall der Geschäftsgrundlage“) ggfs. fordern könnten.

Eingeschränkte Liefersicherheit trotz langfristiger LNG-Verträge

Aber bietet ein langfristiger LNG-Vertrag überhaupt eine vergleichbare Liefersicherheit wie ein Pipeline-Vertrag, der feste Lieferpunkte beinhaltet?

Um den „Gemeinsamen Markt“ zu vollenden hat sich die EU zur Förderung des Wettbewerbs über Jahre damit erfolgreich durchgesetzt, dass die in langfristigen LNG-Verträgen bestehenden „Destination Clauses“ abgeschafft wurden und keine neuen Verträge mit solchen Klauseln abgeschlossen werden (2002 im Nigeria/ENEL Vertrag, 2003 im ENI/Gazprom Vertrag, 2007 mit Algerien). Diese Klauseln hatten besagt, dass vertragliche LNG-Liefermengen nur in bestimmte Länder verkauft werden durften. Mit der Abschaffung dieser vertraglichen Verpflichtung konnten Liefermengen auf alternative LNG-Terminals in andere (preislich attraktivere) Empfängerländer umgeleitet werden. Dadurch konnte je nach Vertragslage der Käufer und/oder der Verkäufer die erzielbaren Erlöse für die LNG-Mengen optimieren, indem unterschiedliche Marktpreise in den Empfängerländern ausgenutzt werden.

Die Abschaffung der „Destination Clauses“ führt in der jetzigen Knappheitssituation dazu, dass der Abschluss eines langfristigen LNG-Liefervertrages mit festen Liefermengen nicht zwingend bedeutet, dass diese Vertragsmengen in jedem Fall auch in Deutschland angelandet werden und hier zur Versorgungssicherheit insbesondere in den Wintermonaten beitragen.

Diese LNG-Mengen könnten jederzeit, preislich optimiert, kurzfristig nach Spanien, Frankreich, Italien oder UK oder gar nach Asien umdirigiert werden. Entscheidend ist, ob der Käufer oder der Verkäufer die Möglichkeit einer solchen Optimierung hat. Umgekehrt könnten ggf. deutsche Käufer LNG-Mengen von weniger zahlungskräftigen Ländern nach Deutschland umleiten, um ambitionierte Substitutionsziele für russisches Gas zu erfüllen.

Ob unsere Nachbarländer und die EU mit dem Verbot der in einer Gasüberschussituation entstandenen Eliminierung der „Destination Clauses“ für LNG Mengen in der neuen Versorgungsmangellage langfristig glücklich sein werden?

Strafzollforderungen als Bumerang?

Die Gasexporteure sind seit Jahrzehnten damit konfrontiert, dass ihre Gasexporte in Europa und insbesondere in Deutschland mit hohen staatlichen Abgaben be-

legt werden, z.B. um damit über die staatlichen Haushalte Rentenzahlungen zu finanzieren. In den letzten Wochen ist für die Gasexporteure ein völlig neues finanzielles Risiko für vertragliche Gasliefermengen in die EU entstanden.

Eine breite Koalition von Politikern, Volkswirten und Medienvertretern fordert derzeit vehement, dass russische Gasexporte in die EU mit Strafzöllen belegt werden. Diese Strafzölle sollen die Einnahmen des Exporteurs, der Gazprom, reduzieren.

Dieses neue Finanzinstrument könnte den Abschluss von langfristigen Lieferverträgen, die russisches Gas ersetzen sollen, aber erheblich erschweren.

Vor dem Hintergrund dieser Diskussionen besteht für Katar und andere potentielle Lieferanten das Risiko, dass die EU und/oder Deutschland im Alleingang Strafzölle zu Lasten der Gasexporteure einführen. Und zwar zu einem Zeitpunkt, nachdem die LNG-Verkäufer große Upstream-Investitionen getätigt haben. Eine Begründung wäre, unter Berufung auf Klimanotstände und/oder Gerichtsurteile, dass die Finanzmittel aus solchen Strafzöllen für den Klimaschutz benötigt werden.

Fazit

Es bleibt also spannend: Wie schnell und in welchem Umfang und zu welchen Konditionen können russische Importmengen für Deutschland und angrenzende Länder ohne direkten LNG-Zugang (u.a. für Österreich und Tschechien) substituiert werden? Nur mit Spotgasbezügen wird eine solche große entstehende Lücke bei den Gasimporten nicht zu schließen sein. Die Politik und die gaswirtschaftlichen Akteure haben keine leichte Aufgabe zu lösen.

Autor: Dipl.-Kfm. Hans-Ulrich Meine, Senior Advisor Team Consult

Herr Meine startete seine gaswirtschaftliche Karriere 1981 bei BEB Erdgas und Erdöl, damals eine der integrierten Ferngasgesellschaften in Deutschland. Über Jahrzehnte hinweg verantwortete er langfristige Gasimportverträge aus den Niederlanden, Norwegen, Dänemark und Russland. Von 2008 bis 2016 war Herr Meine Geschäftsführer der Exxon Mobil Gas Marketing. Seitdem ist er unter anderem als Berater für die Team Consult G.P.E. GmbH (Berlin) tätig.

In den neunziger Jahren war Herr Meine als Vertreter der BEB Mitglied im GIIGNL, dem weltweiten Verband der LNG-Importeure (Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié).

Vor dem Hintergrund des erwarteten Rückgangs der Gasproduktion in den Niederlanden und in Deutschland sowie dem erwarteten Verbrauchszuwachs für Erdgas in Deutschland (Fortführung der „Weg vom Öl“ Politik und dem sich abzeichnenden Ausstieg aus der Atomenergie) erwartete man bei der BEB damals in Strategierunden unter Diversifizierungsaspekten signifikant steigende LNG-Importe für Deutschland spätestens ab 2010.



TEAM CONSULT

Gas.Power.Experience.

Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin

Tel: 030.400 556 0
Fax: 030.400 556 99
E-Mail: info@teamconsult.net
Internet: www.teamconsult.net