

Because of its strategic geographical location at the crossroads of Caspian, Middle Eastern and Eastern Mediterranean gas-rich countries and Europe, Turkey has progressively emerged in the international political, economic and energy debates as a potential key regional gas hub. In particular, this point is often raised in the discussion concerning the rise of Turkey as a leading regional power and in the debate about the future prospects of the EU-Turkey relations. However, by going beyond the political slogans and by focusing on the concrete gas realities around Turkey this picture could be seriously put into question. This volume seeks to provide a contribution to the current debate by providing a realistic assessment of the potential role of Turkey in the regional gas markets, beyond the mainstream rhetoric.



Dr. Simone Tagliapietra is Senior Researcher at the 'Energy: Scenarios and Policy' research programme at FEEM. He is also Research Fellow at Bruegel, the economic think-tank. Expert in international energy issues, he has also conducted research at the Catholic University of Milan, at the Istanbul Policy Center at Sabanci University and at the United Nations Economic Commission for Europe in Geneva. He is the author of the books 'The Globalization of Natural Gas Markets' and 'The Geoeconomics of Sovereign Wealth Funds and Renewable Energy'. Member of the Editorial Board of the European Energy Journal, he is often quoted in articles by several prominent European and international newspapers.

3/2016

Turkey's Regional Gas Hub Ambitions | Critical Assessment | by Simone Tagliapietra

The FONDAZIONE
ENI ENRICO MATTEI
Series on
«Energy Scenarios
and Policy»



by Simone Tagliapietra

Turkey's Regional Gas Hub Ambitions

A Critical Assessment



ENGLISH/ITALIAN

The Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) Series on
«Energy Scenarios and Policy»

Foreword

The *Energy Scenarios and Policy* FEEM Press series publishes the output of the *Energy and Scenarios and Policy* (ESP) research programme of Fondazione Eni Enrico Mattei. The ESP programme aims to carry out interdisciplinary, scientifically sound, prospective and policy-oriented applied research, targeted at political and business decision makers.

This aim is achieved through an integrated quantitative and qualitative analysis of energy scenarios and policies. This innovative and interdisciplinary approach puts together the major factors driving the change in global energy dynamics (i.e. technology, economy, geopolitics and sociological aspects).

The ESP programme applies this methodology to a wide range of issues (energy demand and supply, infrastructures, financing, market analyses, socio-economic impacts of energy policies) that are explored from economic, geopolitical and institutional perspectives.

Premessa

La serie FEEM Press Energy Scenarios and Policy pubblica il lavoro di ricerca svolto dal programma di ricerca Energy Scenarios and Policy (ESP) della Fondazione Eni Enrico Mattei, il cui obiettivo è svolgere analisi interdisciplinari e rigorose sui temi dell'energia da applicare al policy-making, in particolare rivolgendosi ai decisori politici e industriali del settore.

L'obiettivo viene perseguito attraverso la combinazione di un'analisi integrata di scenari e politiche energetiche, di tipo quantitativo e qualitativo. Tale metodo rappresenta la risposta alla necessità, sempre più impellente, di elaborare un approccio innovativo capace di combinare fattori cruciali nella definizione delle dinamiche energetiche globali quali la tecnologia, l'economia, la geopolitica e gli aspetti sociologici.

Il programma ESP applica tale metodologia a una vasta gamma di tematiche (domanda/offerta di energia, infrastrutture, finanziamento, analisi di mercato, impatto socio-economico delle politiche energetiche) che vengono esplorate sotto i profili economico, geopolitico ed istituzionale.

The **Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)** is a research institution and a think tank, whose mission is to foster, through studies, research, scientific dissemination, information and training, a better understanding of sustainable development, and to improve the quality of decision-making in public and private spheres. FEEM pursues its mission by promoting excellence, scientific rigor, the value of ideas and innovation in all its activities in collaboration with numerous partners that form an increasingly wide international network.

Fondazione Eni Enrico Mattei
Corso Magenta 63, Milano - Italy
Ph. +39 02.520.36934
Fax. +39 02.520.36946
E-mail: letter@feem.it
www.feem.it

The opinions expressed in this publication are those of the author(s) alone.

ISBN 9788894170115

© FEEM 2016. All rights reserved. Short sections of text, not to exceed two paragraphs, may be quoted in the original language without explicit permission provided that the source is acknowledged.

Publication registered at the Court of Milan, no. 194 of May 16, 2014.

The Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) Series on

«*Energy Scenarios and Policy*»

Turkey's Regional Gas Hub Ambitions: A Critical Assessment

by Simone Tagliapietra

ENGLISH

FEEM
PRESS

EE

Table of Contents

1. Turkey in the Regional Energy Chessboard: The Key Relevance of Gas	9
2. The Rise and Fall of Nabucco	10
3. The Southern Gas Corridor after Nabucco	12
4. Azerbaijan: The Southern Gas Corridor Front-runner	14
5. Turkmenistan: Just Looking Eastwards?	15
6. Iran: The Elephant in the Room	17
7. Kurdistan Region of Iraq: A New Player?	20
8. The Changing Eastern Mediterranean gas Landscape	21
9. Russia: The Sudden Rise and the Quick Demise of Turkish Stream	25
Conclusions	28
References	29

1. Turkey in the Regional Energy Chessboard: The Key Relevance of Gas

Because of its strategic geographical location at the crossroads of Caspian, Middle Eastern and Eastern Mediterranean gas-rich countries and Europe, Turkey has progressively emerged in the international energy debate of the last decade as a potential key regional gas hub.¹

This narrative was not only stimulated by Turkey itself, which made becoming an energy hub the second priority of its national energy strategy after security of energy supply,² but also by the European Union (EU).

In fact, since the launch of the Southern Gas Corridor (SGC) initiative in 2008 the EU has stressed the potential role of Turkey as a key hub in the regional gas markets. The SGC became a key component of the EU energy security strategy for two key reasons: i) Reducing the perceived over-dependence on Russian gas supplies by allowing new supplies from the Caspian and Middle Eastern regions to reach Europe; ii) Creating more competition on Southern and Eastern European gas markets.

1 See: S. Tagliapietra (2014b).

2 Ministry Foreign Affairs of the Republic of Turkey, *Turkey's Energy Strategy*, available online: <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>

2. *The Rise and Fall of Nabucco*

The focus on the SGC translated into EU political and financial support for Nabucco,³ the proposed 3,800 kilometre (km) pipeline with a capacity of 31 billion cubic metres per year (bcm/y), intended to carry gas from Azerbaijan, Turkmenistan, Iraq and Iran to south-east and central Europe via Turkey.⁴

Strong of the political backing given by the EU, Turkey and the United States (US),⁵ the Nabucco project gradually advanced from the signing in 2005 of the joint venture agreement between the five companies initially involved, to the signing in 2011 of the project support agreements between the Nabucco consortium and each of the five transit countries (Austria, Hungary, Romania, Bulgaria and Turkey).⁶

3 The EC awarded a grant in the amount of 50 percent of the estimated total eligible cost of the feasibility study including market analysis, and technical, economic and financial studies.

4 Natural gas flows from these producing countries would have reached the Turkish border as follows: via the South Caucasus Pipeline in the case of Azerbaijan; via Iran or the planned Trans-Caspian Pipeline in the case of Turkmenistan; via the planned extension of the Arab Gas Pipeline in the case of Iraq.

5 For the EU, Nabucco represented a major opportunity to diversify its natural gas supplies away from Russia. For Turkey, it represented a unique opportunity to realize its long-term strategic objective of becoming a key energy hub. For the US, it represented an important geopolitical asset to reduce the EU natural gas dependency on Russia, exactly as the Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline served in the 1990s to reduce the EU oil dependency on Russia.

6 See: M. Hafner and S. Tagliapietra (2013).

However, notwithstanding the strong commitment of the five transit countries and the unprecedented support of the EU and the US, the Nabucco project ultimately failed for a variety of commercial and financial reasons, such as weak outlook for EU gas demand, uncertain deliverability of supplies, potential competition from the Russian South Stream pipeline that was supposed to bring gas from Russia through the Black Sea to Bulgaria, and lack of guarantees or long-term ship-or-pay contracts that would facilitate access to bank loans.⁷

7 M. Hafner (2012).

3. *The Southern Gas Corridor after Nabucco*

The difficulties encountered by the Nabucco project paved the way for the emergence of a new version of the SGC, promoted by the only available regional supplier: Azerbaijan.⁸ In 2011 Azerbaijan signed a memorandum of understanding with Turkey on the Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), a project very different from Nabucco in terms of initial capacity (16 bcm/y) and especially in terms of legal structure. Nabucco, being a project completely under EU law, was subject to rules such as third-party access and unbundling throughout its entire length.⁹ By contrast, considering that Turkey has not yet adopted the EU energy acquis in its legislation, Azerbaijan – with a major stake in the TANAP project – will in practice control the pipeline and all gas transit through it. Considering both Turkey’s reluctance to enter the Energy Community¹⁰ and the difficulties related to the opening of the energy chapter of Turkey’s EU accession process, this situation is also unlikely to change in the foreseeable future.

But what are the future prospects of the SGC, and therefore

8 Not only because of the investments already made on its Shah Deniz natural gas field, but also because of the need to reach a final investment decision for Shah Deniz Phase II (a decision that finally arrived on December 17, 2013).

9 The intergovernmental agreement signed by the five transit countries in 2009 provided a legal framework for 50 years, confirming that 50 percent of the pipeline’s capacity was to be reserved for the shareholders of the project and the remaining 50 percent was to be offered to third-party shippers on the basis of a regulatory transit regime under EU law.

10 Turkey says that there are technical problems with some of the Energy

Figure 1.
The Southern Gas Corridor Pipeline Projects



Source: Platts

of Turkey becoming a regional gas hub? Is the Corridor destined to remain only composed of Azerbaijan or could it be expanded to other regional suppliers? And what will be the political and economic drivers underpinning these future developments? To provide a comprehensive answer to this set of questions, a review of the potential contributors to the SGC will now be illustrated.

Community Treaty's provisions. But more fundamentally, it does not like the idea of unilaterally signing up to a big chunk of the acquis without being able to ask anything in return. Turkey claims that such an arrangement may suit countries that are not eligible for membership. But Turkey is already an EU candidate and it does not want to be fobbed off with what it sees as a 'privileged partnership' in the energy field.

4. Azerbaijan: The Southern Gas Corridor Front-Runner

If there is a certainty about the SGC, it is Azerbaijan. With 1.2 trillion cubic metres (tcm) of gas reserves,¹¹ the country has supplied since 2007 the Turkish gas market with about 5 bcm/y via the South Caucasus Pipeline. With the ongoing development of the second phase of the offshore Shah Deniz field, Azerbaijan will export additional 6 bcm/y to Turkey by 2018/19 and also 10 bcm/y to Europe by 2020. On the basis of a final investment decision reached in December 2013, the new 16 bcm/y will flow to Turkey through an expanded version of the South Caucasus Pipeline and TANAP, the construction of which started in March 2015. The 10 bcm/y destined for European markets will then pass through the Trans-Adriatic Pipeline (TAP), which will connect TANAP and Italy via Greece and Albania. Gas sale agreements have already been signed with companies operating in Italy (for a total of 8 bcm/y), Greece and Bulgaria (for the remaining 2 bcm/y).

After 2025, more gas might become available on the basis of the development of further phases of Shah Deniz and also on the basis of the development of new fields.¹²

11 If not otherwise stated, all energy statistics in this paper refer to BP (2015).

12 For an interesting insight on the future prospects of Azerbaijan gas exports to Europe see: G. Rzyeva (2015).

5. *Turkmenistan: Just Looking Eastwards?*

Turkmenistan's gas landscape is rapidly evolving. The estimate of the country's gas reserves indeed skyrocketed from about 2 tcm in 2007 to 17.5 tcm in 2015. This huge difference underlines the profound under-exploration of the country's gas resources, and sheds light on the potential for further discoveries.¹³

Since the late 1990s, the US has actively promoted the construction of the Trans-Caspian Pipeline (TCP) to deliver Turkmenistan's gas to Turkey and eventually to Europe. This idea was rekindled in 2006, when the EU sought to diversify its gas supply in the aftermath of the first Russian-Ukrainian-European gas crisis. However, the EU's efforts to promote this pipeline project have failed because of the complex geopolitical situation of the region. In particular, the major barrier to the development of the TCP is the international dispute over the legal status of the Caspian Sea. Russia and Iran have traditionally claimed the Caspian to be a lake in legal terms in order to apply customary international law concerning border lakes, instead of the United Nations Convention on the Law of the Sea.¹⁴ If the Caspian is regarded as a lake, Russia and Iran could prevent the development of the TCP.

Taking into account this situation, Turkmenistan looked eastwards and agreed a major gas partnership with China that culminated in the construction of the 30 bcm/y Turkmenistan-

13 See: S. Pirani (2012).

14 United Nations (1982).

China Pipeline (via Uzbekistan and Kazakhstan), inaugurated in 2009. This outcome marked a successful strategic policy initiative on the part of the Chinese government, which in a timely way concluded agreements with Turkmenistan to construct the pipeline and to consistently involve Chinese companies in the upstream. This special relationship is set to further deepen in the near future, with the expansion of this pipeline to a capacity of 65 bcm/y by 2020.

Considering its huge, untapped, gas reserves, Turkmenistan could well supply both China and Europe in the future. However, the prospect of Turkmenistan exporting gas to Turkey and the EU will continue to depend on the resolution of the legal dispute over the status of the Caspian Sea and on the clarification of the environmental concerns related to the TCP project.¹⁵ All these elements make the realization of a gas route connecting Turkmenistan, Turkey and Europe very unlikely in the foreseeable future.

15 On this issue, the EU and the World Bank have recently financed a study.

6. *Iran: The Elephant in the Room*

With its 34 tcm of gas reserves, the largest in the world according to BP, Iran is generally considered the main prize for the international gas trade. Notwithstanding this rich natural endowment, the country has not yet translated potential into reality and, paradoxically, even continues to have problems in meeting its own domestic gas demand.¹⁶

Traditional barriers to the development of Iran's gas industry have been the international sanctions regime and the country's unattractive petroleum legal framework. With the former barrier already overcome thanks to the nuclear deal, and the latter barrier set to be overcome with a revision of the buy-back contract scheme, the sector might well start to develop again in the near future.¹⁷

However, in the short term the Iranian gas industry will most likely focus on the domestic market, and on limited amounts of regional exports. Iran concentrates its energy strategy on the development of the oil sector. In this framework, more gas needs to be utilized for reinjection into oil fields in order to sustain growing oil production and exports. In parallel to this, Iran might well try to use its gas resources to improve the competitiveness of its economy, through a larger share of power generation based on cheap gas, and through further investments in gas-fuelled vehicles, in a move to reduce the domestic consumption of oil, which could thus be freed up for additional exports. Under these circumstances, it is difficult to expect new major volumes

16 S. Tagliapietra (2014a).

17 See: S. Tagliapietra (2016).

of gas exports from Iran in the short-term, apart from the 10 bcm/y that in 2014 Iran agreed to export to Oman for a period of 25 years starting in 2017. On the basis of this deal, currently being implemented, part of the gas will serve the Omani market, while another part will be processed into LNG by Oman LNG under a tolling agreement, allowing the first appearance in the international market of what would actually be ‘Iranian LNG’.

As far as its longer-term gas export prospects are concerned, Iran will most likely look to Asia rather than to Europe. In recent years Iran has particularly focused on the advancement of the pipeline project with Pakistan. Iran has already completed the construction of its part of the infrastructure (connecting the major South Pars field with the Pakistani border), also because this allows gas to be supplied to its southern regions. However, Pakistan has not completed its share of construction, due to financial constraints and political difficulties in trading with Iran under sanctions. The situation has quickly evolved along with the Iranian nuclear deal; in April 2015 China committed itself to the construction of a major part of the infrastructure (from the port of Gwadar to Nawabshah). With this agreement the fate of the pipeline has substantially changed, and the project could be considered a front-runner in Iran’s gas export strategy post-2020. A major benefit of this project is that the pipeline could easily be extended to India, as had initially been conceived in the 1990s. This is crucial in the long-term, as India’s gas import requirements will increase dramatically after 2030. In parallel to this pipeline project, Iran will seek to advance LNG at its major South Pars field. In recent decades several European and Asian energy companies have been engaged in these projects, but have ultimately had to withdraw due to international sanctions. For Iran LNG is crucial, as it provides flexibility to reach international markets (particularly in the East) without relying on pipelines that, considering the geopolitical instability of the region, might unexpectedly become unusable. So additional Iranian supplies will be mainly committed to other markets than Europe.

Iranian exports to Europe are not only constrained by limited spare gas, but also by an infrastructure gap. Apart from LNG (which would also mainly target Asian markets due to demand and pricing dynamics), Iranian gas could only reach Europe via Turkey. But this would require a significant expansion of the existing connection between Iran and Turkey, and a new pipeline system from Turkey to Europe. Making this happen would require a strong political and financial commitment from Iran, which for the time being seems to have different priorities. The past evolutions of the Iranian-Turkish gas partnership do not favour such a prospect neither. In fact, in the recent past the two countries have even staged an international arbitration on Turkey's claims over Iranian gas's alleged too-high prices and too-low quality.

7. Kurdistan Region of Iraq: A New Player?

The Kurdistan Region of Iraq (KRI) has emerged over the last few years as a potential new supplier to the SGC. With an estimated range of 3-6 tcm of gas resources, the KRI might be able to both satisfy its domestic gas demand and to export volumes to Turkey and Europe.

Turkey plays an important role in this area, geopolitically and commercially. Turkey and the Kurdistan Regional Government (KRG) in Erbil signed a gas sales agreement in 2013 for the export of 4 bcm/y by 2017, 10 bcm/y by 2020 and 20 bcm/y thereafter.

Building on this agreement, the Anglo-Turkish company Genel Energy plc reached in November 2014 an agreement with the KRG for the development of two gas fields, Miran and Bina Bawi, which Genel Energy expects to deliver gross mean sales of about 240 bcm of gas.

Considering the potential resource endowment of the region, gas exports from the KRI to Europe via Turkey might also well materialise in the medium term, after the KRI reaches gas self-sufficiency and after the KRG fulfils its obligations to Turkey. However, such a development will mainly depend on the evolution of regional geopolitics. The unpredictable dynamics of the security situation in the territory will, in fact, determine whether exploration and production operations in the field might be carried out or not.

8. *The Changing Eastern Mediterranean Gas Landscape*

In recent years the Eastern Mediterranean has been a hot topic in international gas markets. Interest in the area peaked when three large fields were discovered between 2009 and 2011: the Tamar and Leviathan fields off the shore of Israel and the Aphrodite field off the shore of Cyprus. The resources of these three fields are currently estimated at about 1 tcm.

To exploit this potential, a number of export options were progressively discussed, from pipelines to LNG. Among them, a pipeline connecting Israel and Turkey represented for a certain period a strong option, which was lately dismissed due to geopolitical tensions between the two countries.¹⁸

Analysts have expressed hopes that the new gas discoveries might not only strengthen the energy cooperation in the area but also pave the way for a new era of economic and political stability in the region.

However, the high initial expectations were largely muted over time. In Israel a long-lasting internal political debate on the management of the gas resources created a climate of uncertainty that contributed to the delay of key investment decisions. In Cyprus – where the gas discovery was welcomed as a godsend gift to relieve the country from its financial troubles – the initial enthusiasm was cooled down by successive downward revisions of the expected resources. These developments raised skepticism on the general idea that the Eastern Mediterranean might become a gas-exporting region.

18 Johnson, K. (2015).

All of a sudden, the initial expectations have been revived by the recent discovery of the large Zohr gas field in offshore Egypt. Considering its size, this discovery – the largest ever made in the Mediterranean Sea – might indeed completely change the regional gas outlook.

If there is a certainty about Zohr, it is that its development will primarily serve the Egyptian domestic market. Due to a rapid decline in production the country has increasingly struggled to meet its domestic demand. As a result Egypt even started to import LNG in 2015 through two floating storage and regasification units (FSRU) leased for five years. Accordingly, Egypt's LNG exports dropped from a starting level of about 15 bcm/year in 2005 to almost zero in 2014, leaving the country's two LNG plants completely idle. With a potential 20 year-plateau production level of 20-30 bcm/year Zohr would thus be a major relief for Egypt's constrained gas market.

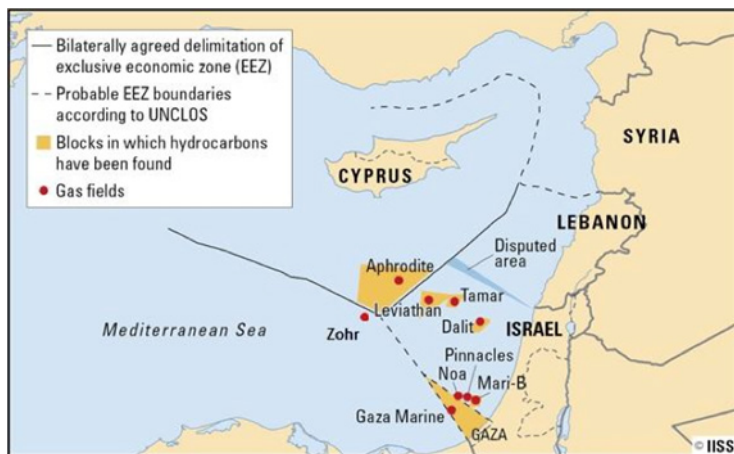
Zohr could be the first of a new string of gas discoveries offshore Egypt. International oil and gas companies have already started to increase operations in the area, and if Zohr and other offshore fields reach their full potential in the 2020s, Egypt might by that time again become an LNG exporter.

However, the impact of Zohr could well go beyond Egypt's boundaries, due to its geographic location and infrastructure.

Zohr is located only 90 km away from Aphrodite, which in turn is only 7 km off from Leviathan. This proximity could allow a coordinated development of the fields and thus the creation of the economies of scale needed to put in place a competitive regional gas export infrastructure.

Egypt already has in place a 19 bcm/year LNG export infrastructure in Idku and Damietta that currently sits idle. This would allow to export any volumes from Zohr and other domestic fields not used in the domestic market. Given the growing domestic demand in Egypt, it is fair to assume that some export capacity would be left for Israeli and Cypriot gas – if it could be brought to the Egyptian terminals. As both LNG

Figure 2.
The Eastern Mediterranean Gas Landscape



Source: IISS

plants can be expanded Israeli and Cypriot developers would have a flexible outlet.

For Israel and Cyprus, cooperating with other players in the region is crucial. Building the export infrastructure and developing the fields is a circular problem: if there are political or commercial risks that no export infrastructure will be in place when the production starts, a lot of money will be lost. If the field underperforms compared to expectations, expensive export infrastructure (the Cypriot LNG Vasilikos project is estimated to cost USD 6 billion) will sit idle. Consequently, bringing together an underused and scalable export infrastructure with several promising fields could be the key to unlocking untapped regional potential.

So, Egypt seems to hold the keys of the Eastern Mediterranean gas future. It could decide to proceed alone by exporting the gas volumes that will progressively become available on top of the

domestic demand, or it might decide to proceed together with Israel and Cyprus, by creating a new Eastern Mediterranean gas hub based on its existing exporting infrastructure.

Creating a new Eastern Mediterranean gas hub would present benefits for all players involved, allowing Egypt to enhance its role in the region and secure revenue from a transit scheme, and Israel and Cyprus to fully exploit their gas reserves without making major investments on the infrastructure.

In this context, the previously mentioned project of connecting Israel and Turkey via pipeline would definitively vanish, as insurmountable commercial barriers will build on the existing geopolitical barriers. The Eastern Mediterranean, often considered over the last years as a potential direct contributor to both Turkish gas market and Turkish regional gas hub vision, might then evolve with Egyptian LNG in a way not favorably impacting Turkey and its gas hub ambitions.

9. Russia: The Sudden Rise and the Quick Demise of Turkish Stream

On 1 December 2014, Russian president Vladimir Putin surprised the energy world by announcing, during a state visit to Turkey, the demise of South Stream and the launch of a new project to supply Turkish and south-eastern European markets from 2019 while completely bypassing Ukraine: Turkish Stream.¹⁹

After this declaration, Gazprom CEO specified that Russia's plan was to construct a new pipeline under the Black Sea to Turkey with the same capacity of South Stream (63 Bcm/y), to supply 14 Bcm/y to Turkey and the rest to be used for a gas hub on the border with Greece. He also declared that primary aim of the pipeline was to completely eliminate Ukraine from Russia's gas transit to Europe. The pipeline was set to start at the Russkaya pumping station on the Russian coast of the Black Sea, which was supposed to be also the starting point of South Stream. Miller also said that an agreement on the pipeline was previously reached with Turkey and the sides already signed a Memorandum of Understanding (MoU).²⁰ Turkish Stream, as it would have been successively named, was then already taking shape. After two months of discussions between the Russian and Turkish counterparts on the potential routes of the new pipeline, Gazprom CEO and then-Turkish Minister for Energy and Natural Resources Taner Yildiz presented on February 7, 2015 the latest route of Turkish Stream.

19 See: S. Tagliapietra, M. Hafner (2015).

20 Energy Intelligence (2014).

Figure 3.
Turkish Stream



Source: Gazprom

The pipeline would run for 660 km from the Russkaya pumping station on the Russian coast of the Black Sea along the old route of South Stream up to the Bulgarian exclusive economic zone, after which a new 250 km route would dip southwest and run through the Turkish zone to the Turkish coast, near the village of Kiyikoy. According to Gazprom, the gas delivery point for Turkish consumers would be in Luleburgaz, while a connection between Turkey and Greece is planned in Ipsala. After the 910 km in the offshore Black Sea, the pipeline would thus run for additional 180 km on the onshore Turkish territory.²¹ Gazprom declared its intention to advance the construction of the pipeline's initial strings (with a capacity of 14 Bcm/y, which correspond to the

²¹ Energy Intelligence (2015).

volume of gas that Turkey currently imports from Russia through Ukraine) by December 2016.²²

In this plan, it would have been up to European transmission system operators to construct the infrastructure needed to connect the Turkish Stream delivery point at the Turkish-Greek border with destination markets in Central-western Europe. However, considering the geopolitical impasse between the EU and Russia, this prospect did not materialize.

Furthermore, the evolution of the Russia-Turkey relations did not help the development of Turkish Stream either. In fact, the project was slowed down due to Turkey's internal political instability in view of the general elections of June 2015. When these elections resulted in a hung parliament and coalition negotiations broke down, Turkish President Erdogan called for snap elections in November 2015, thus further prolonging the political vacuum in the country.

In addition to this, the unprecedented political standoff between Russia and Turkey arisen after the dawning of the Russian aircraft by the Turkish Air Force near the Syria-Turkey border, on 24 November 2015, ultimately led to the demise of the Turkish Stream project.

22 The remaining 49 Bcm/y would then be available on the border with Greece for purchase by European customers after other three legs are built. The timing of this second phase was far more uncertain than the first one, also considering the need of reviewing or signing new long-term contracts between Gazprom and its European customers (at least the new delivery points need to be agreed by the Parties) and building pipeline connections across the Balkans to evacuate the gas from the Turkish-Greek border to the core European gas markets.

Conclusion

This brief excursus on the gas export potential of regional producing countries to Turkey, and to Europe via Turkey, shows all the limits of the country's aspiration to become a regional gas hub.

As far as the Caspian, Middle East and Eastern Mediterranean regions are concerned, with the only exception of Azerbaijan producing countries are not willing to supply gas to Turkey, and to Europe via Turkey, for different commercial and/or geopolitical reasons.

On the contrary, Russia has recently shown its willingness to divert major volumes of gas currently flowing to Turkey and the EU via Ukraine directly to Turkey, with the Turkish Stream project. However, the most recent evolutions of the Russia-Turkey relations badly impacted such a prospect, factually leading to the demise of the project.

In this context, it seems reasonable to argue that the margin of manoeuvre of Turkey in the regional gas markets is rather limited. As a result, in the foreseeable future the country will unlikely be able to make a consistent step forward towards the realization of its regional gas hub ambitions. What will happen in a longer-term scenario is highly unpredictable, as highly unpredictable are the regional geopolitical dynamics underpinning such developments.

References

- BP (2015), *Statistical Review of World Energy*, available online <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Energy Intelligence (2014), *Russia Cancels South Stream Project, Plans to Redirect Volumes to Turkey*, December 2.
- Energy Intelligence (2015), *Gazprom Agrees Turk Stream Land Route*, February 12.
- Hafner, M. (2012), *Russian Strategy on Infrastructure and Gas Flows to Europe*, POLINARES Working Paper No. 73.
- Hafner, M. and Tagliapietra, S. (2013), *The Globalization of Natural Gas Markets. New Challenges and Opportunities for Europe*, Claeys&Casteels, Deventer.
- Hafner, M. and Tagliapietra, S. (2015), *Turkish Stream: What Strategy for Europe?*, Nota di Lavoro n. 50.2015, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- Johnson, K. (2015), *A gas powered rapprochement between Israel and Turkey*, *Foreign Policy*, available online, <http://foreignpolicy.com/2015/12/18/a-gas-powered-rapprochement-between-turkey-and-israel/>
- Ministry Foreign Affairs of the Republic of Turkey, *Turkey's Energy Strategy*, available online, <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>
- Pirani, S. (2012), *Central Asian and Caspian Gas Production and the Constraints on Export*, NG 69, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- Rzayeva, G. (2015), *The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe: Challenges and Perspective*, NG 97, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

- Tagliapietra, S. (2014a), *Iran After the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?*, Nota di Lavoro n. 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- Tagliapietra, S. (2014b), *Turkey as a Regional Natural Gas Hub: Myth or Reality?*, Nota di Lavoro n. 2.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- Tagliapietra, S. (2016), *Iran Faces a Bumpy Road Back to Global Energy Markets*, Beyondbrics blog, Financial Times, February 9.
- United Nations (1982), *United Nations Convention on the Law of the Sea*, available online, http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf

VOLUMES PUBLISHED BY FONDAZIONE ENI ENRICO MATTEI
IN THE FEEM PRESS SERIES

The Global Revolution of Unconventional Oil: New Markets, New Governances, New Policies, by John M. Deutch, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 1/2014

Islam and Modernity: an Unconventional Perspective, by Tarek Heggy, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 2/2014

The Ukraine Debacle, by Anatol Lieven, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 3/2014

Growth Inequality and Poverty Reduction in Africa, by Francisco H.G. Ferreira, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 1/2015

Coalitions and Networks, by Carlo Carraro (ed.), Milan, FEEM Press, Climate Change and Sustainable Development Series, 2/2015

Insights from China: Leadership, Policies, New World Order, by Jean Christophe Iseux von Pfetten, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 3/2015

Un patto globale per lo sviluppo sostenibile. Processi e attori nell'Agenda 2030, by Ilaria Lenzi, Ilaria Pais, Andrea Zucca, Milan, FEEM Press, Social Innovation and Sustainability Series, 4/2015

Water and Development, by Michel Camdessus and Giulio Sapelli, Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 5/2015

Arctic Amplification, Climate Change, Global Warming. New Challenges from the Top of the World, by Peter Wadhams, Milan, FEEM Press, Climate Change and Sustainable Development Series, 6/2015

Los Otros Welfare. Esperienze storiche e proposte di sicurezza sociale nel Messico contemporaneo (secoli XIX e XX), by Veronica Ronch (ed.), Milan, FEEM Press, Economy and Society Series, 1/2016

Greening the World Trade Organization, by Raymond Saner, Milan, FEEM Press, Climate Change and Sustainable Development Series, 2/2016

Turkey's Regional Gas Hub Ambitions: a Critical Assessment, by Simone Tagliapietra, Milan, FEEM Press, Energy Scenarios and Policy Series, 3/2016

La **Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)** è un centro di ricerca e un think tank, la cui missione è di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di disseminazione e formazione, all'arricchimento delle conoscenze sullo sviluppo sostenibile e al miglioramento della qualità del processo decisionale pubblico e privato. FEEM persegue la sua missione promuovendo in tutte le attività, l'eccellenza, il rigore scientifico, il valore delle idee e l'innovazione in collaborazione con numerosi partner che formano un network internazionale in costante espansione.

Fondazione Eni Enrico Mattei
Corso Magenta 63, Milano - Italy
Ph. +39 02.520.36934
Fax. +39 02.520.36946
E-mail: letter@feem.it
www.feem.it

Le opinioni espresse nella presente pubblicazione rappresentano esclusivamente il punto di vista dell'autore/i.

ISBN 9788894170115

© FEEM 2016. Tutti i diritti sono riservati. Sono autorizzate brevi riproduzioni del testo nella lingua originale, non superiori ai due paragrafi, senza esplicito permesso, purché sia citata la fonte.

Registrazione n. 194 presso il Tribunale di Milano, il 16.05.2014.

The Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) Series on

«Energy Scenarios and Policy»

La Turchia come hub nei mercati regionali del gas: un'analisi critica

Simone Tagliapietra

ITALIANO

FEEM
PRESS

EE

Indice

1. La Turchia nel quadro dello scacchiere energetico regionale: il ruolo fondamentale del gas	37
2. Nascita e tramonto del progetto Nabucco	38
3. Il Corridoio Sud dopo Nabucco	40
4. Azerbaijan: il concorrente favorito del Corridoio Energetico Meridionale	42
5. Turkmenistan: lo sguardo è rivolto soltanto verso est?	43
6. I nuovi scenari per l'Iran dopo l'accordo sul nucleare	45
7. Il Kurdistan iracheno: l'ingresso di un nuovo attore in gioco?	48
8. Il mutevole scenario del Mediterraneo Orientale	49
9. Russia: l'improvvisa ascesa e il rapido declino del Turkish Stream	53
Conclusione	57
References	58

1. La Turchia nel quadro dello scacchiere energetico regionale: il ruolo fondamentale del gas

Nel dibattito internazionale sull'energia degli ultimi dieci anni, la Turchia ha visto progressivamente emergere il proprio ruolo di potenziale nodo o hub per la fornitura del gas, in virtù della sua strategica posizione geografica, posta al crocevia tra l'Europa e i paesi ricchi di petrolio del Mar Caspio, del Medioriente e del Mediterraneo Orientale.¹

A suggerire questa prospettiva non è stata soltanto la Turchia, che ha assegnato all'obiettivo di diventare un hub energetico la massima priorità nella propria strategia energetica nazionale, subito dopo quello della sicurezza delle forniture², ma la stessa Unione Europea (EU).

Non a caso, sin dal lancio del progetto europeo del Corridoio Sud (SGC, *Southern Gas Corridor*) nel 2008, l'Unione Europea non ha fatto che sottolineare l'importanza fondamentale del ruolo di hub che la Turchia avrebbe svolto per i mercati del gas della regione. Il Corridoio Sud è divenuto un elemento chiave della strategia europea per la sicurezza energetica, mirata al conseguimento di due obiettivi principali: i) ridurre quella che viene percepita come un'eccessiva dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia, consentendo l'arrivo di nuove forniture dalle regioni caucasiche e mediorientali; ii) creare maggiore concorrenza sui mercati del gas dell'Europa meridionale e orientale.

1 Si veda: S. Tagliapietra (2014b).

2 Ministry Foreign Affairs of the Republic of Turkey, *Turkey's Energy Strategy*, disponibile online: <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>

2. *Nascita e tramonto del progetto Nabucco*

L'elevata priorità attribuita al SGC si è tradotta nella decisione dell'Unione Europea di offrire sostegno politico e finanziario al progetto Nabucco³, che prevedeva la realizzazione di un gasdotto lungo 3.800 chilometri, con una capacità di 31 miliardi di metri cubi annui, per il trasporto del gas proveniente da Azerbaijan, Turkmenistan, Iraq e Iran verso l'Europa centrale e meridionale, attraverso la Turchia⁴.

Forte dell'appoggio politico dell'Unione Europea, della Turchia e degli Stati Uniti⁵, il progetto Nabucco è stato portato avanti a partire dal 2005, quando venne firmato un accordo di joint venture tra le cinque compagnie originali, fino al 2011,

-
- 3 La Comunità Europea ha concesso un contributo pari al 50 per cento del costo totale stimato per lo studio di fattibilità, inclusivo di analisi di mercato e studi tecnici, economici e finanziari.
 - 4 Il gas naturale proveniente da questi paesi produttori avrebbe raggiunto il confine turco nel modo seguente: attraverso il gasdotto del Caucaso meridionale, nel caso dell'Azerbaijan; attraverso l'Iran o il previsto gasdotto transcaucasico, nel caso del Turkmenistan; attraverso la prevista estensione del gasdotto Arabo nel caso dell'Iraq.
 - 5 Per la UE, Nabucco rappresentava una grande occasione per diversificare le fonti di approvvigionamento di gas naturale, e rendersi indipendenti dalla Russia. Per la Turchia, il progetto rappresentava un'opportunità unica di realizzare il proprio obiettivo strategico a lungo termine di diventare un nodo energetico di primo piano. Per gli USA, Nabucco rappresentava un'importante risorsa geopolitica per ridurre la dipendenza europea dal gas naturale dalla Russia, allo stesso modo in cui l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan è servito negli anni '90 a ridurre la dipendenza europea dal petrolio russo.

quando il consorzio Nabucco e i cinque paesi di transito (Austria, Ungheria, Romania, Bulgaria e Turchia)⁶ accordarono formalmente il loro sostegno al progetto.

Tuttavia, malgrado il forte impegno dei cinque paesi di transito, e il sostegno senza precedenti di Europa e Stati Uniti, il progetto Nabucco è stato infine accantonato per una serie di ragioni economiche e finanziarie diverse, tra cui le prospettive poco incoraggianti per la domanda di gas da parte dell'EU, le incertezze in merito all'effettiva continuità delle forniture, la potenziale concorrenza da parte del gasdotto russo South Stream, che dovrebbe trasportare il gas dalla Russia alla Bulgaria attraverso il Mar Nero, e la mancanza di garanzie o di contratti *ship-or-pay* a lungo termine che avrebbero facilitato il finanziamento del progetto da parte delle banche.⁷

6 Cfr: M. Hafner, S. Tagliapietra (2013).

7 M. Hafner (2012).

3. Il Corridoio Sud dopo Nabucco

Le difficoltà incontrate dal progetto Nabucco hanno portato all'elaborazione di una nuova versione del SGC, promossa dall'unico paese fornitore disponibile della regione, l'Azerbaijan.⁸ Nel 2011 l'Azerbaijan ha firmato un protocollo d'intesa con la Turchia per la realizzazione di un gasdotto trans-anatolico (TANAP), un progetto che si differenziava notevolmente dal Nabucco per la capacità iniziale (16 miliardi metri cubi l'anno) e soprattutto per la sua formulazione giuridica. Infatti, il progetto Nabucco, essendo stato elaborato interamente nel quadro del diritto EU, era soggetto a regole quali l'accessibilità a terzi e la separazione tra reti di trasporto e attività di produzione e fornitura, per tutta la sua estensione.⁹ Al contrario, visto che la Turchia non ha ancora recepito nella propria legislazione l'*acquis* comunitario in campo energetico, l'Azerbaijan – in virtù della sua quota determinante nel progetto TANAP – controllerà in pratica il gasdotto e tutto il gas che transiterà attraverso la rete di fornitura. Considerata la riluttanza della Turchia a entrare nella Comunità

8 Non soltanto a causa degli investimenti già effettuati per il giacimento di gas naturale di Shah Deniz, ma anche per la necessità di raggiungere una decisione di investimento definitiva per la fase II di Shah Deniz (decisione cui si è giunti infine il 17 dicembre 2013).

9 L'accordo intergovernativo concluso nel 2009 tra i cinque paesi di transito ha rappresentato il quadro normativo di riferimento per 50 anni, confermando che il 50% della capacità delle condutture sarebbe stato riservato ai finanziatori ed azionisti del progetto, mentre il restante 50% sarebbe stato offerto a *shippers* di parte terza in base a regole di transito stabilite in conformità con le leggi dell'Unione Europea.

Figure 1.
I progetti di gasdotto nel Corridoio Sud



Fonte: Platts

Energetica¹⁰ e le difficoltà legate all’apertura del capitolo energetico nel suo iter di adesione all’Unione Europea, appare improbabile che questo stato di cose possa modificarsi in un prossimo futuro.

Quali sono dunque le prospettive future del SGC, e di conseguenza del ruolo di hub energetico regionale per la Turchia? Il Corridoio Sud è destinato a essere composto solo dall’Azerbaijan o potrebbe essere esteso ad altri fornitori della regione? E quali fattori politici ed economici ne determineranno il futuro sviluppo? Per dare una risposta quanto più esauriente possibile a tutte queste domande è necessario tracciare il quadro dei possibili partecipanti al SGC.

10 Secondo la Turchia esistono problemi tecnici in relazione ad alcune clausole del Trattato Comunitario sull’Energia. In realtà, la questione fondamentale è che la Turchia non apprezza l’idea di dover sottoscrivere gran parte dell’*acquis* senza potere chiedere nulla in cambio. La sua teoria è che si tratta di un sistema applicabile ai paesi che non possiedono i requisiti per entrare nell’Unione Europea, mentre la Turchia è già un paese candidato e non intende essere tenuta sulla corda in relazione a quella che considera una “partnership privilegiata” in campo energetico.

4. Azerbaijan: il concorrente favorito del Corridoio Energetico Meridionale

Se esiste una certezza a proposito del SGC, essa è rappresentata dall'Azerbaijan. Con i suoi 1,2 trilioni di metri cubi di riserve di gas,¹¹ il paese fornisce dal 2007 al mercato energetico turco circa 5 miliardi di metri cubi all'anno, attraverso il gasdotto del Caucaso Meridionale. Con il prossimo avvento della seconda fase di sviluppo del giacimento offshore di Shah Deniz, l'Azerbaijan esporterà altri 6 miliardi di metri cubi annui verso la Turchia entro il 2018/19, oltre a 10 miliardi di metri cubi verso l'Europa entro il 2020. In base alla decisione di investimento definitiva del dicembre 2013, i nuovi 16 miliardi di metri cubi annui transiteranno attraverso la Turchia grazie a una versione ampliata del Gasdotto del Caucaso Meridionale e del TANAP, la cui realizzazione è stata avviata nel marzo 2015. I 10 miliardi di metri cubi annui destinati ai mercati europei passeranno attraverso il gasdotto trans-adriatico (TAP), che collegherà il TANAP e l'Italia attraverso Grecia e Albania. Accordi per la vendita del gas sono già stati sottoscritti con compagnie operanti in Italia (per un totale di 8 miliardi di metri cubi annui), Grecia e Bulgaria (per i restanti 2 miliardi di metri cubi annui).

A partire dal 2025, potrebbero essere rese disponibili maggiori riserve di gas, con il progredire delle fasi di realizzazione dello Shah Deniz e l'apertura di nuovi giacimenti¹².

11 Salvo ove diversamente specificato, tutte le cifre e i dati statistici sull'energia riportati nell'articolo sono tratti da: BP (2015).

12 Per un'interessante analisi delle prospettive future per le esportazioni di gas dall'Azerbaijan verso l'Europa, vedi: G. Rzyayeva (2015).

5. *Turkmenistan: lo sguardo è rivolto soltanto verso est?*

Le risorse di gas del Turkmenistan presentano un quadro in rapida evoluzione. La stima delle riserve di gas del paese è schizzata verso l'alto, salendo da circa 2 trilioni di metri cubi nel 2007 a 17,5 trilioni di metri cubi nel 2015. Questo enorme divario evidenzia quanto poco siano stati finora esplorati i giacimenti turkmeni, preannunciando ulteriori scoperte.¹³

Dalla fine degli anni '90, gli Stati Uniti hanno attivamente promosso la costruzione del gasdotto trans-Caspio (TCP) destinato a trasportare il gas turkmeno verso la Turchia e infine l'Europa. L'idea è stata ripresa nel 2006, quando la UE ha cercato di diversificare le proprie fonti, sulla scia della prima crisi del gas russo-ucraino-europea. Tuttavia, i tentativi europei di promuovere il progetto del TCP fallirono a causa della complessa situazione geopolitica della regione. Il principale ostacolo allo sviluppo del TCP sembra essere rappresentato dalla disputa internazionale in merito allo status giuridico del Mar Caspio. Tradizionalmente, Russia e Iran hanno sostenuto la sua natura giuridica di lago, che giustificherebbe l'applicazione delle leggi internazionali sugli specchi d'acqua di confine, anziché quella della Convenzione ONU sul Diritto del Mare¹⁴. Se prevalesse la tesi del lago, Russia e Iran potrebbero porre il veto alla realizzazione del TCP.

Alla luce di questa situazione, il Turkmenistan ha cominciato a guardare verso est, sottoscrivendo un importante accordo di partenariato con la Cina, culminato nella costruzione di un gasdotto da 30 miliardi di metri cubi annui tra Turkmenistan e Cina (via Uzbekistan e Kazakistan), inaugurato nel 2009. Questo

13 Cfr: S. Pirani (2012).

14 United Nations (1982).

risultato ha segnato un significativo successo politico-strategico del governo cinese, riuscito a concludere tempestivamente accordi con il Turkmenistan per la costruzione del gasdotto e il costante coinvolgimento delle imprese cinesi a monte della realizzazione dell'opera. Questa sorta di rapporto preferenziale è destinato ad approfondirsi nel prossimo futuro, con la prevista estensione del gasdotto fino alla capacità di 65 miliardi di metri cubi annui entro il 2020.

Il Turkmenistan, con le sue enormi riserve di gas ancora da sfruttare, potrebbe in futuro rifornire sia la Cina che l'Europa. Tuttavia, la possibile esportazione del gas turkmeno verso Turchia ed Europa dipenderà dalla risoluzione della disputa sullo status giuridico del Mar Caspio e dallo scioglimento dei timori ambientali legati alla realizzazione del TCP¹⁵. L'insieme di questi elementi rende alquanto improbabile la realizzazione di una via del gas che colleghi Turkmenistan, Turchia ed Europa nel prossimo futuro.

15 Su questo tema, la UE e la Banca Mondiale hanno di recente finanziato uno studio.

6. I nuovi scenari per l'Iran dopo l'accordo sul nucleare

Con i suoi 34 trilioni di metri cubi di riserve di gas, le più vaste del mondo secondo BP, l'Iran è generalmente considerato il numero uno del commercio internazionale del gas. Malgrado l'abbondanza di questa risorsa naturale, tuttavia, il paese non ha ancora realizzato le proprie potenzialità, e ancora fatica, paradossalmente, a soddisfare la propria domanda interna di gas¹⁶.

Gli ostacoli allo sviluppo dell'industria iraniana del gas sono stati, tradizionalmente, le sanzioni internazionali e il sistema legislativo vigente in materia di risorse petrolifere, sicuramente poco incoraggiante. Superato il primo ostacolo grazie all'accordo sul nucleare, e in vista della probabile risoluzione del secondo mediante la revisione dei contratti di *buy-back*, il settore potrebbe presto ricominciare a crescere¹⁷.

Ad ogni modo, è molto probabile che nel breve periodo l'industria iraniana del gas punti sul mercato interno, e solo in misura limitata sulle esportazioni verso gli altri paesi della regione. La strategia energetica dell'Iran mira prevalentemente allo sviluppo del settore petrolifero. In quest'ottica, il paese necessita di maggiori quantitativi di gas da ri-iniettare nei giacimenti petroliferi per sostenere la crescita della produzione e dell'esportazione del petrolio. In parallelo, l'Iran potrebbe anche cercare di sfruttare le riserve di gas per rendere la propria economia più competitiva, generando più energia con la risorsa

16 S. Tagliapietra (2014a).

17 Cfr: S. Tagliapietra (2016).

più economica, continuando a investire in veicoli alimentati a gas, al fine di ridurre il consumo interno di petrolio e aumentare la quota destinata all'esportazione. In una situazione del genere, è difficile che nel breve periodo si verifichino aumenti significativi del volume di gas esportato dall'Iran, in aggiunta ai miliardi di metri cubi annui che l'Iran si è impegnato nel 2014 a fornire all'Oman per un periodo di 25 anni a decorrere dal 2017. L'accordo, che diventerà tra poco operativo, prevede che una parte del gas venga utilizzata dall'Oman per soddisfare la propria domanda interna, mentre il restante verrà trasformato in GNL (Gas Naturale Liquefatto) dalla Oman LNG in base a un contratto in conto lavorazione (*tolling agreement*), che si tradurrà nella comparsa sul mercato internazionale di un 'GNL iraniano'.

Per quanto concerne le prospettive di lungo periodo per le esportazioni di gas, è più che probabile che l'Iran si rivolga all'Asia anziché all'Europa. Negli ultimi anni il paese si è fortemente concentrato sull'avanzamento del progetto di gasdotto con il Pakistan. E' già stata completata la costruzione della parte infrastrutturale di competenza iraniana (per collegare l'importante giacimento di South Pars con il confine pakistano), che tra l'altro ha reso possibile approvvigionare di gas le regioni meridionali del paese. Dal canto suo, il Pakistan non ha ancora portato a termine la sua parte di costruzione, a causa di limitazioni di natura finanziaria e delle difficoltà politiche legate al commercio con l'Iran in regime di sanzioni. La situazione è però rapidamente mutata con l'avvicinarsi dell'accordo sul nucleare, e nell'aprile del 2015 la Cina si è impegnata a realizzare gran parte delle infrastrutture (dal porto di Gwadar a Nawabshah). Con la firma di questo accordo, le sorti del gasdotto sono radicalmente cambiate, e il progetto può oggi definirsi il primo risultato della strategia iraniana nel campo delle esportazioni di gas per il periodo post-2020. Una delle principali ricadute positive del progetto sarà la possibilità di prolungare il gasdotto fino in all'India, così come era stato originariamente concepito negli anni '90. Si tratta di un aspetto cruciale nel lungo termine, dato che a partire

dal 2030 l'India dovrà incrementare drasticamente le proprie importazioni di gas. Parallelamente al progetto di gasdotto, l'Iran cercherà di fare arrivare il GNL fino al grande giacimento di South Pars. Nel corso degli ultimi decenni, diverse società energetiche europee e asiatiche hanno partecipato a questi progetti, ma sono state alla fine costrette a ritirarsi a causa delle sanzioni internazionali. Per l'Iran il GNL è di importanza vitale, in quanto assicura la possibilità di raggiungere i mercati internazionali (in special modo quelli asiatici) senza dover contare su condutture che, considerata l'instabilità politica della regione, potrebbero divenire improvvisamente inutilizzabili. La conseguenza è che le forniture iraniane saranno indirizzate prevalentemente verso mercati non europei.

Ma non è soltanto la limitata disponibilità a porre un freno alle esportazioni iraniane verso l'Europa: il problema ha anche radici infrastrutturali. A eccezione del GNL (comunque prevalentemente destinato ai mercati asiatici, a cause delle dinamiche dei prezzi e della domanda), il gas iraniano potrebbe raggiungere l'Europa soltanto attraverso la Turchia, ma questo presupporrebbe un ampliamento significativo degli attuali collegamenti tra Iran e Turchia, e la costruzione di una nuova rete di condutture tra Turchia e Europa. Affinché ciò si realizzi è necessario un forte impegno politico e finanziario da parte del governo di Teheran, che al momento sembra avere tutt'altre priorità. Anche gli ultimi sviluppi della partnership turco-iraniana per il gas non depongono a favore di questa prospettiva, tanto che di recente i due paesi sono ricorsi a un arbitrato internazionale per stabilire la fondatezza delle affermazioni della Turchia, secondo cui il gas iraniano era di scarsa qualità e venduto a un prezzo eccessivamente elevato.

7. Il Kurdistan iracheno: l'ingresso di un nuovo attore in gioco?

Negli ultimi anni, la Regione Autonoma del Kurdistan iracheno (KRI) si è affacciato sulla scena come possibile nuovo fornitore di gas per il Corridoio Sud. Con riserve di gas stimate intorno ai 3-6 trilioni di metri cubi, il KRI potrebbe soddisfare il proprio fabbisogno interno e al tempo stesso esportare gas verso la Turchia e l'Europa.

Il ruolo della Turchia nell'area è di grande rilievo, a livello geopolitico come a livello commerciale. Nel 2013 la Turchia e il governo regionale del Kurdistan (KRG) hanno firmato un accordo che prevede l'esportazione di 4 miliardi di metri cubi all'anno entro il 2017, 10 miliardi di metri cubi annui entro il 2020 e 20 miliardi di metri cubi annui dal 2020 in poi.

Sulla scia di questo accordo, la società anglo-turca Genel Energy plc ha concluso nel novembre 2014 un contratto con il KRG per lo sfruttamento di due giacimenti di gas, , Miran e Bina Bawi, che secondo la Genel Energy produrranno in media 240 miliardi di metri cubi di gas.

Considerate le risorse potenziali della regione, le esportazioni di gas dal Kurdistan iracheno verso l'Europa attraverso la Turchia potrebbero anche materializzarsi nel breve periodo, non appena la Regione avrà raggiunto l'autosufficienza e onorato i propri impegni verso la Turchia. Tutto dipenderà, ad ogni modo, da come evolverà la situazione geopolitica della regione. Saranno infatti le imprevedibili dinamiche territoriali relative alla sicurezza, a determinare se le operazioni di esplorazione e sfruttamento potranno o meno essere portate a termine.

8. *Il mutevole scenario del Mediterraneo Orientale*

Negli ultimi anni si è parlato molto del ruolo Mediterraneo Orientale sui mercati internazionali del gas. L'interesse per la questione ha toccato il punto massimo con la scoperta di tre vasti giacimenti, tra il 2009 e il 2011, quello di Tamar e Leviathan al largo della costa israeliana e quello di Afrodite al largo di Cipro. La ricchezza di questi tre giacimenti è attualmente stimata intorno al trilione di metri cubi.

Per quanto riguarda il loro sfruttamento, sono state proposte nel tempo diverse strategie di esportazione, dai gasdotti al GNL. Per un certo periodo è sembrata prevalere l'idea di realizzare una condotta tra Israele e Turchia, ma l'ipotesi è infine tramontata a causa delle tensioni geopolitiche tra i due paesi.¹⁸

Gli analisti avevano espresso la speranza che la scoperta dei nuovi giacimenti di gas potesse non solo favorire la cooperazione energetica nell'area, ma anche porre le basi per una nuova era di stabilità economica e politica nell'intera regione.

Purtroppo, le elevate aspettative iniziali sono state progressivamente ridimensionate, sino a scomparire quasi del tutto. In Israele, un anno di dibattito politico interno in merito alla gestione delle risorse di gas ha creato un clima di incertezza che ha portato a rinviare nel tempo decisioni di investimento fondamentali. A Cipro, dove la scoperta del gas era stata salutata come un dono inviato dal cielo per sollevare il paese dalle proprie difficoltà finanziarie, l'entusiasmo iniziale è stato raffreddato da ripetute revisioni al ribasso delle stime iniziali, diffondendo

18 Johnson, K. (2015).

scetticismo in merito alla possibilità che il Mediterraneo Orientale possa davvero diventare una regione esportatrice di gas.

Tuttavia, le aspettative iniziali sono state improvvisamente ravvivate dalla recente scoperta del vasto giacimento di gas di Zohr, al largo dell'Egitto. Questa scoperta, tenuto conto delle sue dimensioni, le più vaste mai individuate nel Mar Mediterraneo, potrebbe effettivamente modificare completamente le prospettive della regione per quanto riguarda il gas.

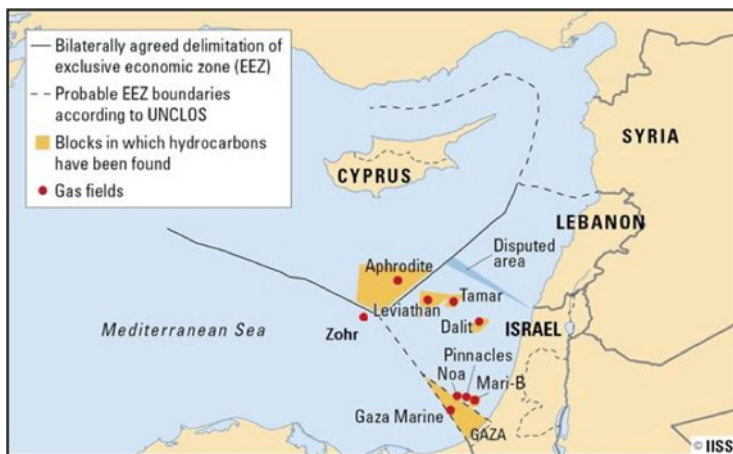
Se esiste una qualche certezza in merito a Zohr, è data sicuramente dal fatto che le sue riserve andranno in primo luogo a soddisfare il mercato interno egiziano, oggi in difficoltà a causa del brusco calo della produzione nazionale. Prova ne sia che nel 2015 l'Egitto ha addirittura cominciato a importare GNL attraverso due impianti di rigassificazione e stoccaggio (FSRU) noleggiati per cinque anni. Le esportazioni di gas liquefatto dall'Egitto sono precipitate dal livello iniziale di circa 15 miliardi di metri cubi annui nel 2005 a quasi zero nel 2014, lasciando completamente inutilizzati i due impianti di produzione di GNL. Con i suoi 20-30 miliardi di metri cubi annui di produzione media a regime per 20 anni, il giacimento di Zohr rappresenterebbe un considerevole respiro di sollievo per l'asfittico mercato del gas interno.

Zohr potrebbe essere soltanto il primo di una nuova serie di nuovi giacimenti scoperti al largo delle coste egiziane. Non a caso, le compagnie petrolifere e del gas internazionali hanno già intensificato le proprie attività nell'area, e se Zohr e altri giacimenti offshore raggiungeranno il massimo del loro potenziale a partire dal 2020, l'Egitto potrebbe tornare a essere uno dei paesi esportatori di GNL.

A ogni modo, considerata la sua infrastruttura e la posizione geografica, gli effetti del giacimento di Zohr potrebbero farsi sentire anche molto al di là dei confini dell'Egitto.

Zohr è infatti situato a solo 90 chilometri di distanza da Afrodite, che a sua volta dista soltanto 7 km da Leviathan. La prossimità dei siti potrebbe consentire lo sviluppo coordinato dei tre giacimenti e di conseguenza il raggiungimento delle economie

Figura 2.
Lo scenario del gas nel Mediterraneo orientale



Fonte: IISS

di scala necessarie per realizzare un'infrastruttura regionale per l'esportazione del gas davvero competitiva.

L'Egitto possiede già, a Idku e Damietta, un'infrastruttura per l'esportazione di 19 miliardi di metri cubi annui di gas liquefatto, al momento inutilizzata. In questo modo, il paese potrebbe esportare, da Zohr e da altri giacimenti nazionali, qualsiasi quantitativo di gas non utilizzato per il mercato interno. Vista la crescita della domanda interna, è lecito ipotizzare che resterebbe comunque una quota di capacità per l'esportazione del gas israeliano e cipriota, sempre che lo si riesca a fare arrivare ai terminali egiziani. Oltretutto, considerata la possibilità di espandere entrambi gli impianti di GNL, le imprese costruttrici di Cipro e Israele avrebbero a loro disposizione un potenziale sbocco di mercato.

Per Israele e Cipro è fondamentale la cooperazione con gli altri attori regionali. La realizzazione delle infrastrutture

per l'esportazione e lo sviluppo dei giacimenti rappresenta un problema circolare: se esiste il rischio, sotto il profilo politico o commerciale, che le infrastrutture non siano ancora in piedi al momento di avviare la produzione, si potrebbero verificare ingenti perdite finanziarie. Se il giacimento produce meno di quanto previsto, costosissime infrastrutture (il costo stimato del progetto cipriota di Vasilikos per il gas liquefatto è pari a 6 miliardi di dollari) resteranno inutilizzate. Ecco perché mettere insieme infrastrutture inutilizzate, capacità di esportazione scalabile e diversi giacimenti potenzialmente interessanti può costituire la chiave per sbloccare risorse regionali attualmente non sfruttate.

Sembrerebbe dunque che l'Egitto possieda le chiavi per il futuro del gas nel Mediterraneo Orientale. Il paese potrebbe decidere di procedere in solitaria, esportando il quantitativo di gas che di volta in volta si renderà disponibile, dopo aver soddisfatto la domanda interna, oppure potrebbe decidere di collaborare con Israele e Cipro, creando un nuovo hub del gas per il Mediterraneo Orientale, basato sulle infrastrutture di esportazione esistenti.

La creazione di un nuovo hub per il gas nel Mediterraneo Orientale presenterebbe vantaggi per tutti gli attori coinvolti: l'Egitto potrebbe rafforzare il proprio ruolo nella regione e assicurarsi il ricavo del transito del gas; Israele e Cipro avrebbero la possibilità di sfruttare le proprie riserve di gas senza dovere effettuare cospicui investimenti infrastrutturali.

In questa eventualità, il citato progetto di collegamento tra Israele e Turchia tramite gasdotto tramonterebbe in via definitiva, in quanto insormontabili barriere andrebbero a sovrapporsi alle barriere geopolitiche esistenti. Il Mediterraneo Orientale, negli ultimi anni spesso considerato una delle principali componenti della creazione di un mercato del gas turco e del sogno della Turchia di diventare il nodo regionale del commercio del gas, potrebbe, con il GNL egiziano, evolversi in un senso non favorevole alla realizzazione delle ambizioni turche.

9. Russia: l'improvvisa ascesa e il rapido declino del Turkish Stream

Il primo dicembre del 2014, il presidente russo Vladimir Putin ha colto di sorpresa la comunità energetica annunciando, nel corso di una visita di stato in Turchia, l'abbandono del South Stream e il lancio di un nuovo progetto in base al quale, a partire dal 2019, i mercati della Turchia e del sudest europeo sarebbero stati riforniti bypassando completamente l'Ucraina. Il progetto si sarebbe chiamato Turkish Stream¹⁹.

In seguito a questa dichiarazione, l'amministratore delegato di Gazprom ha precisato che il piano della Russia prevedeva la costruzione di un nuovo gasdotto della stessa capacità del South Stream (63 Miliardi di metri cubi annui), che sarebbe passato al di sotto del Mar Nero, per portare in Turchia 14 Miliardi di metri cubi annui di gas, mentre il rimanente sarebbe stato destinato a un hub del gas posto al confine con la Grecia. Il CEO ha dichiarato anche che l'obiettivo primario del gasdotto era quello di escludere completamente l'Ucraina dal traffico di gas diretto in Europa. Il gasdotto avrebbe avuto inizio dalla stazione di pompaggio Russkaya, sulla costa russa del Mar Nero, dal quale era previsto che partisse anche il South Stream. Miller ha aggiunto che un accordo sul gasdotto era già stato concluso con la Turchia e che le parti avevano già firmato un protocollo d'intesa²⁰. Il Turkish Stream, come si sarebbe chiamato successivamente, stava già prendendo forma. Dopo due mesi di colloqui tra i soggetti russi e turchi interessati, in merito al possibile tracciato del nuovo

19 Cfr: S. Tagliapietra, M. Hafner (2015).

20 Energy Intelligence (2014).

gasdotto, l'amministratore di Gazprom e l'allora ministro turco per l'energia e le risorse naturali, Taner Yildiz, hanno presentato, il 2 febbraio 2015, l'ultima versione di quello che avrebbe dovuto essere il tragitto del Turkish Stream.

Il gasdotto si sarebbe snodato per 660 chilometri, dalla stazione di pompaggio Russkaya, sulla costa russa del Mar Nero, lungo il vecchio tragitto del South Stream, fino alla zona economica esclusiva della Bulgaria, dopo la quale si sarebbe tuffato per altri 250 chilometri in direzione sudovest, attraversando la zona turca fino alla costa, nei pressi del villaggio di Kiyikoy. Secondo Gazprom, il punto di consegna del gas ai consumatori turchi sarebbe stato situato a Luleburgaz, mentre il collegamento tra Turchia e Grecia era previsto a Ipsala. Dopo i 910 chilometri al largo del Mar Nero, il gas sarebbe transitato via terra per altri 180 chilometri, in territorio turco²¹. Gazprom ha affermato di avere intenzione di ultimare la realizzazione dei tratti iniziali del gasdotto (con una capacità 14 Miliardi di metri cubi annui, pari al volume di gas che la Turchia attualmente importa dalla Russia attraverso l'Ucraina) entro dicembre 2016.²².

Secondo questo piano, sarebbe spettato agli operatori delle reti di distribuzione europee realizzare l'infrastruttura necessaria per collegare il punto di erogazione del Turkish Stream, sul confine turco-ellenico, con i mercati di destinazione dell'Europa centro-occidentale. Tuttavia, data la situazione di impasse politico tra Europa e Russia, il progetto non si è concretizzato.

Inoltre, l'andamento delle relazioni tra Russia e Turchia non

21 Energy Intelligence (2015).

22 I restanti 49 miliardi di metri cubi annui sarebbero stati resi disponibili al confine con la Grecia, per essere acquistati dagli operatori europei una volta realizzate le altre tre componenti del progetto. La tempistica di questa seconda fase era di gran lunga più incerta rispetto a quella della prima fase, tenendo anche conto del fatto che si sarebbero dovuti rivedere o concludere ex-novo contratti a lungo termine tra Gazprom e gli operatori europei (se non altro al fine di concordare tra le parti i nuovi punti di consegna) e realizzare i tratti di collegamento a cavallo dei Balcani per portare il gas dal confine turco-greco fino ai principali mercati del gas europei.

Figura 3.
Turkish Stream



Source: Gazprom

ha contribuito alla realizzazione del Turkish Stream, e l'iniziativa ha subito un rallentamento a causa dell'instabilità politica interna, in attesa delle elezioni del giugno 2015. Quando il responso delle urne ha consegnato al paese un parlamento "sospeso" e le trattative per formare un governo di coalizione si sono interrotte, il presidente turco Erdogan ha indotto elezioni straordinarie per il mese di novembre, prolungando ulteriormente la situazione di vuoto istituzionale.

Tutto ciò, aggiunto allo stallo politico senza precedenti creatosi tra Russia e Turchia in seguito all'abbattimento dell'aereo russo da parte dell'aviazione turca, nei pressi del confine turco-siriano, il 24 novembre 2014, ha contribuito a decretare la fine del progetto Turkish Stream.

Conclusione

Il nostro breve *excursus* su una possibile esportazione del gas dai paesi produttori della regione verso la Turchia, e attraverso questa in Europa, evidenzia i limiti delle aspirazioni turche di divenire un centro di snodo regionale per il commercio del gas naturale.

Per quanto concerne le regioni del Mar Caspio, del Medioriente e del Mediterraneo orientale, con la sola eccezione dell'Azerbaijan, i paesi produttori non sembrano disposti a rifornire di gas la Turchia, e l'Europa tramite la Turchia, per svariate ragioni di natura commerciale e/o geopolitica.

Al contrario, la Russia ha di recente dimostrato, con il progetto del Turkish Stream, la propria disponibilità a instradare direttamente verso la Turchia ingenti quantitativi di gas, sino a oggi diretti verso la Turchia e l'Europa attraverso l'Ucraina. Tuttavia, gli ultimi sviluppi delle relazioni russo-turche hanno fortemente compromesso la realizzazione di questo progetto, di fatto portando al suo abbandono.

In un tale contesto, sembra ragionevole affermare che i margini di manovra di cui gode la Turchia sui mercati del gas della regione sono piuttosto limitati, tanto che nel futuro prevedibile è poco probabile che il paese riesca a compire progressi significativi nella realizzazione delle proprie aspirazioni a divenire un hub regionale per il gas. Quello che potrà accadere in un orizzonte di lungo periodo è scarsamente prevedibile, così come sono estremamente imprevedibili le dinamiche geopolitiche regionali che determineranno eventuali sviluppi futuri.

Riferimenti bibliografici

- BP (2015), *Statistical Review of World Energy*, disponibile online <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Energy Intelligence (2014), *Russia Cancels South Stream Project, Plans to Redirect Volumes to Turkey*, December 2.
- Energy Intelligence (2015), *Gazprom Agrees Turk Stream Land Route*, February 12.
- Hafner, M. (2012), *Russian Strategy on Infrastructure and Gas Flows to Europe*, POLINARES Working Paper No. 73.
- Hafner, M. and Tagliapietra, S. (2013), *The Globalization of Natural Gas Markets. New Challenges and Opportunities for Europe*, Claeys&Casteels, Deventer.
- Hafner, M. and Tagliapietra, S. (2015), *Turkish Stream: What Strategy for Europe?*, Nota di Lavoro n. 50.2015, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milano.
- Johnson, K. (2015), *A gas powered rapprochement between Israel and Turkey*, *Foreign Policy*, disponibile online, <http://foreignpolicy.com/2015/12/18/a-gas-powered-rapprochement-between-turkey-and-israel/>
- Ministry Foreign Affairs of the Republic of Turkey, *Turkey's Energy Strategy*, disponibile online, <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>
- Pirani, S. (2012), *Central Asian and Caspian Gas Production and the Constraints on Export*, NG 69, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- Rzayeva, G. (2015), *The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe: Challenges and Perspective*, NG 97, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

- Tagliapietra, S. (2014a), *Iran After the (Potential) Nuclear Deal: What's Next for the Country's Natural Gas Market?*, Nota di Lavoro n. 31.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milano.
- Tagliapietra, S. (2014b), *Turkey as a Regional Natural Gas Hub: Myth or Reality?*, Nota di Lavoro n. 2.2014, Fondazione Eni Enrico Mattei, Milan.
- Tagliapietra, S. (2016), *Iran Faces a Bumpy Road Back to Global Energy Markets*, Beyondbrics blog, Financial Times, February 9.
- United Nations (1982), *United Nations Convention on the Law of the Sea*, disponibile online, http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf

VOLUMI PUBBLICATI DALLA FONDAZIONE ENI ENRICO MATTEI

NELLE COLLANE FEEM PRESS

The Global Revolution of Unconventional Oil: New Markets, New Governances, New Policies, di John M. Deutch, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 1/2014

Islamism and Modernity: an Unconventional Perspective, di Tarek Heggy, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 2/2014

The Ukraine Debacle, di Anatol Lieven, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 3/2014

Growth Inequality and Poverty Reduction in Africa, di Francisco H.G. Ferreira, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 1/2015

Coalitions and Networks, a cura di Carlo Carraro, Milano, FEEM Press, Collana Climate Change and Sustainable Development, 2/2015

Insights from China: Leadership, Policies, New World Order, di Jean Christophe Iseux von Pfetten, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 3/2015

Un patto globale per lo sviluppo sostenibile. Processi e attori nell'Agenda 2030, di Ilaria Lenzi, Ilaria Pais, Andrea Zucca, Milano, FEEM Press, Collana Social Innovation and Sustainability, 4/2015

Water and Development, di Michel Camdessus and Giulio Sapelli, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 5/2015

Arctic Amplification, Climate Change, Global Warming. New Challenges from the Top of the World, di Peter Wadhams, Milano, FEEM Press, Collana Climate Change and Sustainable Development, 6/2015

Los Otros Welfare. Esperienze storiche e proposte di sicurezza sociale nel Messico contemporaneo (secoli XIX e XX), a cura di Veronica Ronchi, Milano, FEEM Press, Collana Economy and Society, 1/2016

Greening the World Trade Organization, di Raymond Saner, Milano, FEEM Press, Collana Climate Change and Sustainable Development, 2/2016

Turkey's regional gas hub ambitions: a critical assessment, di Simone Tagliapietra, Milano, FEEM Press, Collana Energy Scenarios and Policy, 3/2016

