



OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 1 – gennaio/marzo 2010

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Gennaio/Marzo 2010

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	6
1.1. Germania	8
1.2. Italia	9
1.3. Francia.....	10
1.4. Regno Unito	11
1.5. Spagna	12
1.6. Europa centro-orientale: i Paesi di Visegrad	13
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	15
2.1. Russia.....	15
2.2. Bacino del Caspio	18
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	19
3. Corridoi energetici europei.....	23
3.1. Nord Stream.....	24
3.2. Nabucco.....	26
3.3. Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI).....	27
3.4. South Stream	28
3.5. Medgaz	29
Conclusioni (progetti infrastrutturali e competizione europea)	31

PARTE II - APPROFONDIMENTO: LA CONCORRENZA DELLE ECONOMIE EMERGENTI (CINA E INDIA)

Introduzione	33
Cina: quadro introduttivo	33
La proiezione internazionale della Cina nel settore del gas	34
Conseguenze per l'Europa.....	36
India: il competitore assente.....	37

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

La sicurezza energetica, intesa come flusso costante di materie prime energetiche a prezzi ragionevoli, rappresenta una condizione fondamentale per il funzionamento di ogni economia avanzata.

Il concetto di **sicurezza energetica** assume una valenza particolare quando il fabbisogno energetico di uno o più Stati, come nel caso dell'Europa, dipende in buona parte significativa dall'interscambio con Paesi produttori terzi. In questo caso, la riflessione sulla sicurezza energetica (che si esprime soprattutto in termini di sicurezza di approvvigionamento) impone di guardare sia ai Paesi consumatori sia a quelli esportatori di risorse energetiche. All'esigenza degli Stati importatori europei di soddisfare i propri fabbisogni energetici corrisponde infatti l'esigenza degli Stati produttori di ottenere entrate stabili che permettano di ripagare (e programmare con sufficiente anticipo) gli investimenti tesi ad accrescere la propria capacità produttiva. Una prolungata interruzione dei flussi di prodotti energetici e dei corrispettivi flussi finanziari avrebbe effetti potenzialmente destabilizzanti su entrambi i tipi di Paese. Il **monitoraggio** della sicurezza energetica italiana ed europea non può dunque prescindere da un'analisi congiunta delle scelte strategiche dei Paesi europei e di quelle dei Paesi fornitori.

Data questa impostazione, è opportuno procedere al monitoraggio sia dei meccanismi di approvvigionamento (infrastrutture, regole di mercato) dei Paesi europei sia delle strategie di **interazione coi Paesi fornitori**. Le due questioni sono strettamente collegate, ma in questo studio viene riservata maggiore attenzione alla seconda, nella consapevolezza che proprio dai rapporti coi Paesi fornitori originano gli aspetti più complessi e controversi della sicurezza energetica di Stati, come quelli europei, fortemente dipendenti dalle importazioni di risorse energetiche.

Questo lavoro analizzerà tuttavia anche due aspetti delle scelte relative ai **meccanismi interni di approvvigionamento**. Il primo è l'interconnessione fisica tra i mercati nazionali europei, che costituisce un dato centrale nello sviluppo del sistema infrastrutturale e delle direttrici di importazione. Il secondo riguarda l'impatto della regolamentazione dei mercati interni sui principali operatori, in particolare gli ex-monopolisti (gli *incumbents*), alla luce del ruolo fondamentale che essi rivestono nell'implementazione delle scelte strategiche dei rispettivi Governi nazionali.

La sicurezza energetica, posta in questi termini, comporta sfide particolarmente significative in relazione al **gas naturale**. A differenza del petrolio, che può essere trasportato anche su rotaia o via mare, il gas è caratterizzato da un processo di trasporto "rigido". Esistono infatti significativi vantaggi tecnologici ed economici nel trasporto via gasdotto (almeno fino ai 7.000 km di distanza) rispetto al trasporto sotto forma di Gas

Naturale Liquefatto (GNL), che richiede un processo di “gassificazione - trasporto via mare - rigassificazione”. La scelta di utilizzare i gasdotti ha conseguenze molto rilevanti in termini di sicurezza energetica per i Paesi coinvolti. In primo luogo, la loro costruzione richiede ingenti investimenti, che hanno poi bisogno di lunghi periodi per diventare redditizi. In secondo luogo questo tipo di infrastruttura, una volta costruito, non permette di cambiare il rispettivo partner commerciale. Nonostante questi aspetti potenzialmente negativi, la maggior parte delle importazioni europee avviene via gasdotto (87%), mentre il GNL ha un’importanza residuale (13%). La sproporzione è ancora più significativa nel caso italiano (96%) e in quello tedesco (100%).

Anche a causa della natura vincolante del trasporto di gas via tubo, in materia di approvvigionamento sono state tradizionalmente compiute scelte precise in termini di tipologia contrattuale. In particolare, i contratti *take-or-pay* vincolano per un periodo piuttosto lungo (15-20 anni e, in alcuni casi, anche oltre) le imprese acquirenti ad importare annualmente un volume minimo predeterminato di gas, indipendentemente dall’effettiva domanda finale. In questo modo i produttori (in particolare la Russia) minimizzano i rischi derivanti da una fluttuazione della domanda finale e si assicurano un flusso costante di finanziamenti, che consentano di recuperare gli investimenti infrastrutturali effettuati e di pianificarne di nuovi. Dal punto di vista invece dell’acquirente i contratti *take-or-pay* rappresentano una garanzia sulla disponibilità in esclusiva di un volume predeterminato di gas.

L’inevitabile **regionalizzazione del mercato** del gas e la rigidità dell’approvvigionamento via gasdotto rendono dunque particolarmente difficile sostituire, almeno in tempi rapidi, un Paese fornitore, se non in minima parte. La conseguenza, soprattutto in una situazione come quella europea caratterizzata da pochi Paesi fornitori, è una vulnerabilità (intesa come sensibilità all’interruzione dei flussi da un singolo Paese fornitore) molto elevata.

Tali problemi legati alla bassa sostituibilità dei fornitori sono inoltre aggravati dal fatto che il gas naturale costituisce una **quota significativa dei consumi energetici europei** (24%, ma nel caso dell’Italia si arriva al 37%). Si tratta quindi di una risorsa seconda per importanza solo al petrolio, che tuttavia non presenta problemi di regionalizzazione del mercato comparabili a quelli del gas. Al riguardo va sottolineato che la crescente rilevanza del gas è anche legata alla sua **versatilità d’uso**: esso è impiegato non solo per la generazione di energia elettrica (28% dei consumi di gas), ma anche per usi industriali (31%) e per il riscaldamento di abitazioni e di attività commerciali (37%). Questo è dunque un ulteriore elemento che rende il gas centrale nella valutazione della sicurezza energetica europea.

Il ruolo del gas nella struttura dei consumi energetici europei, abbinato all’interdipendenza nei confronti di pochi fornitori internazionali che potrebbero approfittare della loro posizione per perseguire finalità non esclusivamente economiche, pone il tema dell’**approvvigionamento del gas naturale** al centro di questo Focus.

Nello specifico, il primo capitolo del Focus è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei: capire quali sono **le prospettive della domanda** è infatti un presupposto necessario per ricostruire ed interpretare i possibili sviluppi delle strategie di approvvigionamento, nazionali ed europee..

L'attenzione del secondo capitolo è invece spostata sul lato dell'offerta, ovvero sulle **politiche dei Paesi produttori di gas naturale** e dei Paesi che costituiscono punti di passaggio chiave per i gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione.

Il fabbisogno e la produzione di gas restano comunque potenziali fino a quando le necessarie **infrastrutture di trasporto** non vengono realizzate. Il terzo capitolo è quindi dedicato all'analisi dei corridoi di approvvigionamento energetico europei e agli scenari che si prospettano in base alle loro diverse possibilità di sviluppo.

Infine viene presentato un **approfondimento** sulla possibile competizione tra Ue e Paesi emergenti (**Cina** e **India**) sulle risorse energetiche presenti nella regione centroasiatica.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

La sicurezza energetica in Europa è stata perseguita negli ultimi decenni attraverso politiche e scelte strategiche non sempre simili o convergenti. Nel Regno Unito, la presenza, soprattutto in passato, di vaste riserve interne di gas (nel Mare del Nord) e una tradizione politica più orientata alla privatizzazione dei servizi pubblici hanno condotto ad un'ampia **liberalizzazione del mercato** del gas nel corso degli anni Novanta, ovvero prima che l'impegno della Commissione europea in questa direzione si facesse più marcato. Il Regno Unito tuttavia costituisce un caso relativamente isolato nel panorama europeo, almeno con riferimento ai principali mercati.

In Francia, Italia, Spagna, i decisori politici hanno infatti storicamente optato per una concorrenza molto limitata (se non assente) nel settore del gas, favorendo l'esistenza di **monopolisti nazionali**. La situazione in Germania è stata sostanzialmente simile, con la differenza che ad operare sul mercato tedesco sono stati storicamente alcuni quasi-monopolisti su scala regionale, piuttosto che un unico operatore nazionale. Il processo di smantellamento delle posizioni di monopolio e quasi-monopolio sui mercati nazionali, imposto dalla legislazione europea, ha avuto come conseguenza una progressivo avvicinamento dei mercati continentali europei alle posizioni britanniche. Tale processo è stato tuttavia graduale e in molti casi ha condotto a risultati parziali: gli ex-monopolisti (*incumbents*) mantengono infatti una posizione centrale su tutti i principali mercati continentali, grazie al controllo delle infrastrutture di trasporto e distribuzione e grazie ad un indiscusso primato nell'approvvigionamento diretto dai produttori (i cosiddetti *upstream* e *midstream*). In particolare, i contratti **take-or-pay** hanno esercitato un impatto profondo sui mercati europei: le imprese vincolate da questi contratti (tra cui appunto i principali *incumbents* europei) sono fortemente incentivate ad immettere sul mercato i quantitativi minimi che si sono impegnati ad acquistare. In linea teorica, fino a quella soglia, sarebbero disposti a vendere il gas a un prezzo pari a zero piuttosto che ammettere dei concorrenti. La conseguenza è che sulle proprie quote di mercato essi tendono a comportarsi come monopolisti e che dunque il mercato del gas nel suo insieme risulta scarsamente contendibile (ovvero con poche imprese e/o con imprese dimensionalmente piccole rispetto all'*incumbent*).

Il processo di progressiva apertura dei mercati nazionali è probabilmente destinato a proseguire nel prossimo decennio, anche se difficilmente si arriverà ad un superamento delle inerzie strutturali che consentono il mantenimento delle posizioni degli *incumbents* sui mercati nazionali di riferimento.

Passando ad un'analisi del dato aggregato relativo ai mercati del continente, il **consumo di gas naturale in Europa è diminuito** nel corso del 2009 del **6,4%** su base annua, attestandosi a **484 Gmc** (miliardi di metri cubi). La contrazione dei consumi è in larga parte riconducibile alle conseguenze della **crisi economica**: il PIL dei Paesi dell'Ue è diminuito complessivamente del 4,1% nel 2009. In particolare, la minor domanda di gas a

livello europeo è stata principalmente causata dalla diminuzione della domanda di gas per la generazione di energia elettrica.

Accanto all'impatto della congiuntura economica negativa, due fattori strutturali hanno inoltre influenzato (seppure in maniera modesta) la contrazione della domanda. Si è trattato dell'aumento dell'**efficienza energetica**, che ha ridotto il fabbisogno residenziale (dei privati e delle famiglie) e industriale, e della crescita dell'impiego di fonti **energetiche rinnovabili**, incentivate in modo significativo in alcuni Stati (soprattutto Spagna, Germania e Paesi del Nord) nell'ambito delle politiche di lotta al cambiamento climatico.

Gli effetti negativi sulla domanda della recessione e dei cambiamenti strutturali è stato parzialmente attenuato dall'inverno rigido, che ha mantenuto alti i consumi residenziali, e dai primi segnali di ripresa nelle principali economie europee, verificatisi nell'ultima parte del 2009. Nel complesso, il calo della domanda è stato il più significativo degli ultimi decenni, con conseguenze dirette sui livelli di produzione interna, sui volumi importati e sui prezzi.

La **produzione interna** del continente ha rappresentato anche nel corso del 2009 la prima fonte di approvvigionamento di gas naturale per gli Stati europei, coprendo il **36%** dei consumi. La produzione europea ha tuttavia subito una contrazione (-10%, a 182 Gmc) dovuta non tanto alla minor domanda, quanto piuttosto al declino dei bacini attualmente sfruttati.

Le **importazioni** hanno subito una flessione analoga alla riduzione dei livelli produttivi interni. A farne le spese sono stati i principali fornitori extraeuropei: la Federazione Russa (che fornisce il 23% dei consumi), la Norvegia (18%) e l'Algeria (10%). Nel caso della Federazione Russa, la riduzione dei consumi ha comportato un mancato ritiro di significativi volumi di gas che alcune compagnie europee si erano impegnate ad acquistare nell'ambito di contratti *take-or-pay*. La situazione si è risolta solo nel mese di marzo 2010, con una ridefinizione degli impegni che ha portato ad un lieve ribasso dei prezzi del gas naturale ma soprattutto ad un aumento della flessibilità dei contratti.

Inoltre la crisi economica, principale responsabile della contrazione dei consumi di gas, ha portato all'adozione da parte degli Stati europei di una serie di contromisure in termini di politiche economiche. All'interno dei numerosi pacchetti di stimolo all'economia, diverse misure riguardano in modo diretto le **infrastrutture energetiche**. Inoltre a livello di Ue, con una decisione del 4 marzo 2010, la Commissione europea ha selezionato (nell'ambito dell'*Economic Recovery Plan*) 43 progetti energetici che riceveranno finanziamenti destinati a contrastare gli effetti della crisi economica. Complessivamente, è stato previsto lo stanziamento di 2,3 miliardi di euro, di cui 1,3 destinati a 31 progetti per il solo settore del gas.

Dopo questo sguardo d'insieme sull'intera Ue, nei seguenti paragrafi sono brevemente analizzate le dinamiche riguardanti i principali Paesi membri.

1.1. GERMANIA

La Germania costituisce il secondo mercato europeo del gas dopo il Regno Unito e rappresenta il principale importatore del continente, potendo contare su una produzione interna limitata al 16% del proprio fabbisogno. I principali operatori presenti sul mercato tedesco del gas (E.ON-Ruhrgas, RWE, VNG, Wingas, BeB) esercitano un controllo diretto sulle infrastrutture di trasporto e, attraverso partecipazioni nelle società di distribuzione locali, gestiscono i rispettivi **mercati regionali** in un contesto caratterizzato da **bassa concorrenzialità**.

Dal punto di vista infrastrutturale, la Germania ha optato in maniera esclusiva per il **trasporto via gasdotto**, con la conseguenza che ad oggi non esistono terminali GNL sul territorio tedesco. Questa tradizionale scelta strategica, che contribuisce a rendere i partners tedeschi particolarmente affidabili rispetto ai fornitori extraeuropei, non è messa in discussione né dal Governo né dai principali operatori privati tedeschi, come dimostra il costante impegno per lo sviluppo del gasdotto Nord Stream (v. 3.1.).

Entro il 2020, la scelta di investire sulla costruzione del Nord Stream è destinata a fare della rete tedesca, attraverso la quale transita già il 40% dell'importazione russa in Europa, l'**hub centrale del sistema infrastrutturale europeo**. Questa centralità inizierà ad emergere alla fine della prima fase di realizzazione Nord Stream (entro il 2015), quando sulla rete tedesca arriveranno altri 27,5 Gmc (destinati a saturare il mercato interno e a garantire le forniture agli altri partners europei del progetto), ma diventerà evidente dopo la realizzazione della seconda fase (entro il 2020), quando ulteriori 27,5 Gmc arriveranno sulla rete tedesca per essere commercializzati sugli altri mercati europei. Questo ruolo di *hub* dell'importazione di gas in Europa non è necessariamente in contrasto con l'analogo ruolo a cui si candida l'Italia (v. 3.).

La Germania è importante non solo per la sua posizione nel sistema infrastrutturale europeo ma anche perché, come si è detto, rappresenta per dimensione il secondo mercato finale del continente. Nel corso del 2009, i **consumi tedeschi** sono stati pari a **80,8 Gmc**, con una variazione del **-4,8%** su base annua. Il principale partner extraeuropeo della Germania è la Federazione Russa, che fornisce complessivamente oltre 35 Gmc all'anno, pari al 40% delle importazioni di gas tedesche.

La ripresa economica comporterà un aumento dei consumi energetici e in particolare dei consumi di gas, attualmente disponibile in eccesso per gli operatori presenti sul mercato tedesco a causa dei contratti *take-or-pay* stipulati con Gazprom. La decisione del Governo tedesco del febbraio 2010 di ridurre del 25% gli incentivi per la produzione di energia fotovoltaica permette tra l'altro di **recuperare competitività** alla generazione di energia elettrica tramite turbine a gas, che generano circa un quinto della domanda complessiva di gas tedesco.

Sebbene dunque sia previsto un recupero del volume della domanda a livelli pre-crisi, l'aumento della fabbisogno sarà contenuto a causa del concomitante aumento

dell'efficienza energetica dell'economia tedesca e dell'incremento della quota di energia prodotta attraverso fonti rinnovabili. La domanda di gas in Germania raggiungerà un picco nel 2013 (93 Gmc) per poi iniziare lentamente a calare, scendendo a 90 Gmc nel 2018. Nel contempo, la produzione interna annua è destinata a ridursi a causa dell'esaurimento dei bacini di estrazione, passando dagli attuali 13 Gmc a 9 Gmc nel 2018. La somma della nuova domanda e della sostituzione della decrescente produzione nazionale porteranno ad un **picco delle importazioni nel 2014**, con un incremento del fabbisogno stimabile tra i 10 e i 15 Gmc, comunque ampiamente inferiore alla nuova dotazione infrastrutturale in corso di realizzazione.

1.2. ITALIA

La Germania non è l'unico Paese che mira ad un ruolo di *hub* delle importazioni extraeuropee. L'Italia infatti ha storicamente puntato sulla propria posizione al centro del Mediterraneo e sui buoni rapporti coi Paesi produttori (tanto nordafricani quanto russi), per svolgere almeno in parte il ruolo di punto di ingresso infrastrutturale sul versante meridionale del continente.

In questa prospettiva si inseriscono i numerosi **progetti infrastrutturali** in fase di studio e realizzazione, alcuni dei quali hanno ricevuto conferma di cofinanziamento da parte dell'Ue: l'ITGI "Poseidon" (Turchia-Grecia-Italia, 8 Gmc), il TAP (Grecia-Albania-Italia, 10 Gmc), il Galsi (Algeria-Italia, 8 Gmc), l'ampliamento del rigassificatore di Panigaglia (ulteriori 4 Gmc) e la realizzazione del rigassificatore di Brindisi (8 Gmc) (v. 3.).

Se saranno realizzati tutti, questi progetti potrebbero determinare un incremento complessivo delle importazioni di oltre 34 Gmc/a, a cui si aggiungerebbe il South Stream. Si tratterebbe di un quantitativo superiore alle stime sull'aumento del fabbisogno. Ciò posizionerebbe dunque l'Italia tra i principali **hubs di ingresso** delle importazioni di gas in Europa. In questa prospettiva si inseriscono anche gli attuali investimenti in infrastrutture di connessione con le altre reti Europee: l'Interconnectirol (Austria, 1,3 Gmc) e TGL (Austria-Germania, 11,4 Gmc).

L'Italia non è solamente una potenziale piattaforma infrastrutturale di portata europea, ma costituisce il terzo mercato europeo del gas e rappresenta il secondo importatore, potendo contare su una produzione interna limitata (10% del fabbisogno). Nel corso del 2009, i **consumi nazionali** sono stati di **78 Gmc**, con una variazione del **-8%** su base annua. I principali partners extraeuropei dell'Italia sono la Federazione Russa (22,9 Gmc, 33% delle importazioni), l'Algeria (21,4 Gmc, 31%) e la Libia (9,2 Gmc, 13%).

L'Italia è stata tra i primi Paesi europei ad investire nel gas naturale come fonte energetica, a partire dallo sviluppo dei bacini della Val Padana. Il **tradizionale peso del gas nel mix energetico nazionale** si è accresciuto ulteriormente negli ultimi decenni in seguito all'uscita italiana dal nucleare, fino ad attestarsi ad alcuni punti percentuali sopra la media europea (29% dei consumi contro il 23%). Una quota crescente della domanda di

generazione elettrica è stata infatti soddisfatta attraverso l'installazione di turbine a gas, che attualmente generano circa il 50% della produzione elettrica nazionale.

La contrazione dei consumi di gas italiani è stata superiore alla media europea proprio a causa del ruolo preminente del gas naturale nella **generazione di energia elettrica**. Nello specifico, si è registrata nel corso del 2009 una riduzione dei consumi di gas per generazione di energia elettrica pari a 5 Gmc, ovvero -16,3% su base annua.

La ripresa economica iniziata alla fine del 2009 sta spingendo nuovamente verso l'alto la domanda di energia. In considerazione del limitato apporto delle fonti rinnovabili in termini assoluti (4,5% escluso l'idroelettrico, nonostante l'aumento su base annua del 10%) e dei tempi prevedibilmente lunghi dell'ingresso sul mercato del term nucleare nazionale, la **domanda di gas** per la generazione di energia elettrica e per usi industriali **crecerà stabilmente nel corso di tutto il decennio**, arrivando a 94 Gmc nel 2019 (+20% rispetto ad oggi).

La nuova domanda dovrà essere interamente soddisfatta attraverso nuove importazioni, che saranno anche chiamate a sopperire alla diminuzione della produzione nazionale. Questa situazione ha spinto i principali operatori nazionali (Eni, Edison, Enel) ad investire in nuova capacità di approvvigionamento, giocando un ruolo di primo piano nei progetti infrastrutturali, anche se con alcune limitazioni. La legislazione europea sta infatti ponendo **limiti crescenti all'integrazione verticale**. In particolare, il principale operatore nazionale (Eni) nel marzo 2010 ha comunicato che, per evitare provvedimenti da parte della Commissione Europea, dismetterà le proprie partecipazioni nei principali gasdotti in ingresso da altri Paesi dell'Ue (il TAG, che trasporta gas russo attraverso l'Austria; il Transitgas e il Tenp, che trasportano il gas olandese e norvegese attraverso Svizzera e Germania). Tale cessione tuttavia non dovrebbe modificare significativamente il quadro italiano: l'Eni manterrà i diritti di trasporto contrattualizzati, mentre la proprietà delle infrastrutture strategiche passerà alla Cassa Depositi e Prestiti.

1.3. FRANCIA

Nei decenni passati la Francia ha optato, come i principali partners continentali, per una politica energetica incentrata sul controllo statale di grandi operatori. La ricezione delle disposizioni Ue in materia di liberalizzazioni del settore ha solo in parte limitato il dirigismo statale in campo energetico, dove permangono significative **partecipazioni statali** sia in Gdf Suez sia in Edf.

La presenza pubblica nell'industria energetica in Francia è storicamente sinonimo di impegno nel nucleare. Attualmente l'80% della generazione elettrica (e il 40% del fabbisogno energetico complessivo) dipende dalle 58 **centrali nucleari** attive nel Paese. Dal punto di vista dei consumi di gas, questo significa non solo una parziale sostituzione del gas con energia elettrica per usi finali residenziali (come il riscaldamento delle

abitazioni), ma anche un **uso limitato delle turbine a gas** nella generazione di energia elettrica (10% della produzione, contro una media europea del 28%).

La scelta strategica francese di mantenere e sviluppare ulteriormente il nucleare (come dimostrano l'apertura della centrale di Flamanville prevista per il 2013 e la progettazione di altri due reattori) fa prevedere una **domanda di gas sostanzialmente immutata** nel corso del decennio. Inoltre, gli obiettivi piuttosto elevati di generazione di energia da fonti rinnovabili (21%) lasciano margini limitati all'incremento del ruolo del gas nel mix energetico francese.

Ciononostante, la Francia costituisce il quarto mercato europeo del gas. Nel corso del 2009, i **consumi francesi** sono stati di **46,3 Gmc**, con una variazione del **-3,3%** su base annua. Essendo praticamente priva di risorse interne, la Francia importa la quasi totalità del suo fabbisogno: il principale partner extraeuropeo è la Federazione Russa, che tuttavia fornisce una quota limitata (25%) delle importazioni di gas francesi.

Considerando le prospettive della domanda francese, l'attivismo delle compagnie francesi (Edf, Gdf Suez) nei grandi **progetti infrastrutturali** connessi al trasporto di gas extraeuropeo (Nord Stream, South Stream, Medgaz) è dunque collegato alla strategia di penetrazione sui mercati degli altri Stati europei piuttosto che al soddisfacimento della domanda interna (v. 3.).

1.4. REGNO UNITO

Il Regno Unito è caratterizzato, rispetto agli altri grandi Paesi europei, da una condizione di singolare **abbondanza di riserve interne di gas naturale**, concentrate nella zona del Mare del Nord. L'ampia disponibilità e i limitati costi di trasporto hanno determinato un impiego estensivo del gas sia per la generazione di energia elettrica, sia per gli altri usi finali.

Il Regno Unito presenta anche un'altra importante differenza rispetto ai partners europei: ha scelto di liberalizzare il mercato del gas. Con una serie di riforme iniziate nel corso degli anni Ottanta, infatti, il mercato britannico è stato - unico caso in Europa - **completamente liberalizzato**. La conseguenza più rilevante, nel corso degli ultimi quindici anni, è stata un abbassamento dei prezzi a livelli inferiori alla media europea.

Alcune delle condizioni che hanno contribuito al successo di tali scelte stanno tuttavia cambiando. Le riserve interne si stanno infatti esaurendo, tanto che nel 2004 il Regno Unito - fino ad allora esportatore - è diventato un **importatore netto di gas**. Da allora, il livello delle importazioni rispetto al consumo interno ha continuato a crescere (ora è di circa il 25%, proveniente soprattutto da Norvegia e Paesi Bassi), spingendo negli ultimi tempi i prezzi finali addirittura sopra la media europea. Esistono inoltre diffuse preoccupazioni relative agli investimenti necessari a soddisfare i picchi di domanda invernali.

La crescita dei prezzi degli ultimi anni non ha tuttavia impedito la crescita della domanda, già di per sé caratterizzata da alti livelli. Il Regno Unito è infatti il primo consumatore europeo di gas. Nel corso del 2009, i **consumi britannici** sono stati di **92,7 Gmc**, con una variazione del **-7,8%** su base annua.

La contrazione della domanda registrata nel Regno Unito è stata particolarmente significativa a causa della forte **recessione economica** del 2009 (-4,5% del PIL), che ha abbattuto la domanda di energia elettrica, la cui generazione assorbe circa un terzo dei consumi di gas britannici.

La ripresa economica in atto a partire dalla seconda metà del 2009 fa prevedere un significativo aumento della domanda già nel corso del 2010. Tale trend espansivo farà raggiungere un **picco della domanda nel 2016**, con 101 Gmc (9 Gmc in più rispetto al 2009). Contemporaneamente proseguirà il declino della produzione interna dovuto all'esaurimento dei bacini del Mare del Nord, con un calo da 68 Gmc nel 2009 a 53 Gmc nel 2015 (-15 Gmc). Complessivamente, la combinazione dell'espansione della domanda e della contrazione della produzione interna renderà necessario importare ulteriori 24 Gmc entro il 2015. A questo fabbisogno gli operatori attivi sul mercato britannico stanno rispondendo in parte con la creazione di nuovi rigassificatori (per un totale di 9 Gmc), ma soprattutto con la progettazione e la costruzione di nuovi gasdotti nel Mare del Nord.

1.5. SPAGNA

La scelta strategica di fare dei gasdotti il centro del sistema infrastrutturale accomuna tutti i principali Paesi europei, con un'eccezione: la Spagna. Nel corso dei decenni passati gli operatori spagnoli (e in particolare l'ex-monopolista Gas Natural) hanno investito in strutture di rigassificazione lungo le coste iberiche, tanto che oggi la Spagna importa circa il **75% del gas tramite GNL**.

All'origine della scelta spagnola di ricorrere alla liquefazione vi sono considerazioni di tipo economico. La **posizione geografica** della Penisola iberica, relativamente distante da quasi tutti i fornitori degli altri Paesi europei, riduce i vantaggi del ricorso ai gasdotti. Esistono inoltre importanti implicazioni in termini di sicurezza di approvvigionamento: il ricorso al GNL infatti svincola in misura significativa il Paese dalla dimensione regionale del mercato del gas europeo. Avendo **accesso al mercato globale** del GNL, infatti, la Spagna può importare gas naturale da produttori che riforniscono solo in misura marginale gli altri Paesi europei: Nigeria (20% del fabbisogno spagnolo di gas), Qatar (13%), Egitto (12%), Trinidad & Tobago (11%).

La possibilità di accedere ai mercati internazionali appare ancora più importante alla luce del fatto che la produzione interna spagnola è quasi inesistente e quindi in pratica la totalità del fabbisogno di gas deve essere coperto da importazioni. Complessivamente, nel corso del 2009 i **consumi spagnoli** sono stati pari a **37,1 Gmc**, con una variazione su base annua del **-10,5%**.

Tale forte riduzione è stata causata dalla **recessione economica** del 2009 (-3,75% del PIL), che ha abbattuto la domanda di energia elettrica, la cui generazione assorbe circa il 40% dei consumi di gas spagnoli. Nel complesso, la domanda di gas per la produzione di elettricità ha fatto registrare un calo del 12,2% su base annuale.

Sebbene la ripresa spagnola appaia ancora debole, le previsioni relative alla domanda di gas indicano una lieve ripresa dei consumi già da quest'anno. Nel medio termine, i consumi spagnoli sono indicati in **crescita sostenuta per tutto il decennio**, arrivando a toccare i 55 Gmc nel 2019. Si tratta di un aumento significativo (+50%), ma sostenibile senza bisogno di accrescere l'attuale dotazione infrastrutturale: i rigassificatori spagnoli possono infatti ricevere a regime fino a 60 Gmc.

Gli operatori attivi sul mercato spagnolo (tra cui Enel, attraverso la controllata Endesa) stanno tuttavia investendo anche sui gasdotti. In particolare, sfruttando la prossimità geografica con l'Algeria, è in fase di completamento il **Medgaz**, che dovrebbe immettere sulla rete spagnola 8 Gmc già a partire dal secondo semestre di quest'anno. La realizzazione dell'infrastruttura (che vede peraltro il coinvolgimento di Gdf Suez) non è dedicata in via esclusiva all'immissione sul mercato spagnolo. La realizzazione a breve dell'**interconnettore Spagna-Francia**, finanziato dall'Ue con 175 milioni di euro, permetterà infatti una maggior integrazione tra i due mercati nazionali e, potenzialmente, l'utilizzo della rete spagnola come mercato di approvvigionamento alternativo per gli altri mercati europei (v. 3.5.).

1.6. EUROPA CENTRO-ORIENTALE: I PAESI DI VISEGRAD

I Paesi dell'Europa centrale appartenenti al cosiddetto *Gruppo di Visegrad* (detti anche V4: **Repubblica Ceca, Ungheria, Polonia e Slovacchia**; il nome deriva da una città ungherese in cui si tenne il primo vertice) condividono tradizionalmente una stretta collaborazione, volta in parte a compensare il loro limitato peso economico e politico. Dopo aver condiviso l'appartenenza al blocco sovietico, i V4 sono stati accomunati dall'obiettivo strategico di una piena integrazione, politica ed economica, nell'Europa occidentale.

Dopo il conseguimento dell'obiettivo prioritario, quello dell'ingresso nelle istituzioni occidentali (Ue e Nato *in primis*), la collaborazione tra i V4 è stata comunque mantenuta. In particolare, le **questioni energetiche** hanno assunto negli ultimi anni una grande importanza, come dimostrato dall'ultimo vertice del gruppo (il 24 febbraio a Budapest).

I **Paesi di Visegrad**, con un consumo complessivo pari a **38,6 Gmc** nel 2009, rappresentano un mercato di dimensioni comparabili a quello spagnolo. Nonostante la marcata contrazione della domanda su base annuale (-8%), per il **prossimo decennio** è comunque previsto un **significativo aumento**.

I V4, con la parziale eccezione della Polonia, non dispongono di significative riserve interne di gas. Di conseguenza, le importazioni giocano un ruolo chiave nel garantire i

fabbisogni di gas. A causa della posizione geografica e delle inerzie strutturali derivanti dalla pianificazione energetica sovietica, i V4 presentano una **marcata dipendenza dal gas russo**. In particolare, a fronte di una media Ue del 40%, la quota russa sulle importazioni di gas va dal 73% della Polonia al 100% della Slovacchia. Sebbene l'impatto della dipendenza dalle importazioni russe sia diverso in funzione della presenza di una produzione interna significativa e soprattutto del peso relativo del gas nel mix energetico (v. tabella), il dato di fondo è una marcata vulnerabilità nei confronti del fornitore russo. Questa condizione di debolezza nei confronti del fornitore russo è emersa in occasione delle crisi russo-ucraine degli anni passati (che hanno visto una riduzione dei volumi di gas in arrivo in Europa orientale) e in occasione della definizione delle rotte di transito del progetto South Stream (v. 3.4.).

	Ungheria	Slovacchia	Rep. Ceca	Polonia
Importazioni dalla Russia (Gmc, 2008)	12,0	5,7	6,6	13,9
% sulle importazioni di gas	77%	100%	77%	73%
% sui consumi interni di gas	74%	98%	76%	52%
% sui consumi energetici	32%	28%	14%	7%

Incidenza del gas naturale importato dalla Federazione Russa (fonte: *BP Statistical Review of World Energy 2009*).

Al fine di contrastare la loro vulnerabilità rispetto al fornitore russo, i V4 stanno adottando una strategia di **integrazione delle infrastrutture**, sulla base dell'assunto che un mercato più grande ed integrato sia meno esposto all'arbitrio dei fornitori. In particolare, i V4 hanno attuato un'intensa pressione a livello Ue per aggiudicarsi parte dei finanziamenti destinati a contrastare gli effetti della crisi economica. I risultati per loro sono stati positivi: su 1,3 miliardi di euro stanziati nel complesso dall'Ue, **231,6 milioni di euro** sono destinati ad infrastrutture del gas che riguardano direttamente i V4 (e questo senza contare i 200 milioni di euro destinati al Nabucco). Nello specifico, i progetti finanziati sono: il Gasdotto Skanled/Baltic (50 mln euro per la parte della Polonia), l'Interconnettore Slovacchia-Ungheria (30 mln euro), l'Interconnettore Romania-Ungheria (16,6 mln euro), l'Interconnettore Ungheria-Croazia (20 mln euro), l'espansione della capacità di stoccaggio in Repubblica Ceca (35 mln euro) e il rigassificatore di Swinoujscie (in Polonia, 80 mln euro). Una volta operativi (nel corso della prima metà del decennio), questi progetti contribuiranno in modo determinante a **differenziare l'origine delle importazioni di gas** dei V4 e rendere più **integrati e meno vulnerabili** i rispettivi mercati.

2. POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

L'analisi delle dinamiche legate all'offerta di energia all'Europa ruota attorno al monitoraggio delle strategie energetiche della **Federazione russa** e della **Turchia**, Paesi chiave per lo sviluppo delle principali direttrici di approvvigionamento di gas all'Europa (v. 3.). Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con i Paesi produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, Mosca ed Ankara rappresentano infatti le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico.

Le politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas verso l'Europa risultano oggi caratterizzate da due fattori centrali: il **calo della domanda europea di gas** (di carattere più congiunturale) e l'accresciuta **concorrenza internazionale** nell'approvvigionamento di energia (che ha carattere più strutturale). Il calo nella domanda di gas dei mercati europei ha avuto infatti rilevanti ripercussioni tanto sui livelli di produzione dei principali Paesi produttori (Russia e Turkmenistan), quanto sui volumi di gas importati dai Paesi di transito dell'energia (Russia e Turchia). Alla diminuzione nella domanda di gas proveniente dai mercati europei ha fatto tuttavia da contraltare l'aumento della domanda da parte delle economie emergenti dell'Asia orientale (Cina *in primis*) che, sempre più risolutamente, si rivolgono agli stessi produttori caspici ritenuti fondamentali per lo sviluppo di una coerente politica europea di diversificazione degli approvvigionamenti (v. Approfondimento).

I Paesi produttori **di gas dell'area del Caspio** posseggono oggi un maggior margine di manovra rispetto al passato in cui si limitavano alla scelta obbligata, e in parte alternativa, tra Russia e Paesi europei. Questa tendenza si traduce per Mosca nella necessità di rinsaldare la cooperazione energetica con i Paesi dell'area del Caspio e, contemporaneamente, di accelerare lo sviluppo dei progetti di trasporto verso l'Europa. Ankara invece risponde alla diminuzione della domanda europea di energia ed al **rallentamento dei progetti infrastrutturali** sostenuti dall'Ue (v. 3.) con un incremento della dimensione multivettoriale della propria strategia energetica, meno allineata con quella europea e più incline all'approfondimento della cooperazione con i partners regionali del Paese (Iran, Iraq, Siria ed Egitto).

Qui di seguito sono svolte alcune considerazioni specifiche riguardanti la Russia, il bacino del Caspio, la Turchia e il Medio Oriente.

2.1. RUSSIA

La strategia energetica della Federazione russa – nella sua peculiare connotazione di Paese produttore di gas e di transito delle risorse d'estrazione centroasiatica – si basa su due fattori tra loro collegati: lo sviluppo della capacità produttiva interna e la cooperazione con i Paesi produttori del Caspio. Il perseguimento di questi due obiettivi permette a Mosca di presentarsi come principale fornitore di gas ai mercati europei, in grado di negoziare

accordi di vendita di lungo periodo e di ritagliarsi, al contempo, una significativa partecipazione nel *midstream* e *downstream* in Europa (v. 3). Affrontare la questione della sicurezza energetica dalla prospettiva russa si traduce in larga parte in un'analisi delle politiche del principale operatore statale russo: **Gazprom**. Nel 2009, Gazprom ha rappresentato il 10% del PIL russo, impiegando direttamente 380.000 persone e versando nelle casse federali circa 12,5 mld euro di tasse, pari a circa un quinto delle entrate fiscali di Mosca.

La diminuzione di domanda energetica dai mercati europei ha avuto rilevanti ripercussioni. L'estrazione di gas nel corso del 2009 si è infatti attestata a **584 Gmc**, con una variazione del **-12%** rispetto al 2008. Gazprom ha **esportato** in Europa occidentale **140 Gmc**, anche in questo caso con una contrazione del 12% rispetto al 2008. A questa riduzione di volumi ha corrisposto una riduzione degli utili di 10 mld euro, da 21,5 a 11,5. Questa situazione ha comportato il rallentamento dello sviluppo di nuovi giacimenti, come testimonia la decisione recentemente annunciata di posticipare la messa in produzione del maxi-giacimento di Shtokman, destinato a soddisfare una quota rilevante della domanda europea nel medio-lungo periodo.



La **relazione privilegiata che lega Gazprom ai paesi produttori di gas dell'Asia centrale** (Turkmenistan, Kazakhstan e Uzbekistan) continua a costituire uno dei principali

punti di forza per la compagnia russa nella sua proiezione internazionale. Prima ancora che rappresentare un'importante fonte di approvvigionamento per il mercato interno russo, il gas d'estrazione centroasiatica alimenta infatti le esportazioni russe tanto verso i Paesi della Comunità di Stati Indipendenti (Armenia, Bielorussia, Moldavia), quanto verso l'Europa. Nel 2008 il gruppo ha acquistato oltre **66 Gmc** di gas dall'Asia centrale. A causa della crisi economica e del conseguente calo di domanda di energia, il volume di acquisto di gas si è ridotto, nel 2009, a 37,3 Gmc. A fronte di un lieve incremento previsto per il 2010 (fino a 40 Gmc), Gazprom punta, entro il 2013-2015, a recuperare e a superare i volumi di acquisto del 2008. Sulla diminuzione del volume di acquisto di gas dall'Asia centrale ha pesato in misura determinante anche la vertenza sui prezzi d'acquisto del gas turkmeno che ha comportato la sospensione delle forniture di Ashgabat alla Russia a partire dall'aprile 2009. I volumi di gas importati dal Turkmenistan sono così crollati dai 42,3 Gmc del 2008 agli 11,9 Gmc dello scorso anno. La centralità del Turkmenistan per l'approvvigionamento di gas dall'Asia centrale ha tuttavia indotto Gazprom ad accettare di pagare per il gas turkmeno un prezzo più elevato ed allineato ai livelli di prezzo europei, chiudendo la vertenza e riavviando la cooperazione energetica con un accordo di importazione di 30 Gmc all'anno di gas. La chiusura del contenzioso tra Mosca ed Ashgabat potrebbe avere inoltre effetti benefici sul progetto di ammodernamento del **Caspian Coastal Pipeline** (CCP), metanodotto che collega Turkmenistan e Russia via Kazakhstan con una potenziale capacità di trasporto pari a 30 Gmc all'anno.

Uno snodo cruciale per la proiezione internazionale di Gazprom riguarda i rapporti con la vicina **Ucraina**, dal cui territorio transita oggi la gran parte dei volumi di gas diretti agli acquirenti europei. Sullo sfondo delle rilevanti crisi che hanno caratterizzato la cooperazione energetica tra i due Paesi nel corso degli anni più recenti, la vittoria nelle elezioni presidenziali del leader del Partito delle Regioni Viktor **Yanukovich**, tradizionalmente vicino alle posizioni di Mosca, potrebbe avere importanti ripercussioni anche sulle strategie di politica energetica di Kiev. Un primo importante segnale di apertura verso Mosca è giunto dalla disponibilità, manifestata dal neo-Presidente, a coinvolgere Gazprom nella gestione della rete infrastrutturale nazionale. La presa di posizione rappresenta un fondamentale cambiamento di prospettiva da parte dell'Ucraina nei confronti del gigante dell'energia russo. Sulla base della inderogabile necessità di ammodernamento della rete nazionale del gas, la volontà di Kiev di limitare la partecipazione di Gazprom nel *midstream* e *downstream* ucraino aveva infatti costituito la principale causa alla base delle ripetute "crisi del gas" registratesi tra i due Paesi. Lo schema proposto da Yanukovich prevede la costituzione di un consorzio a tre, partecipato pariteticamente dalla compagnia nazionale Naftogaz, da Gazprom e, per il restante 33%, da compagnie europee. Una prima indicazione sulle società europee potenzialmente interessate alla partecipazione al consorzio è giunta dai Governi tedesco ed italiano, dichiaratisi entrambi favorevoli alla proposta ucraina e certi del ruolo che le compagnie nazionali potranno svolgere.

2.2. BACINO DEL CASPIO

La fase a cavallo tra la fine del 2009 ed il primo trimestre del 2010 ha fatto registrare una chiara tendenza, da parte dei principali paesi produttori dell'area caspica, a diversificare i propri canali di esportazione rispetto al corridoio energetico verso l'Europa.

L'**Azerbaigian**, Paese cardine per lo sviluppo del corridoio energetico che collega il Caspio all'Europa attraverso Turchia e Georgia, sembra aver con successo allargato il novero dei propri acquirenti di gas a Russia ed Iran. Baku e Mosca – la cui cooperazione energetica è favorita dalla disponibilità di infrastrutture che non richiedono investimenti aggiuntivi – hanno siglato, il 10 ottobre 2009, un accordo per la fornitura alla Russia di 1 Gmc all'anno di gas dall'Azerbaigian che, per la prima volta, si presenta come esportatore nei confronti del proprio vicino. Alla valenza economica dell'accordo di sovrappone un'altrettanto significativa valenza politica. L'accordo russo-azero ha infatti preso corpo in contemporanea a l raffreddamento delle relazioni bilaterali tra Baku ed Ankara, tradizionale punto di riferimento regionale dell'Azerbaigian. A pesare su quest'ultime – prima ancora di una vertenza sui prezzi del gas (v. par. Turchia) – è stato il progressivo avvicinamento tra Turchia e Armenia, sancito dalla firma dei protocolli per la normalizzazione dei rapporti tra i due Paesi e dalla prospettiva di riapertura delle frontiere. La mancanza di relazioni diplomatiche tra Turchia ed Armenia ha infatti tradizionalmente rappresentato, per Baku, il principale strumento di pressione negoziale sull'Armenia nel contenzioso che ancora divide i due Paesi riguardo la sorte del Nagorno-Karabakh. La tempistica e la sovrapposizione degli accordi russo-azeri e turco-armeni mettono dunque in luce, una volta di più, la **profonda connotazione politica attribuibile alla competizione energetica nell'area caspica**.

L'allargamento della strategia energetica azera è testimoniato inoltre dalla crescente collaborazione con Teheran. Sul finire del 2009, Baku ha negoziato con Teheran l'esportazione di 0,5 Gmc di gas all'anno lungo il gasdotto Kazi-Magomed-Astara e, secondo fonti iraniane, i due partners potrebbero presto negoziare un accordo per ulteriori 2,5 Gmc all'anno. La strategia di diversificazione dei canali d'esportazione del gas turkmeno ha beneficiato, parallelamente, dell'inaugurazione di un metanodotto tra Dovletaban ed il terminale iraniano di Hangeran. Il gasdotto permetterà ad Ashgabat di elevare il livello di esportazione verso l'**Iran** dagli attuali 6 fino a 20 Gmc all'anno.

La “duplice valenza” dell'Azerbaigian, quale fornitore di gas e potenziale snodo del transito degli idrocarburi centroasiatici, conferisce alle **nuove direttrici di politica energetica azera** una notevole importanza. Un cambio di prospettiva azero rispetto alla centralità tradizionalmente conferita alle relazioni con le compagnie energetiche europee e statunitensi potrebbe dunque avere **pesanti ricadute sulla realizzabilità di un canale di esportazione verso l'Ue**.

Sulle possibilità di apertura di un corridoio energetico tra il Caspio e l'Ue grava inoltre il notevole ampliamento delle direttrici di politica energetica fatto registrare dal

Turkmenistan, nel cui territorio sono collocate le maggiori riserve di gas dell'area centroasiatica (7.940 Gmc). In questo quadro, oltre alla richiamata chiusura della vertenza russo-turkmena sui prezzi del gas, s'inserisce principalmente il lancio della cooperazione energetica con la Cina, sancito lo scorso dicembre dalla inaugurazione di un metanodotto tra i due Paesi (v. Approfondimento). Ashgabat – a cui Pechino ha peraltro offerto circa 5 miliardi di dollari di prestiti per lo sviluppo dei giacimenti di South Yolantan – si è impegnata ad esportare in **Cina** un volume di gas annuale pari a 30 Gmc per i prossimi 30 anni.

L'inserimento di Pechino nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse turkmene, al pari del rilancio della cooperazione energetica tra Ashgabat e Mosca e del rafforzamento dei legami con Teheran, gettano una **pesante ombra sulle possibilità del Paese centroasiatico di liberare significativi volumi di gas per l'esportazione diretta verso i mercati europei**. Il Turkmenistan ha infatti assunto obbligazioni di esportazione annuale di gas verso Russia, Cina ed Iran pari a circa 80-90 Gmc, cui si sommano i 20 Gmc necessari per fare fronte alla domanda interna di energia. L'attuale livello di produzione (attorno ai 70 Gmc all'anno) e le stime di crescita per il prossimo decennio mettono in forte dubbio le possibilità per il Turkmenistan di disporre di quantità di gas aggiuntive da offrire sul mercato europeo. Inoltre, in ragione del crollo della produzione determinatosi nel 2009 e della conseguente sospensione della produzione in circa 150 siti, Ashgabat potrebbe tornare ai livelli di produzione del 2008 non prima del 2013.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

La realizzazione del gasdotto Nabucco continua a rappresentare una delle priorità nell'agenda di politica energetica della **Turchia**, risolta nel tentativo di sfruttare la propria posizione geografica per assurgere al ruolo di *hub* regionale dell'energia alle porte del mercato europeo. In questa prospettiva il Parlamento turco ha ratificato con un'ampia maggioranza l'accordo intergovernativo per la costruzione del gasdotto **Nabucco**. A ciò si aggiunge che Ankara sembra essere sul punto di risolvere la vertenza sui prezzi d'importazione del gas dall'Azerbaijan che, dal 2008, aveva generato diversi dubbi sulla reale volontà turca di agevolare l'avanzamento del Nabucco (per il quale il collegamento turco-azero risulta di importanza determinante). Turchia ed Azerbaijan sembrano infatti vicini ad un compromesso sull'adeguamento del prezzo del gas sino ad oggi pagato da Ankara sulla base di un accordo bilaterale siglato nel 2001 e ritenuto inadeguato da Baku. Sullo sfondo della vertenza permane tuttavia la più significativa divergenza sul diritto turco di ri-esportazione del gas azero verso l'Europa, che l'Azerbaijan preferirebbe effettuare direttamente, limitandosi a pagare le tasse di transito ad Ankara.

Al di là della possibile risoluzione della vertenza turco-azera, la centralità rivestita da Ankara per la realizzazione del progetto Nabucco continua ad essere giocata su un piano diplomatico, con particolare riferimento al tentativo turco di **legare il sostegno al**

metanodotto ad un avanzamento del processo di adesione all'Ue. Ad inizio 2009 era stato non a caso il veto turco ad impedire l'ingresso nel Consorzio Nabucco alla compagnia francese Gdf Suez, in risposta alla contrarietà di Parigi all'ingresso della Turchia nell'Ue e alle posizioni dell'Eliseo sulla questione armena. Su questo sfondo, la recente dichiarazione del Consorzio Nabucco che riapre la strada alla partecipazione di Gdf è principalmente frutto del recente riavvicinamento turco-francese, sancito dalla visita a Parigi del Presidente Gül e dall'incontro, ad Ankara, tra il Ministro per il Commercio francese Idrac ed il Ministro dell'Energia turco Yildiz. Il rafforzamento della cooperazione energetica è stato, in questa occasione, individuato quale fattore di riavvicinamento tra i due Paesi grazie all'impegno non scritto a far cadere le obiezioni sulla partecipazione di Gdf al Nabucco in cambio del sostegno per l'apertura del capitolo sull'energia del negoziato turco-europeo, sino ad oggi bloccato dal veto cipriota.

L'utilizzo della carta energetica in chiave politica è frutto, in Turchia, della rinnovata **multivettorialità della politica energetica**. Ferma restando la volontà di assurgere ad *hub* dell'energia alle porte dell'Europa, Ankara va infatti approfondendo l'investimento economico e diplomatico per lo sviluppo di una **direttrice energetica nord-sud tra la Russia ed il Medio oriente**. In questo senso va letta la recente decisione turca di partecipare al progetto South Stream, in cambio dell'impegno di Eni e Gazprom a sviluppare la rotta energetica tra il porto di Samsun, sul Mar Nero, e quello di Ceyhan sul Mediterraneo. Lungo tale direttrice potrebbero presto correre un oleodotto ed un gasdotto che permetterebbero l'esportazione di idrocarburi russi verso Siria, Libano, Israele e Cipro. L'investimento turco nello sviluppo di un asse energetico nord-sud è altresì testimoniata dall'approfondimento della cooperazione energetica con Iraq ed Iran. Dopo il rilancio delle relazioni bilaterali turco-irachene sancito dalla visita del Presidente Gül in **Iraq** del marzo 2009, in ottobre la visita di stato turca a Baghdad (capeggiata dal Primo Ministro Erdoğan) ha fornito l'occasione per la firma di importanti accordi in materia energetica. In particolare, è stata sancita la comune volontà di ammodernare ed aumentare la capacità dell'oleodotto tra Kirkuk e Yumurtalik e di costruire un gasdotto in grado di trasportare in Turchia – e potenzialmente in Europa – fino a 8 Gmc all'anno. Parallelamente, in occasione della visita di Erdoğan a Teheran, la Turchia ha confermato la validità degli accordi bilaterali siglati con l'**Iran** alla fine del 2008 e successivamente congelati in ragione dell'opposizione statunitense. In base ad essi, la Turchia, a fronte di un investimento previsto di 3,5 miliardi di dollari, parteciperà allo sfruttamento dei giacimenti gassiferi di South Pars ed incrementerà il tetto dei livelli di importazione di gas dall'Iran dagli attuali 50 ad 83 milioni di metri cubi di gas giornalieri. Allo studio c'è anche la possibilità di costruire un gasdotto lungo i 1.800 chilometri che separano i giacimenti iraniani di Assaluyeh dal confine turco.

Lo sviluppo di un asse energetico nord-sud ha inoltre registrato il rafforzamento della cooperazione trilaterale tra Turchia, Siria ed Azerbaigian. In questo senso, il recente accordo tra Damasco e Baku per l'esportazione di 1 Gmc all'anno attraverso il territorio

turco, rafforza la cooperazione turco-siriana, forte di un accordo (siglato nel settembre del 2009) che prevede l'esportazione di 0,5/1 Gmc all'anno di gas per 5 anni a partire dal 2011 e l'eventuale creazione di un gasdotto tra Aleppo e Kilis, auspicata per il 2011.

Con specifico riferimento all'**Iraq**, la progressiva stabilizzazione del Paese potrebbe comportare notevoli vantaggi nell'ottica di una diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico europeo. L'Iraq rappresenta infatti il terzo Paese al mondo per riserve provate di petrolio e, sebbene le sue riserve non siano state adeguatamente esplorate, uno dei primi dieci Paesi al mondo per riserve di gas. La volontà europea di spingere per la creazione di un corridoio energetico meridionale dall'area del Caspio e del Medio Oriente potrebbe dunque beneficiare di un rilancio della cooperazione energetica tra Baghdad ed i partners europei, anche in relazione al ruolo di ponte verso il Medio Oriente che l'Iraq potrebbe assicurare. È principalmente in questa prospettiva che lo scorso 18 gennaio Ue ed Iraq hanno siglato un memorandum d'intesa per una *Partnership Strategica sull'Energia*. Con il Memorandum sono state individuate sei aree prioritarie di cooperazione energetica: (a) sviluppo di una politica energetica per l'Iraq; (b) programma di cooperazione per il periodo 2010-2015; (c) aggiornamento del programma iracheno per lo sviluppo del settore gas; (d) valutazione della rete di infrastrutture dell'Iraq per il trasporto e la fornitura di idrocarburi; (e) individuazione di fonti e rotte per il gas dall'Iraq all'Ue; (f) misure nel campo delle energie rinnovabili e dell'efficienza. Il Memorandum potrebbe dunque facilitare il coinvolgimento dell'Iraq nell'approvvigionamento del Nabucco, obiettivo esplicitamente sostenuto da Barroso sin dal 2008 e ribadito dal Primo Ministro iracheno Al-Maliki in occasione della firma dell'accordo intergovernativo per la sua costruzione. Resta tuttavia da sciogliere il nodo della titolarità a negoziare accordi energetici per i giacimenti nord-iracheni tra il governo centrale di Baghdad ed il Governo Regionale Curdo.

Infine, passando all'**Iran**, malgrado esso posseda un livello di riserve provate di gas secondo, su scala mondiale, solo alla Russia, l'effetto combinato della mancanza di investimenti interni e delle sanzioni comminate dagli Stati Uniti (e sostenute dai principali alleati di Washington) gli impedisce il pieno sfruttamento della propria capacità estrattiva. Proprio a causa di ciò, il mercato interno iraniano continua a subire una carenza di gas nei periodi invernali, caratterizzati dal picco della domanda. Per tale motivo e, in prospettiva, per liberare gas da destinare all'esportazione, Teheran sta approfondendo il livello di cooperazione energetica con i produttori dell'area caspica – Turkmenistan ed Azerbaigian in testa. Il potenziale aumento dei volumi d'acquisto di gas preventivato dalle compagnie iraniane necessita tuttavia di investimenti per l'ammodernamento delle infrastrutture di trasporto. La **Turchia** sembra essere l'unico attore regionale potenzialmente in grado di offrire a Teheran un livello di investimenti adeguato a sviluppare il potenziale estrattivo e di transito iraniano, tanto più alla luce del richiamato tentativo di Ankara di approfondire il dialogo energetico lungo un asse nord-sud. Ciò consentirebbe all'Iran di acquisire potenzialmente due vantaggi. Anzitutto, Teheran manterrebbe viva la possibilità di coinvolgimento nello sviluppo del corridoio energetico meridionale dell'Ue, che ha nella

Turchia il suo snodo fondamentale. D'altra parte, l'Iran potrebbe liberare volumi rilevanti di gas per l'esportazione verso i Paesi arabi privi della risorsa – Kuwait e Baharain in testa – così come verso il Pakistan.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI

Lo sviluppo di una rete di approvvigionamento energetico sufficientemente stabile e diversificata rappresenta la pietra angolare dei meccanismi di tutela della sicurezza energetica dell'Ue nella sua proiezione esterna. Sulla base delle linee guida per lo sviluppo delle **Reti Trans-Europee del gas** delineate dalle Istituzioni europee a partire dal 2003, tre sono i corridoi energetici il cui sviluppo è ritenuto prioritario per la tutela della sicurezza energetica del continente: un **corridoio settentrionale** (NG1) tra la Russia e l'Europa del Nord; un **corridoio meridionale** (NG3) tra le aree del Caspio e del Medio Oriente e l'Ue; un **corridoio mediterraneo** (NG2 e NG6) tra l'area del Nord Africa e l'Europa continentale. Progetti portanti degli assi energetici così delineati, cui Bruxelles ha assicurato il proprio sostegno sin dalla fase di studio di fattibilità, sono il gasdotto Nord Stream per il corridoio settentrionale, i gasdotti Nabucco e Turchia-Italia-Grecia per il corridoio meridionale e i gasdotti Medgas, Galsi e Greenstream per il corridoio mediterraneo.



L'effetto combinato della crisi economica e della diminuzione dei prezzi degli idrocarburi minaccia oggi di ritardare le decisioni sugli investimenti nella rete infrastrutturale tra l'Europa ed i Paesi produttori esterni ritardandone lo sviluppo. Per far fronte a tale criticità, la Commissione europea ha fatto del sostegno finanziario alle

infrastrutture energetiche una delle priorità dell'*Economic Recovery Plan*, il pacchetto per la ripresa economica approvato nel maggio 2009. La seconda tranche del pacchetto ha destinato 2,3 miliardi di euro al cofinanziamento di 31 progetti per il gas e di 12 per l'elettricità. Qui di seguito sono analizzati i principali progetti infrastrutturali europei riguardanti il gas, tra cui i più importanti progetti cofinanziati dall'Ue.

3.1. NORD STREAM

Lo scorso 12 febbraio la Finlandia ha dato il via libera alla costruzione del gasdotto Nord Stream nelle proprie acque territoriali. Il pronunciamento di Helsinki ha seguito il parere positivo espresso dalle competenti autorità nazionali sull'impatto ambientale dell'infrastruttura – che aveva minacciato di sospendere la costruzione del gasdotto in ragione degli elevati rischi geologici connessi alla particolare morfologia del Mar Baltico. Il progetto Nord Stream è frutto di una *joint venture* partecipata per il 51% da **Gazprom**, assieme alle tedesche **E.On Ruhrgas** e **Wintershall** (20% ciascuna) ed alla olandese **Gasunie** (9%). È stato inoltre recentemente previsto che E.On e Wintershall riducano la loro partecipazione di un 4,5% per consentire l'ingresso nel consorzio, con una partecipazione del 9%, alla francese **Gdf Suez**.

Il pronunciamento finlandese segue le analoghe decisioni prese, nei mesi passati, dagli altri Paesi interessati al transito del Nord Stream, deputato al trasporto di gas dal terminale russo di Vyborg a quello tedesco di Greifswald attraverso una rotta *offshore* transitante attraverso le acque territoriali finlandesi, svedesi e danesi. Il superamento delle difficoltà poste dai Paesi di transito è stato solo l'ultimo ostacolo in ordine di tempo che il progetto ha dovuto affrontare. Negli anni scorsi, i Paesi baltici e la Polonia si erano opposti in modo fermo al progetto, destinato a tagliarli fuori dalle linee di trasporto russe. Le pressioni congiunte della Russia e dei suoi partners europei - soprattutto la Germania - avevano tuttavia anche in quel caso portato ad un superamento delle opposizioni al progetto. La fase operativa della costruzione del gasdotto – costituito da due linee parallele della capacità di 27,5 Gmc all'anno ciascuna, per un totale di **55 Gmc/a** – potrebbe dunque essere avviata già entro il secondo trimestre del 2010. Secondo quanto dichiarato da Putin, la prima delle due linee potrebbe essere completata nella primavera 2011 ed entrare in funzione nel successivo settembre. L'entrata in funzione della seconda linea è invece prevista per il 2012.

L'ormai prossimo avvio dei lavori per la costruzione del Nord Stream evidenzia il progressivo stato di avanzamento dell'asse prioritario europeo del gas tra Russia, Europa del Nord ed area baltica (NG1), di cui il gasdotto rappresenta la colonna portante. Entro l'ottobre 2011 è infatti prevista l'entrata in funzione del gasdotto **OPAL** (Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung – Baltic Sea Pipeline Link) che collegherà il terminale tedesco di Lubmin – nei pressi di Greifswald – con il confine ceco ed i mercati centroeuropei. Il gasdotto, la cui costruzione è stata avviata in febbraio e che trasporterà sino a **35 Gmc**

all'anno, rappresenta una delle due **infrastrutture di collegamento** deputate a rendere la **Germania hub della distribuzione del gas nell'Europa centro-settentrionale** (v. 1.1.). Accanto allo sviluppo della direttrice energetica nord-sud assicurata dall'OPAL, un volume di gas pari a 20 Gmc all'anno sarà infatti trasportato lungo una direttrice occidentale attraverso il gasdotto **NEL** (Norddeutsche Erdgas-Leitung, Northern German Gas Link), la cui entrata in funzione è prevista tra il 2011 ed il 2012.



A rimarcare, una volta di più, la stretta relazione che lega le strategie energetiche tedesche e russe, le due infrastrutture di collegamento sono frutto di una stessa *joint venture* – la OPAL NEL Transport GmbH – partecipata al 20% da E.On Ruhrgas ed all'80% da Wingas. Quest'ultima è, a sua volta, detenuta pariteticamente da Wintershall e Gazprom, che si assicura così una partecipazione nel *midstream* e *downstream* energetico in Europa.

3.2. NABUCCO

Il voto del Parlamento turco del 4 marzo ha concluso la fase di ratifica nazionale dell'accordo intergovernativo siglato, nel luglio 2009, dai cinque Paesi interessati al transito del Nabucco. Incassati i diritti di transito da parte di Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria e Austria, il progetto Nabucco attende ora la finalizzazione del quadro legale relativo all'infrastruttura, da realizzare attraverso accordi separati tra le compagnie parte del Consorzio ed i Paesi sopracitati. A partire da luglio 2010 sarà poi aperto il processo "open-season", finalizzato ad aggregare la domanda di gas rivolta al Nabucco dai potenziali acquirenti. Il processo seguirà due fasi. In una prima fase, l'offerta di gas sarà rivolta alle sei compagnie partecipanti al Consorzio, per un totale di 15 Gmc all'anno (pari cioè alla metà della capacità prevista per il Nabucco a pieno regime). Il restante 50% sarà offerto, alle stesse condizioni e con contratti di lungo periodo, a compagnie terze. Alla positiva conclusione del processo "open-season" è collegata la decisione finale sugli investimenti, prevista entro fine anno.

Nell'ambito dell'*Economic Recovery Plan*, la Commissione europea ha incluso il Nabucco tra i 43 progetti energetici considerati prioritari in vista del sostegno all'economia e all'occupazione. Per il Nabucco che, per capacità preventivata e possibili Paesi fornitori di gas, continua a rappresentare l'infrastruttura portante per lo sviluppo del corridoio energetico meridionale dell'Ue (NG3), sono stati stanziati **200 milioni di euro** quale offerta di cofinanziamento. Il valore strategico nel Nabucco, nelle intenzioni della Commissione europea, non si limita allo sviluppo del corridoio energetico meridionale, ma rappresenta lo strumento centrale per un'effettiva diversificazione dell'approvvigionamento europeo, volta a ridurre la dipendenza dal gas russo.

Al di là del sostegno finanziario assicurato al Nabucco, permangono tuttavia forti perplessità sulla concreta realizzabilità dell'infrastruttura. Il nodo cruciale da sciogliere riguarda gli accordi con i Paesi produttori in grado di fornire al gasdotto un livello di approvvigionamento di gas tale da giustificarne finanziariamente la costruzione. Come già rilevato sopra, al momento l'Azerbaijan rappresenta l'unico Paese produttore dell'area del Caspio in grado di assicurare un livello significativo di approvvigionamento di gas al Nabucco. Con l'apertura della seconda fase di sviluppo dei giacimenti di Shah Deniz, Baku potrebbe infatti assicurare, entro il 2016, 16 Gmc/a (a fronte di una capacità di **31 Gmc/a** prevista per il gasdotto). Le forniture azere non sono comunque in grado di giustificare, da sole, l'economicità del progetto, come espressamente dichiarato da Werner Auli, capo della divisione "Gas and Power" della compagnia austriaca Omv per il quale, a fronte del solo coinvolgimento azero, è impensabile si possa procedere ad un investimento complessivo di quasi 8 miliardi di euro.

Diverse critiche continuano ad essere sollevate sulla **mancanza di una leadership** che possa garantire l'avanzamento del progetto in relazione tanto agli accordi con i Paesi di transito quanto e, soprattutto, con i Paesi produttori di gas potenziali fornitori del gasdotto. Non è un caso che le più recenti perplessità sulla fattibilità del Nabucco siano state

sollevate, in questo senso, dal Premier bulgaro Boyko Borisov e dal Presidente azero Ilham Aliyev. Come sottolineato dai vertici della compagnia tedesca Rwe, c'è un innegabile problema di fiducia nel progetto da parte dei Paesi produttori del Caspio. Una mancanza di fiducia che si riflette nella richiamata tendenza – emersa chiaramente a Baku ed Ashgabat – a ricercare canali di esportazione alternativi per il gas. L'auspicio, espresso dal Presidente Borisov, che possa essere la Commissione europea ad assumere una più risoluta leadership politica rispetto al Nabucco potrebbe essere suffragata dalle visite nella regione caspica previste a breve nell'agenda del Presidente della Commissione Barroso e del neocommissario per l'energia Oettinger. Dall'esito di queste visite potrebbe, in ultima analisi, dipendere la sorte del Nabucco. Non sembrano comunque infatti destinate a risolversi, nel breve periodo, le problematiche che ancora ostacolano le prospettive di approvvigionamento multiplo del Nabucco dai giacimenti di gas iracheni e, soprattutto, iraniani.

3.3. INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)

L'Interconnettore del gas Turchia-Grecia-Italia (ITGI), frutto dell'accordo intergovernativo siglato nel luglio 2007 dai ministri competenti dei tre Paesi coinvolti, consentirà l'importazione di circa 10 Gmc all'anno dall'area del Caspio – in particolare dall'Azerbaijan – attraverso gli interconnettori Turchia-Grecia (ITG) e Grecia-Italia (IGI). Il primo di essi è stato completato nel settembre 2007, mentre il secondo sarà costituito da un tratto *onshore*, da realizzare in territorio greco a opera dell'operatore greco Desfa, e da uno *offshore* sino alle coste pugliesi che sarà costruito da **Edison** e dalla compagnia statale greca **Depa**, tramite la *joint venture* paritetica **Poseidon**. L'entrata in funzione del metanodotto è prevista per il 2015 e, in base agli accordi tra le due società, l'80% della capacità di trasporto dell'IGI sarà riservata a Edison, mentre il restante 20% sarà destinato a Depa.

L'ITGI, sia pur con una portata relativamente più limitata rispetto agli altri progetti infrastrutturali in cantiere lungo la direttrice Caspio-Ue, rappresenta il progetto in fase più avanzata di realizzazione nel quadro dello sviluppo del corridoio energetico meridionale (NG3). L'Ue ha sostenuto la realizzazione del progetto ITGI sin dalla sua nascita assicurandogli, nel 2006, l'etichetta di “**progetto di interesse europeo**” nel quadro dell'asse prioritario del gas “Paesi del Mar Caspio – Medio Oriente – Unione europea”. Nella stessa prospettiva, il gasdotto Poseidon è stato incluso nei 43 progetti energetici sostenuti dalla Commissione europea attraverso l'*Economic Recovery Plan*, con un'offerta di cofinanziamento pari a **100 milioni di euro**.

La rilevanza dell'ITGI per lo sviluppo del corridoio energetico meridionale dell'Ue è testimoniata dalla crescente attenzione rivoltagli dagli Stati membri dell'Ue appartenenti all'area del Mar Nero. Il riferimento va in particolare alla Bulgaria. Anche alla luce della crisi del gas russo-ucraina dell'inverno 2009, che ha determinato l'interruzione delle forniture

russe per alcune settimane, Sofia ha individuato nell'ITGI un efficace strumento di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas (ad la Bulgaria dipende per il 90% dalla Federazione russa). Su questo sfondo, lo scorso 5 marzo, la *joint venture* Poseidon e la Bulgarian Energy Holding (Beh) si sono accordate per la costituzione di una Asset Company paritetica incaricata della costruzione di un interconnettore fra Grecia e Bulgaria (IGB). L'IGB consentirà entro il 2013 l'importazione in Bulgaria di un volume di gas compreso tra i 3 e i 5 Gmc all'anno, lungo una rotta di 160 chilometri. Gli investimenti previsti per la realizzazione dell'interconnettore ammontano a circa 140 milioni di euro, 45 dei quali sono stati offerti dalla Commissione europea attraverso l'*Economic Recovery Plan*.

3.4. SOUTH STREAM

Il primo trimestre del 2010 ha fatto registrare una notevole accelerazione del dialogo sull'energia tra la Federazione russa e i Paesi potenzialmente interessati al transito del progetto South Stream, concretatasi in una “**shuttle diplomacy**” condotta da Vladimir Putin e dai vertici di Gazprom in Europa centro-orientale. Allo stato attuale del progetto, il gasdotto dovrebbe raggiungere la Bulgaria con un tratto offshore nel Mar Nero, per poi dividersi in una direttrice occidentale (sino a raggiungere l'Austria attraverso Serbia, Ungheria e Slovenia) ed una meridionale (dalla Grecia sino all'Italia meridionale). Il giro di visite diplomatiche ed accordi è stato inaugurato a fine gennaio con la creazione di una *joint venture* russo-ungherese per la costruzione del relativo tratto del metanodotto. Nella stessa prospettiva, il successivo 16 febbraio, il Presidente russo si è recato in visita in **Grecia**, dove ha ottenuto la riaffermazione dell'impegno di Atene alla costruzione del metanodotto e le rassicurazioni del Primo Ministro Papandreu che la crisi economica non sarà di intralcio, ma anzi di incentivo, alla partecipazione greca al progetto. Lo stesso giorno, la visita di Aleksei Miller, Amministratore Delegato di Gazprom, in Bulgaria ha fatto segnare la parziale risoluzione dei disaccordi che avevano caratterizzato le relazioni tra i due partners nei mesi precedenti. La **Bulgaria**, snodo fondamentale della rotta del South Stream verso l'Europa, richiedeva infatti un incremento dei diritti di transito del metanodotto e la stipula di nuovi contratti di fornitura di gas direttamente con Gazprom, piuttosto che con sue controllate. A causa di queste richieste a queste richieste i negoziati per la costruzione del gasdotto avevano subito una battuta d'arresto che l'incontro tra Miller e le più alte cariche governative bulgare sembra aver superato.

L'approfondimento del dialogo energetico tra la Federazione russa ed i Paesi europei potenzialmente interessati al transito del progetto Nabucco sottolinea una volta di più l'aggressiva politica energetica russa che punta sulla mancanza di una vera politica convergente tra i Paesi membri dell'Ue. Un recente esempio di ciò è rappresentato dall'atteggiamento della **Romania**. Nel febbraio 2010, a seguito di un incontro tra il vicepresidente di Gazprom Alexander Medvedev e il Ministro dell'Economia rumeno Videanu, Bucarest (tradizionalmente considerata la principale sostenitrice europea del progetto Nabucco) ha presentato la documentazione tecnica per l'avvio di studi di fattibilità sul

transito del South Stream attraverso il proprio territorio. Che il coinvolgimento rumeno sia stato frutto dell'offerta russa rivolta a Bucarest (sullo sfondo delle crescenti incomprensioni che avevano caratterizzato il dialogo russo-bulgaro) dimostra una volta di più la spregiudicata strategia di *divide et impera* attuata da Gazprom rispetto ai propri interlocutori europei.

Il primo trimestre del 2010 ha fatto registrare, parallelamente, un crescente interesse da parte dei Paesi balcanici alla cooperazione per la realizzazione del progetto South Stream. La visita del Primo Ministro serbo-bosniaco Milorad Dodik a Mosca ad inizio marzo 2010 ha fornito l'occasione per un incontro con i vertici di Gazprom, ai quali ha espresso la volontà della **Bosnia** di unirsi al progetto. Negli stessi giorni, a Mosca, il ministro russo dell'Energia Shmatko e il ministro croato dell'Economia Popijac siglavano un accordo intergovernativo per la realizzazione del segmento croato del gasdotto South Stream. L'accordo dà il via libera allo studio di fattibilità per la messa in opera dell'infrastruttura ed alla costituzione di una relativa *joint venture*.

L'attivismo dei vertici dell'**apparato statale russo** e di Gazprom nel propugnare accordi con i partners europei interessati al transito del gasdotto sembra rafforzare la connotazione di “gioco a somma zero” generatasi nella competizione per la realizzazione del South Stream e del Nabucco. Pur tuttavia, la visione complementare e non alternativa propugnata da ENI in relazione ai due progetti è stata resa manifesta dal suo Amministratore Delegato, Paolo Scaroni, che ha recentemente suggerito la fusione delle due infrastrutture nei tratti comuni tra la Bulgaria e l'Austria. La parziale fusione di South Stream e Nabucco garantirebbe ad entrambi i progetti una riduzione degli investimenti e dei costi operativi. Al Nabucco verrebbe d'altro canto assicurata la cruciale partecipazione di uno Stato produttore di gas (la Russia). I vertici di Gazprom ed il Ministro degli Esteri Lavrov non hanno tuttavia accolto con favore la proposta di Eni, ribadendo che i due progetti sono indipendenti e non mutualmente esclusivi e sottolineando il più avanzato stato di sviluppo del South Stream, tanto in relazione agli accordi di vendita del gas sul mercato europeo, quanto a quelli di approvvigionamento dai Paesi produttori.

3.5. MEDGAZ

La rilevanza attribuita dalle Istituzioni europee, nel quadro dei meccanismi di tutela della sicurezza energetica, allo sviluppo degli interconnettori interni allo spazio comunitario è testimoniata dal ruolo centrale che essi svolgono nel garantire fattibilità ai progetti di trasporto del gas dai Paesi extraeuropei. Come già evidenziato nel caso Nord Stream, la profittabilità dei gasdotti è legata al bacino d'utenza che essi possono raggiungere e che, data la portata ed il numero di progetti in cantiere, non può limitarsi ad un singolo mercato nazionale.

La costruzione di un interconnettore tra Spagna e Francia risulta, in questo contesto, determinante per il completamento del gasdotto Medgaz, progetto di connessione tra

Algeria e Spagna, deputato a trasportare 8 Gmc annui a pieno regime. Terminata la parte *offshore* nel dicembre 2008 e l'allacciamento alla rete spagnola nell'autunno 2009, il completamento del Medgaz attende ora l'allacciamento con l'*upstream*. Quest'ultimo passaggio è stato ripetutamente posticipato, ritardando l'entrata in funzione del gasdotto, inizialmente prevista per la metà del 2009.

Il principale ostacolo al completamento del gasdotto è rappresentato dalla ritrosia di Gdf Suez e soprattutto di Sonatrach, compagnia di Stato algerina e principale socio del relativo consorzio (comprendente, oltre a Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdola (20%), Gdf Suez (12%) ed Endesa (12%)) ad incrementare le quote di esportazione di gas via tubo, rischiando di cannibalizzare parte delle proprie forniture GNL al mercato spagnolo, già saturo (v. 1.5.). Fintanto che la rete della penisola iberica sarà isolata dalla rete francese (e quindi dal resto d'Europa), Sonatrach e Gdf Suez hanno dunque poco interesse a completare l'infrastruttura, la cui entrata in funzione è slittata, almeno per ora, all'autunno del 2010.

Per tentare di sbloccare l'*impasse* che caratterizza il completamento di Medgaz, la Commissione europea ha incluso l'**interconnettore Spagna-Francia** tra i progetti co-finanziati dall'*Economic Recovery Plan*, stanziando una somma pari a **175 milioni di euro**.

CONCLUSIONI (PROGETTI INFRASTRUTTURALI E COMPETIZIONE EUROPEA)

Il calo della domanda europea di energia registrato in seguito alla crisi economica ha avuto importanti ripercussioni sulle strategie di politica energetica sia dei Paesi importatori sia di quelli esportatori.

Dopo un'accentuata contrazione nel corso del 2009, è previsto un aumento sostenuto della domanda fino al 2015. Negli anni successivi si dovrebbe poi assistere ad una stabilizzazione dei livelli di consumo, che nel caso delle principali economie dell'Europa occidentale dovrebbe portare ad un picco del fabbisogno intorno al 2020. A determinare questa tendenza sono due fattori di segno opposto. Da un lato, la ripresa economica determinerà in tutte le economie un significativo aumento della domanda di gas naturale nei prossimi 3-5 anni. Dall'altro, l'aumento dell'efficienza energetica e gli investimenti in risorse rinnovabili dovrebbero determinare una flessione strutturale della domanda di gas nelle principali economie dell'Europa occidentale, solo in parte compensata dalla crescita delle economie dell'Europa orientale. Complessivamente, nel **2020 il fabbisogno dei Paesi dell'Ue** dovrebbe passare dagli attuali 484 Gmc/a a circa **600 Gmc/a**.

A fronte di un incremento della domanda annua nel decennio 2010-2020 inferiore ai 120 Gmc, la maggior offerta di gas dovuta allo sviluppo di tutte le infrastrutture di trasporto attualmente previste supererebbe i 220 Gmc/a (v. tabella).

Progetto	Percorso	Gmc/a	Società coinvolte
Nord Stream	Russia-Germania	55	Gazprom (51%), Wintershall (BASF, 20%), E.ON Ruhrgas (20%), Gasunie (9%), Gdf Suez (*)
South Stream	Russia	63	Gazprom (50%), Eni (50%), Edf (*)
Nabucco	(da definire)	31	(da definire)
ITGI-Poseidon	Grecia-Italia	10	Depa (50%), Edison (50%),
TAP	Grecia-Albania-Italia	10	Statoil (50%), EGL (50%)
Galsi	Algeria-Italia	8	Sonatrach (41,6%), Edison (20,8%), Enel (15,6%), Sfirs (Regione Sardegna, 11,6%), Hera (10,4%)
Medgaz	Algeria-Spagna	8	Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdola (20%), Gdf Suez (12%), Endesa (Enel, 12%)
Rigassificatori	Italia, Francia, Polonia, Regno Unito	42	Eni , British Gas, Gdf Suez, Shell, altri
* partecipazione in fase di definizione			

L'evenienza di una "bolla del gas" è tuttavia destinata a restare puramente teorica: non sembra esserci spazio infatti per la fattibilità economica di tutte le infrastrutture in cantiere. Questa limitata possibilità di sviluppo ha rilevanti ricadute sulle strategie degli attori coinvolti, soprattutto sul versante della domanda. Il risultato è un'**accresciuta competizione intra-europea** tra i principali operatori nazionali, che mirano a garantirsi il controllo delle infrastrutture e delle relative importazioni per un volume sufficiente a coprire i propri fabbisogni e in prospettiva quelli presenti in altri Paesi. In questa competizione giocano un ruolo di primo piano anche i Governi di riferimento delle principali compagnie, soprattutto nella definizione dei rapporti coi Paesi fornitori.

I consorzi impegnati sui progetti infrastrutturali avvertono dunque in misura crescente la necessità di chiudere gli accordi che risultano determinanti per garantirsi la priorità nella costruzione dei gasdotti. Si tratta tanto dei contratti relativi all'acquisto quanto quelli relativi alla vendita di gas. Da questo punto di vista, la situazione su due dei tre corridoi energetici europei sembra definita con relativa chiarezza. **Nord Stream** (prima fase) sul corridoio settentrionale e **Medgaz** sul corridoio mediterraneo hanno già iniziato la fase costruttiva, avendo garanzie tanto sui flussi in ingresso quanto sugli accordi di commercializzazione.

La situazione è invece definita con meno chiarezza sul corridoio meridionale. **ITGI-Poseidon** si trova in una fase di sviluppo molto avanzata, paragonabile a quella dei due progetti in fase di realizzazione negli altri corridoi, con la conseguenza di rendere ancora più accesa la competizione tra South Stream e Nabucco. Lo sviluppo parallelo dei due progetti appare al momento insostenibile a causa delle incertezze collegate alla consistenza della domanda finale. Dal punto di vista della disponibilità di produzione da veicolare sull'infrastruttura, il **South Stream appare in netto vantaggio rispetto al Nabucco**, dato l'impegno diretto da parte di Gazprom. Gli sviluppi della situazione nei prossimi mesi, soprattutto per quanto riguarda l'aggregazione della domanda da parte degli operatori europei, potrebbe rivelarsi determinante nel sancire la scelta di procedere alla realizzazione di South Stream, malgrado il Nabucco prometta, almeno dal punto di vista teorico, di ridurre la dipendenza energetica dalla Russia.

L'effetto combinato della stabilizzazione della domanda europea e della necessità di selezionare tra i diversi progetti infrastrutturali ha dunque come prima conseguenza l'aumento della competizione intra-europea tra le principali compagnie, appoggiate dai propri Governi di riferimento. Esiste tuttavia una seconda conseguenza importante dell'attuale condizione del mercato regionale europeo del gas. Posti di fronte a prospettive di sviluppo limitate, i **Paesi produttori** stanno ampliando le proprie strategie di politica energetica, approfondendo il **dialogo con possibili acquirenti extraeuropei** (v. Approfondimento).

PARTE II - APPROFONDIMENTO: LA CONCORRENZA DELLE ECONOMIE EMERGENTI (CINA E INDIA)

INTRODUZIONE

Nei decenni passati, il mercato dell'energia è stato caratterizzato da una chiara definizione dei ruoli delle economie mondiali: da un lato le economie occidentali, caratterizzate da alti consumi e da livelli crescenti di importazioni; dall'altro tutti gli altri Paesi del mondo, legati ad una dimensione di autoconsumo e, in alcuni casi, produttori di risorse energetiche, esportate nelle economie industrializzate.

A partire dagli anni Novanta, alcuni Paesi precedentemente al di fuori del mondo industrializzato hanno sperimentato una crescita economica esponenziale. In questo contesto, due economie si distinguono per dimensioni e potenzialità: Cina e India. La crescita economica di questi Paesi ha comportato un forte aumento dei rispettivi fabbisogni energetici, costringendoli a ricorrere in misura crescente ai mercati internazionali. Sebbene caratterizzati da un mix energetico in cui il gas ha un ruolo per ora inferiore a quello che riveste nelle economie occidentali, **Cina e India si pongono in prospettiva come futuri competitori per le riserve di gas disponibili**. Come detto (v. 1.), il mercato del gas tende ad essere regionalizzato a causa dei vantaggi tecnici del trasporto via gasdotto. L'appartenenza alla macroregione eurasiatica che accomuna Cina, India ed Europa pone dunque le rispettive compagnie energetiche in una situazione di potenziale competizione per le riserve centroasiatiche.

CINA: QUADRO INTRODUTTIVO

L'economia cinese ha conosciuto negli ultimi due decenni un tasso di sviluppo molto elevato, che ha provocato un considerevole aumento della domanda interna di energia, triplicata tra il 1990 e il 2010. La Cina ha un fabbisogno complessivo (pari a circa il 15% di quello globale) di poco superiore a quello dei Paesi dell'Ue e secondo solo a quello statunitense. Il mix energetico che la Cina impiega per soddisfare questa enorme domanda è tuttavia piuttosto diverso da quello delle economie occidentali. Circa **il 65% dei consumi energetici cinesi è infatti costituito dal carbone**, mentre il petrolio è la seconda fonte energetica (18%), le biomasse - principalmente, legno - la terza (10%) e il gas naturale solo la quarta (3,6%). In confronto, nelle economie occidentali il petrolio è la prima fonte di energia (tra il 30 e il 40% dei consumi), seguito dal gas e dal carbone (circa il 20% ciascuno) e dal nucleare (10%). Le autorità cinesi prevedono tuttavia di accrescere sensibilmente il consumo di gas nel prossimo decennio, raddoppiandone il peso relativo nel mix energetico.

Nonostante il peso relativo limitato, i consumi di gas cinesi sono tuttavia già oggi significativi. Il consumo annuo ha fatto registrare una crescita del 10% circa dai 77 Gmc del 2008 agli **85 Gmc del 2009**, in netta controtendenza rispetto all'andamento internazionale.

Il trend di crescita della domanda cinese di gas sarà confermato anche nel 2010, portando il fabbisogno annuo a circa 100 Gmc.

Una delle ragioni per cui le autorità cinesi intendono incentivare l'utilizzo del gas naturale è che il Paese dispone di discrete riserve interne. **Attualmente, la produzione interna copre il 95% del consumo cinese.** Sebbene destinate ad essere sfruttate in modo sempre più consistente, le riserve interne cinesi non saranno comunque in grado di soddisfare tutta la nuova domanda prevista, obbligando Pechino a ricorrere all'importazione.

Nonostante le stime varino considerevolmente, nel **2020** il consumo cinese di gas dovrebbe attestarsi attorno ai **200 Gmc/a**. In ragione dell'aumento di produzione interna previsto dagli operatori cinesi (destinata a raggiungere i 120 Gmc/a) e dei progetti di sviluppo di rigassificatori, la Cina dovrebbe importare dall'Asia centrale circa 100 Gmc/a aggiuntivi. Si tratta, oltretutto, di una stima prudenziale, data l'incertezza che circonda tanto lo sviluppo della produzione interna quanto le stime di **crescita della domanda**, oggi **mantenuta artificialmente bassa** dal controllo statale sui consumi. In questo quadro, Pechino è costretta a perseguire - pur in un'ottica di medio-lungo periodo - una politica di aumento dei canali di approvvigionamento energetico e degli investimenti all'estero.

LA PROIEZIONE INTERNAZIONALE DELLA CINA NEL SETTORE DEL GAS

Nonostante l'esplosione della crisi economica a partire dal 2008, la Cina ha notevolmente incrementato il livello di investimenti all'estero nel settore energetico. A trainare la proiezione internazionale cinese nel settore energetico è la **China National Petroleum Corporation** (Cnpc) che, direttamente o tramite compagnie controllate, è oggi attiva in 49 paesi con circa 90 progetti. Una delle condizioni essenziali per l'efficacia dell'azione internazionale di Cnpc è il circolo virtuoso attivato tra la compagnia e la **Banca di Sviluppo Cinese** (Bsc). Oltre all'acquisizione diretta di partecipazioni in progetti di esplorazione, sfruttamento e trasporto degli idrocarburi, una parte rilevante della strategia energetica cinese si è infatti incentrata sulla concessione di **prestiti ai paesi produttori**, ripagati attraverso esclusive sulle esportazioni o partecipazioni nel *mid* e *downstream*. La politica dei prestiti inaugurata nel 2004 nei confronti dell'Angola - che destina oggi a Pechino il 40% circa della produzione nazionale di petrolio - si è concretizzata in un accordo concluso lo scorso anno tra Cnpc e Bsc. In base ad esso, la Banca accorderà a Cnpc 30 miliardi di dollari nei prossimi cinque anni per accelerare le strategie internazionali della compagnia.

Attiva nelle più rilevanti aree di produzione energetica su scala mondiale - dall'America latina sino all'Africa ed al Medio oriente - la Cina va concentrandosi con sempre maggior risolutezza verso l'area caspica. Attorno al **bacino del Mar Caspio**, ed in particolare in Asia centrale, si collocano infatti i più ingenti giacimenti di petrolio e gas

dell'area eurasiatica, che sono al centro di una accesa competizione internazionale tra le principali compagnie mondiali da quasi un ventennio.

L'inserimento di Pechino nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse energetiche caspiche è stato favorito dalla contiguità geografica e da un clima politico particolarmente ricettivo. Per le Repubbliche centroasiatiche (prigioniere del dualismo tra la continuazione della tradizionale subordinazione alle strategie del vicino russo e le potenzialità della cooperazione con gli interlocutori euro-atlantici), l'interesse cinese ha rappresentato una valida **via d'uscita dalla dicotomia "Russia-Occidente"**.

Il dato più rilevante, in relazione alla cooperazione energetica tra la Cina e le Repubbliche dell'Asia centrale, è rappresentato – prima ancora che dai volumi di gas oggetto di scambio – dalla **rapidità dello sviluppo e della costruzione della prima infrastruttura di trasporto di gas**. L'avvio dei negoziati che avrebbero portato alla inaugurazione, nel dicembre 2009, del **Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp)** può essere datato luglio 2007. In tale data la Cnpc e le competenti autorità turkмене si accordavano per la concessione alla compagnia cinese della partecipazione nella produzione di gas nel sud-est del Paese e per la vendita trentennale di 30 Gmc/a di gas (volume incrementato a 40 Gcm/a a seguito dell'offerta turkmena dell'agosto 2008).



In soli 29 mesi la CNPC è stata in grado di concludere la costruzione dell'impianto di trattamento del gas di Amu Darya e, contemporaneamente, dei 2.200 chilometri di gasdotto che oggi collegano Turkmenistan e Cina attraverso Uzbekistan e Kazakhstan. Il Cacgp, il cui funzionamento a pieno regime è previsto tra il 2013 ed il 2014, avrà una portata di 40 Gmc/a. Le autorità kazake (che, come quelle uzbeke, hanno concluso con Cnpc accordi di lungo periodo per l'esportazione di 10 Gmc/a) si sono dichiarate favorevoli ad aumentare

le stazioni di compressione del gas in modo da aumentare la capacità del Cacgp sino a 50 Gmc/a.

A conferire maggior significatività alla partecipazione cinese nello sfruttamento dei giacimenti energetici centroasiatici vi è poi la riproposizione della strategia “**prestiti per energia**”. Lo scorso maggio, Pechino ha accordato al Turkmenistan un prestito di 3 miliardi di dollari per sviluppare gli ingenti giacimenti di gas di South Yolatan (con riserve stimate pari a 6.000 Gmc), il cui pieno sfruttamento potrebbe consentire ad Ashgabat, nel medio periodo, di incrementare del 45% la propria capacità produttiva. A dimostrazione del crescente interesse internazionale per lo sfruttamento del potenziale energetico turkmeno, la compagnia di Stato turkmena (Turkmenengaz) ha sottoscritto un accordo di sfruttamento dei giacimenti con un consorzio composto da Cnpc, Ptrofac Emirates (Abu Dhabi), Gulf Oil and Gas (Dubai), LG International e Hyundai Engineering (Corea del Sud). In base ad esso Cnpc si è assicurata, al prezzo di circa 3 miliardi di dollari, la possibilità di sviluppare sino a 10 Gmc/a della capacità produttiva complessiva del sito.

CONSEGUENZE PER L'EUROPA

La centralità rivestita dall'utilizzo del gas nella strategia energetica cinese ed il conseguente bisogno di assicurarsi crescenti volumi di importazione accresce la significatività e il valore strategico della risorsa su scala regionale ed internazionale.

L'inserimento di Pechino nel giro d'affari legato allo sfruttamento delle risorse energetiche caspiche ha notevoli ripercussioni sul tentativo europeo di propugnare un corridoio energetico tra L'Asia centrale e l'Ue. Ripercussioni che vanno ben oltre il potenziale esaurimento, nel breve periodo degli idrocarburi, a disposizione per gli acquirenti europei (v. 2.2.). Grazie alla **proiezione regionale cinese**, infatti, i **Paesi produttori dell'area vedono accrescersi notevolmente le alternative d'esportazione a disposizione** e, con esse, il loro peso contrattuale. Da un lato, essi possono concretamente perseguire strategie di allargamento del numero di potenziali partners in contesti regionali diversi da quello europeo (v. 4.), e dall'altro, proprio in conseguenza di questo allargamento, possono contrattare in modo più efficace coi propri tradizionali interlocutori (come dimostrato dalla chiusura della vertenza russo-turkmena) (v. 2.1.).

La rapidità di esecuzione dei progetti energetici, dimostrata nel caso del Cacgp, accresce inoltre la **credibilità cinese agli occhi dei produttori centroasiatici**, che troppo spesso in passato si sono dovuto confrontare coi ritardi nella attuazione dei progetti di matrice occidentale. E' questo un fondamentale elemento di forza della strategia energetica di Pechino che, d'altro canto, può permettersi di non agire sulla base di una reale urgenza di diversificazione. Allo stato attuale, la minor dipendenza dal gas rispetto alle altre economie mondiali conferisce anche a Pechino maggiori margini di trattativa e, conseguentemente, un maggior potere contrattuale.

INDIA: IL COMPETITORE ASSENTE

L'economia indiana sta attraversando una fase di intenso sviluppo che, sebbene inferiore a quello cinese e caratterizzato da una diversa domanda energetica, ha provocato il raddoppio dei consumi energetici indiani tra il 1990 e il 2010. Il fabbisogno energetico dell'India rappresenta attualmente il 5% della domanda mondiale di energia. Il mix energetico che caratterizza l'economia indiana è diverso da quello delle economie occidentali, anche se meno di quanto accade nel caso della Cina. Il peso relativo del gas è contenuto, circa il 5% (contro il 24% europeo), ma in continua crescita.

Nel **2009** la domanda indiana di gas è stata di **43 Gmc**, in aumento del 5% e in controtendenza rispetto al trend internazionale. La **produzione interna** (34 Gmc) ha soddisfatto quasi l'**80% del fabbisogno**, con la restante quota importata sotto forma di GNL. Le previsioni sull'andamento del consumo per il prossimo decennio indicano un continuo trend di crescita, con una domanda stimata di poco superiore ai 70 Gmc nel 2019. A differenza del caso cinese, tuttavia, la domanda interna indiana sarà soddisfatta in misura crescente dalla produzione interna, soprattutto *offshore*. Si stima infatti che la società statale Oil & Natural Gas Corporation (Ongc) e gli altri operatori indiani saranno in grado di produrre circa 70 Gmc/a entro la fine del decennio.

La crescente produzione interna permetterà dunque all'India di soddisfare il proprio fabbisogno di gas almeno fino al 2020, rendendo le ipotesi di sviluppo a breve e medio termine di gasdotti transitanti per il Pakistan più un'ipotesi che una reale prospettiva di sviluppo infrastrutturale. A differenza del caso cinese, dunque, **l'India non rappresenterà nel corso del prossimo decennio un competitore significativo per l'accesso al gas centroasiatico**. È tuttavia possibile immaginare già a partire dai prossimi anni un crescente interessamento diretto delle compagnie indiane all'area centroasiatica - nonché all'Iran - in vista di possibili sviluppi di lungo periodo.

FONTI

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BMI - Business Monitor International

BP

Centre for Eastern Studies

Commissione Europea

ENI

Eurogas

Gazprom

IEA - International Energy Agency

Interfax

Ministero dello Sviluppo Economico

Oil & Gas Journal

Oil & Gas News

Platts Energy Economist

Southeastern European Times

Staffetta Quotidiana

Terna

The Economist

The Economist Intelligence Unit

World Gas Intelligence

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico per le relazioni internazionali.

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana.

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

**Flussi migratori
Mediterraneo e Medio Oriente
Relazioni Transatlantiche
Sicurezza energetica**

Coordinamento redazionale a cura del:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it