gasunie

Bundesnetzagentur
Referat 609 (Zugang zu
Gasfernleitungsnetzen/int. Gashandel)
Postfach 8001
53105 Bonn

N.V. Nederlandse Gasunie
P.O. Box 19
9700 MA Groningen
The Netherlands
T +31 50 521 91 11
F +31 50 521 19 99
Communicatie@Gasunie.nl
Trade register Groningen 02029700
www.gasunie.nl

Date
05 Juni 2014

Telephone
+31 50 521 1977

Our reference
S 14.33

Subject
Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 – Stellungnahme N.V. Nederlandse Gasunie und Gasunie Transport Services

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 01.04.2014 den Entwurf eines gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplans nach § 15a EnWG vorgelegt. Am 21. Mai 2014 ist im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 von der Bundesnetzagentur ein öffentlicher Workshop ausgerichtet worden. Darüber hinaus wurden interessierte Marktteilnehmer eingeladen, den Szenariorahmen durch eine Stellungnahme zu kommentieren. Dieser Einladung kommen wir mit unserer Stellungnahme gern nach und möchten uns als N.V. Nederlandse Gasunie („Gasunie") und Gasunie Transport Services B.V. („GTS") zu folgenden Themen aktiv einbringen:

1. Fragenkatalog 2.1: Gasbedarfssituation für Deutschland und die Nachbarländer
2. Fragenkatalog 3.2.2: Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl
3. Fragenkatalog 3.2: H-Gas-Quellenverteilung
4. Fragenkatalog 7: Marktraumumstellung L auf H-Gas
5. Fragenkatalog 9: Modellierungsvariante für L-Gas

Ziel unserer Anmerkungen ist es, einen aktiven Beitrag zur Optimierung des Netzentwicklungsplans 2014 und 2015 zu leisten. Denn Versorgungssicherheit, Kostenoptimierung und Marktliquidität in Deutschland und Nordwesteuropa bedürfen einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit.

1. Fragenkatalog 2.1: Gasbedarfssituation für Deutschland und die Nachbarländer

   Wegen abnehmender Inlandproduktionen in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden, sowie sinkender Importe aus Norwegen, benötigt Nordwesteuropa (erhebliche) zusätzliche Importmengen. Die exakte zukünftige Bedarfssituation sowie die Lieferquellen dieser Importmengen sind schwer zu prognostizieren und u.a. abhängig von der Entwicklung der erneuerbaren Energien im Energiemix, der potentiellen Förderung von Schiefergas, des globalen LNG-Marktes, sowie schwer kalkulierbarer

politischer Zukunftsentwicklungen. In manchen Szenarien sind erhebliche zusätzliche Importmengen aus Russland unbedingt notwendig, in anderen Szenarien sind zusätzliche russischen Importmengen nicht vorgesehen. Eine Ausblendung zusätzlicher russischer Importmengen im NEP bergen jedoch im Bedarfsfall erhebliche volkswirtschaftliche Risiken in ganz Nordwesteuropa. Aus diesem Grund plädiert Gasunie dafür, im Rahmen des NEP 2015 wenigstens ein Szenario einschließlich zusätzlicher Importe aus Russland nach Deutschland in Betracht zu nehmen. Die nachfolgenden ausgewählten Referenzdaten mögen dies verdeutlichen:

- Der Erdgas-Primärenergieverbrauch in Deutschland und in den Nordwest-europäischen Nachbarländern[1] wird in den kommenden zehn Jahren leicht abnehmen. Unterschiedliche Szenarien gehen in den kommenden zehn Jahren von einem Rückgang von 50 bis 300 TWh aus[2], u.a. abhängig von der Entwicklung der erneuerbaren Energien. Bis 2030 ist – je nach Szenario - mit einem weiteren Rückgang bzw. mit einem Zuwachs des Primärenergie-verbrauches in Nord West Europa von bis zu -130 bis +50 TWh zu rechnen.

- Der kumulative Rückgang der Inlandsproduktion in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden wird auf etwa 300 bis 400 TWh[3] bis 2025 (2030: 450 bis 600 TWh) geschätzt. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Gasimporte aus Norwegen bis 2025 um etwa 50 TWh und bis 2030 bis etwa 100 TWh zurückgehen werden.

- Schlussfolgernd wird sich der Importbedarf für Nordwesteuropa mindestens um 50 TWh steigen bis 2025, bei einer pessimistischeren Betrachtung könnten es sich aber auch um 400 TWh handeln. Bis 2030 sind mit Zusatz-Importmengen von 120 bis 700 TWh zu rechnen.

2. Fragenkatalog 3.2.2: Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl (GÜP OSZ)

   Gasunie begrüßt, dass im Netzentwicklungsplan Gas 2014 zusätzliche Maßnahmen vorgesehen sind, um die Transitkapazität am GÜP OSZ zu erweitern. Nunmehr ist es im nächsten Schritt notwendig, diese erforderlichen Kapazitäten des GÜP OSZ im Szenariorahmen NEP 2015 aufzunehmen.

---

[1] Nordwesteuropa umfasst laut unserer Definition Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Niederlande.

[2] ENTSOG TYNDP 2014-2022 (-/-104 TWh); EU roadmap 2015-2025 (-/-317 TWh); IHS Cera Global Redesign 2014-2024 (-/-50 TWh).

[3] U.a. abhängig vom potentiellen Schiefergasaufkommen; Quellen: EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050, Reference Scenario 2013 – European Commission, December 2013; Supplying Europe's Gas Needs – IHS CERA Global Gas Group, November 2013 (+corresponding spreadsheets)

Bezüglich des GÜP OSZ möchte Gasunie anmerken, dass dieser GÜP weitgehend unabhängig von der zukünftigen H-Gas-Quellenverteilung für die Versorgungssicherheit in Deutschland und der Nachbarländer von großer Bedeutung ist.

- Falls zukünftige zusätzliche Importmengen aus Russland über eine Nord Stream Erweiterung nach Nordwesteuropa gelangen, dann wäre eine Erweiterung der Kapazitäten in Greifswald und Oude Statenzijl wichtig, um den Weitertransport ausreichender Gasmengen in die Niederlande und gegebenenfalls auch weiter nach Großbritannien, Belgien und Frankreich sicherzustellen.

- Falls zusätzliche Importmengen mittels LNG nach Nordwesteuropa gelangen, dann bräuchte Deutschland ausreichende Kapazitäten in, um die Gasmengen z.B. vom Gate Terminal in Rotterdam nach Norddeutschland transportieren zu können.

3. Fragenkatalog 3.2: H-Gas-Quellenverteilung

Bezüglich der gewählten Systematik zur Bestimmung der H-Gas-Quellenverteilung sollte unseres Erachtens nach das europäische Umfeld mehr in Betracht gezogen werden. Schlussfolgernd ist Gasunie der Meinung, dass das Potenzial der Zulieferung von zusätzlichen Gasmengen über die im NEP 2014 erwähnten neuen Infrastrukturprojekten im Süden überbewertet wird, dafür aber das Potenzial von LNG aus dem Westen sowie von Zusatzmengen aus dem Osten unterbewertet wird. Eine ausführliche Analyse haben wir im Attachment beigefügt.

Eine zu starke Südausrichtung beim Netzausbau bietet im Vergleich zu einer nordwesteuropäischen Ausrichtung auch gesamtsystemische Netznachteile. Längere Transportwege verringern die Wahrscheinlichkeit dass Kapazitäten neuer Infrastrukturprojekte vollständig für Deutschland genutzt werden können, insbesondere wenn mehrere Marktgebiete durchquert werden müssen. Darüber hinaus rufen längere Transportwege unnötige Engpässe und Kosten hervor und schmälern die Kosteneffizienz und Leistungskraft des Zugangs zu Speichern in unmittelbarer geographischer Nähe zu deutschen Verbrauchszentren.

Des weiteren möchte Gasunie die Gelegenheit nutzen, um an dieser Stelle anzumerken, dass aus unserer Sicht eine Erweiterung der Nord Stream Leitung zum Transport zusätzlicher russischer Gasmengen nach Nordwesteuropa am naheliegendsten erscheint. Die Nord Stream Leitung stellt nicht nur die kürzeste Transporttrasse von Russland nach Nordwesteuropa dar, sondern die Nord Stream Leitung bietet auch die einzige Alternative für Gastransporte von Russland direkt nach Nordwesteuropa.

Die gewählte Systematik zur Bestimmung der H-Gas Quellenverteilung kommt aus unserer Sicht zu einer Unterbewertung des potenziellen Gasaufkommen, dass via LNG von Westen nach Deutschland eingespeist werden kann. Hierdurch werden mögliche regionale Synergien von grenzüberschreitender Kooperation bei der Nutzung vorhandener LNG-Terminals nicht ausgeschöpft.

Die Frage der Quellen von zukünftigen H-Gas ist keine Frage der deutschen Netzentwicklung allein, sondern betrifft auch die Planung der Nachbarländer wenn nicht die von Europa. In diesem Zusammenhang würden wir es begrüßen, wenn die in der H-Gas Bilanz angesetzten Gasflüsse in oder aus den benachbarten Länder dargestellt werden würden, da nur so sicher gestellt werden kann, dass die Extremszenarien in den Planungen der Länder zusammen passen.

4. Fragenkatalog 7: Marktraumumstellung L auf H-Gas

Gasunie betrachtet das Thema Marktraumumstellung als wichtiges und komplexes Thema, dass nur in enger Zusammenarbeit zwischen allen Betroffenen optimal und erfolgreich gelöst werden kann. Gasunie wird diesen Umstellungsprozess bestmöglich unterstützen, und die Implementierung der L-Gas auf H-Gas Marktraumumstellung durch grenzüberschreitende, intraregionale Maßnahmen flankieren. Ein L-Gas Konvertierungsentwicklungsplan[4] als Masterplan, der die komplette Umstellung von L- auf H-Gas vorschattiert, ist aus Gasunie's Sicht ein wichtiges und geeignetes Instrument, um den Netzentwicklungsplan Gas optimal zu ergänzen. Auf diese Weise können kosteneffiziente grenzüberschreitende Lösungen umgesetzt werden. Eine koordinierende Rolle könnte hierbei die Bundesnetzagentur übernehmen.

- Wie bereits in der vorangegangenen Konsultation angemerkt können 2 Millionen Kubikmeter pro Stunde zusätzliches H-Gas von den Niederlanden nach Deutschland transportiert werden. Der Groβteil der 2 Millionen Kubikmeter pro Stunde kann innerhalb kurzer Zeit und mit Zuhilfenahme geringer Investitionen in das niederländische Gasnetz realisiert werden.

- Zu diesem Zweck kann der bestehende deutsche Einspeisepunkt Bocholtz oder aber ein neuer Einspeisepunkt bei Zevenaar oder in der Region Tegelen/Melick entwickelt werden. Dieser Kapazitätszugewinn von importiertem H-Gas in die konvertierten L-Gasgebiete kann den Investitionsbedarf ins deutsche Fernleitungsnetz signifikant reduzieren. Das in den zusätzlichen Kapazitäten transportierte H-Gas kann aus diversifizierten Quellen stammen und somit die Versorgungssicherheit Deutschlands optimieren.

- In diesem Zusammenhang ist es relevant darauf hin zu weisen, dass die deutsch-niederländischen H-Gasnetze aneinandergrenzen bzw. parallel verlaufen. Eine Schaffung weiterer Verbindungen wie insbesondere zum nordrheinwestfälischen Netz ist daher streckenmäβig vorteilhaft . Folglich können neue Einspeisepunkte unter Zuhilfenahme geringer Modifikationen zu relativ geringfügigen Kosten zeitnah umgesetzt werden.

---

[4] In unserer Stellungnahme vom 7.3.2014 unter Punkt 2 hatten wir unter der englischen Bezeichnung „L-gas conversion Net Development Plan (LNDP) bereits einen solchen grenzüberschreitenden Koordinationsmechanismus vorgeschlagen.

- Ergänzend zur Thematik der L zu H Marktraumumstellung möchte Gasunie darauf hinweisen, dass alternativ der Import zusätzlicher Mengen außerhalb Europas substantielle Folgen für den Bedarf von Lastflussdienstleistungen haben wird. Es wäre unter Umständen wichtig, diese Abwägung im Rahmen des NEP-Prozesses mit einzubeziehen.

5. Fragenkatalog 9: Modellierungsvariante für L-Gas

- Die Energie- und Gassituation in Nordwesteuropa und Deutschland wird sich in den kommenden Jahren gravierend verändern. Eine langfristige Betrachtung ist unbedingt erforderlich, um rechtzeitig optimale und flexible Lösungen ausarbeiten zu können. Deswegen schlägt Gasunie vor, im Rahmen der Modellierungsvariante L-Gas und eines L-Gas Konvertierungsentwicklungsplans eine klare Vision im Hinblick auf die Gassituation nach der Marktumstellung in 2030 zu entwickeln.

Die Bundesnetzagentur hat während des letzten Konsultationstreffens am 21.05.2014 zu Recht für die Weiterentwicklung und Planung des deutschen Fernleitungsnetzes die Einbeziehung des internationalen Kontextes hervorgehoben. Wir freuen uns auf eine Fortführung des Dialoges mit der Bundesnetzagentur, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Marktparteien, um die bestmöglichen grenzüberschreitenden Lösungen gemeinsam erarbeiten zu können.

Hochachtungsvoll,

b.a

J.J. Fennema
Chairman of the Executive Board, CEO
N.V. Nederlandse Gasunie

A.J. Krist
Managing Director
Gasunie Transport Services B.V.

Attachment: Gasunie view on the methodology for H-gas sources

The transmission system operators (TSOs) submitted the draft of a joint national Network Development Plan (NDP) to the Bundesnetzagentur on 1 April 2014 in accordance with section 15a of the Energy Act (EnWG). The Bundesnetzagentur is now seeking views on the draft NDP from all current and potential network users as provided for by section 15a (3) EnWG.

Hereby Gasunie would like to comment on the questionnaire item *"3.2.1. How do you rate the method chosen to determine the distribution of H-gas sources? Please give alternative suggestions, if applicable"*. Our comments relate to two aspects of the methodology:

I. Deriving future H-gas sources;
II. Infrastructure allocation to these future H-gas sources.

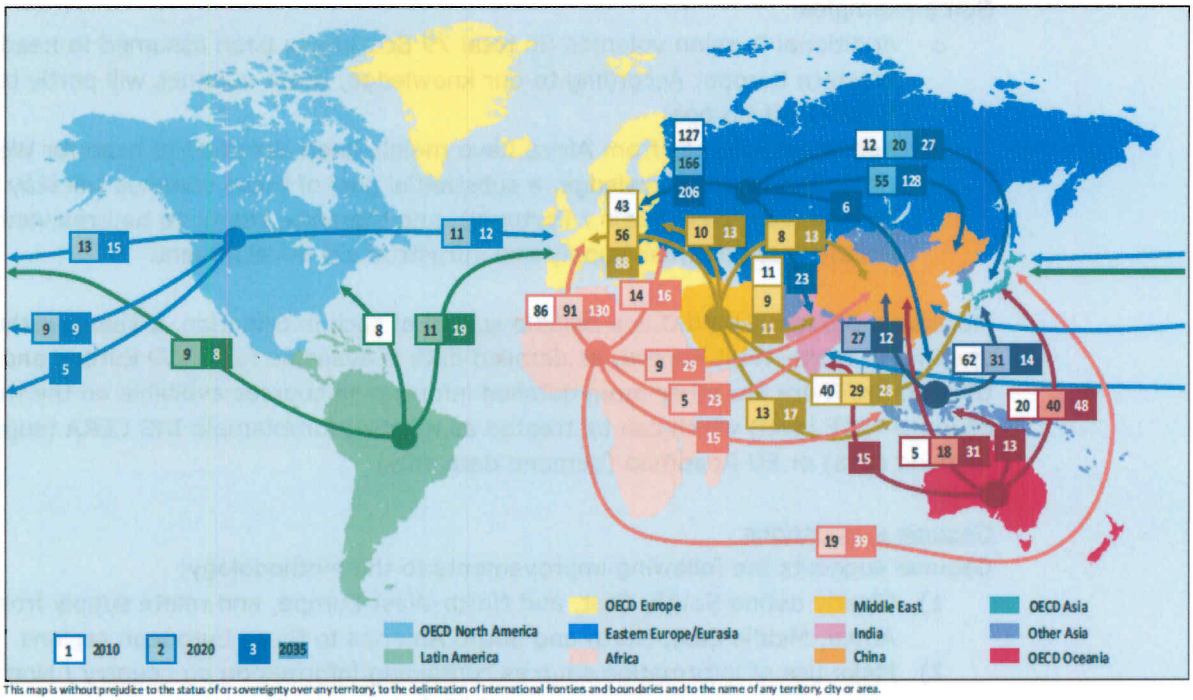
I. Deriving future H-gas sources

Original text
(Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber, p. 37):

> *"Aus dem WEO ergibt sich eine zusätzliche Gasverfügbarkeit für Gesamteuropa im Jahre 2035 gegenüber dem Jahr 2010 in Höhe von 228 Mrd. m³/Jahr. Die prognostizierten Mengen teilen sich in Mengen für Osteuropa (29 Mrd. m³/Jahr) und für Westeuropa (199 Mrd. m³/Jahr) auf. Die Gasmengen werden vor allem aus Nord- und Südamerika, Afrika, dem Nahen Osten so-wie Russland bereitgestellt".*

Gasunie interpretation
The assessment of future additional available gas import volumes for Europe was done on the basis of World Energy Outlook (WEO), IEA 2012, and accounts to 228 bcm (2035vs2010), acc. to the report Figure 4.10.

Figure 4.10 ▷ Net inter-regional natural gas trade flows between major regions in the New Policies Scenario (bcm)



This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Note: Trade volumes less than 5bcm are not shown.

We assume that the future additional available gas import volume of 228 bcm for Europe was calculated based of Figure 4.10 in the following way:

Table 1. Future gas import volume for Europe based on IEA WEO 2012, Figure 4.10, p. 149

Source of gas	Destination of gas	Volume 2010 from graph	Volume 2035 from graph	Difference 2035 vs. 2010
Russia	West Europe	127	206	+79
Africa	West Europe	86	130	+44
	East Europe	0	16	+16
Middle East	West Europe	43	88	+45
	East Europe	0	13	+13
North America	West Europe	0	12	+12
South America	West Europe	0	19	+19
Total		**256 Bcm**	**484 Bcm**	**+228 Bcm**
- *of which West Europe*		*256 Bcm*	*455 Bcm*	*+199 Bcm*
- *of which East Europe*		*0 Bcm*	*29 Bcm*	*+29 Bcm*

Gasunie remarks

The split of supply for Europe into East Europe and West Europe based on the WEO graph (i) implicitly assumes that the arrows in the WEO graph relate to fully integrated European areas, (ii) seems to be a rather simplified approach, and (iii) seems not to be robust against the variety of possible future market developments.

Some examples:

- Additional Russian volumes (in total 79 Bcm) have been assumed to head fully for Western Europe; According to our knowledge, these volumes will partly target for South-East Europe.
- Additional volumes from Africa have mainly been assumed to head for West Europe; According to our knowledge, a substantial part of these volumes will stay in Southern Europe (especially Spain / Portugal), and therefore seems to be irrelevant for the North-West European supply and infrastructure development.

Moreover, though IEA WEO is a reliable source of such information, it seems rather non-specific for North-West Europe, as detailed data is available for OECD Europe and European Union only. There are other more detailed information sources available on the market (on country/ NWE level) which can be treated as reliable, for example IHS CERA (supply & demand data) or EU Roadmap (demand data only).

Gasunie suggestions

Gasunie suggests the following improvements to the methodology:

1) Clearly define South, East, and North-West Europe, and relate supply from Russia, Africa, Middle East, North and South America to these European regions.
2) Make use of information sources containing information on country / North-West European level, like for example, IHS CERA or EU Roadmap.

II. Infrastructure allocation to these future H-gas sources

Original text

(Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 der Fernleitungsnetzbetreiber, p. 40):

> *¨Die Projekte Nord Stream Erweiterung und South Stream sind ratierlich im Verhältnis des nach WEO aus Russland zu erwartenden Importzuwachses für Westeuropa (79 Mrd. m³/Jahr) berücksichtigt worden¨.*

Gasunie interpretation

The methodology for H-gas resources allocates additional future gas import volumes for Europe prorate to the capacities of future infrastructure projects, not taking into account the objectives of different infrastructure projects. As an example, future imports from Russia towards Europe, in total 79 bcm, is allocated prorate to the infrastructure projects Nord Stream and South Stream based on their maximum technical capacities.

Gasunie remarks

Gasunie is of the opinion that a reliable allocation of future import volumes for North-West Europe (including Germany) to (future) infrastructure projects should take the objectives of these infrastructure projects into account. Two examples:

- To our knowledge South Stream is only partially constructed to transport additional gas flows towards North-West Europe. Other objectives of South Stream relate to the mitigation of transit risks on transport routes between Russia and Europe, as well as transport of Russian gas towards South-East Europe. Probably only approximately one-third of the South Stream capacities will be used for gas transports towards North-West Europe.

- Some of the LNG-projects in South Europe are probably not built for the import of additional gas towards North-West Europe, but for SoS reasons, and in order to mitigate the risk of future lower conventional Algerian production. In order to bring LNG to Germany, terminals in Western Europe (GATE, Zeebrugge, Dunquerque) seem to be a much closer and therefore more logical solution.

Gasunie suggestion

Gasunie suggests not only to take the technical capacities of new infrastructure projects into account in order to allocate additional future gas import volumes for Europe to the various import routes, but also the objectives of an infrastructure project. This could, amongst others, be done by assessing the probability that a specific infrastructure project really will contribute to transport additional volumes towards North-West Europe. As an indication, the landing place on the European border of the number of countries to be crossed before reaching Germany could be taken into account.

Implications for the NEP to take into account:

- A transparent and more reliable allocation of future import volumes to the various regions in Europe, which also takes the broader European picture into account.
- More attention for infrastructure measures which directly supply gas to Germany and/or North-West Europe, thus increasing the certainty of future gas supplies.
- A much lower potential for gas flows from the South, as only infrastructure projects with relevance for the North-West European market are taken into account.
- A higher potential for gas flows from the West, like LNG from nearby terminals GATE, Zeebrugge and Dunquerque.
- A higher potential for gas flows from the East (like Nord Stream) that can reach Germany without crossing other major market areas.